

Informe Desempeño Servicios Complementarios

Febrero 2020

Departamento de Control de la Operación

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Marzo 2020

Teatinos N°280 – Piso 11

Teléfono: (56 2) 2424 6300

Fax: (56 2) 2424 6301

Santiago – Chile

Código Postal: 8340434

www.coordinador.cl

Informe Desempeño Servicios Complementarios

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	12/03	Informe	EV/RS	REV

Índice

1	OBJETIVOS Y ANTECEDENTES	5
1.1	Objetivo	5
1.2	Antecedentes.....	5
2	CRITERIOS PARA EL CALCULO DEL DESEMPEÑO DE LOS SSCC	6
2.1	Control Primario de Frecuencia, CPF.....	6
2.1.1	Respuesta CPF Estado Normal ($R1j$):.....	6
2.1.2	CPF Contingencia ($R2j$):.....	7
2.2	Control Secundario de Frecuencia, CSF.	11
2.3	Control Terciario de Frecuencia, CTF.	13
2.3.1	CTF en giro	14
2.3.2	CTF en frío	17
2.4	Control de Tensión, CT.....	21
2.4.1	CT - Unidades Sincrónicas	21
2.4.2	CT – Parques ERNC.....	29
2.5	Control de Contingencias.....	33
2.5.1	Esquema de desconexión de carga.....	33
2.5.2	Esquema de desconexión de generación.	36
2.6	Planes de Defensa contra Contingencias, PDC.	38
2.7	Plan de Recuperación de Servicio, PRS.	39
2.7.1	Partida Autónoma	40
2.7.2	Aislamiento Rápido	41
2.7.3	Equipamiento de Vinculación	42
2.8	Estándar desempeño SSCC.	42

3	SEÑALES REQUERIDAS PARA LA VERIFICACIÓN DE LOS SSCC	44
3.1	Control de Frecuencia	44
3.1.1	Control Primario de Frecuencia	44
3.1.2	Control Secundario de Frecuencia	45
3.1.3	Control Terciario de Frecuencia.....	45
3.2	Control de Tensión.....	46
3.3	Control de Contingencia	46
3.4	Plan de Recuperación de Servicios (PRS)	47
3.4.1	Partida Autónoma (PA).....	47
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR).....	47
3.4.3	Equipamiento de Vinculación (EV).....	47
4	INDICADORES DE DESEMPEÑO DE SSCC	48
5	ANEXOS.....	49

1 OBJETIVOS Y ANTECEDENTES

1.1 Objetivo

De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) y el Reglamento de Servicios Complementarios vigentes, el Coordinador deberá realizar la verificación y el seguimiento del cumplimiento efectivo de los Servicios Complementarios (SSCC) prestados en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

De esta manera, los objetivos del presente informe son los siguientes:

- Revisar la disponibilidad de los equipos o instalaciones que prestan SSCC.
- Evaluar el cumplimiento efectivo de las instalaciones que participan en la prestación de los SSCC, de acuerdo con lo dispuesto en el Informe de Definición de Servicios Complementarios (Res. Exta. 801/2018 y Res. Exta. 827/2019) y lo establecido en el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC) vigente.
- Calcular el desempeño de los equipos o instalaciones que han prestado SSCC en el periodo de evaluación.

1.2 Antecedentes

Los antecedentes considerados en el presente Informe son los siguientes:

- Reglamento de Servicios Complementarios, aprobado mediante Decreto N° 113/2017.
- Informe de Definición de Servicios Complementarios, aprobado mediante Resolución Exenta N° 801/2018 y modificado mediante Resolución Exenta N° 827/2019.
- Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), según lo dispuesto en la Res. Exenta N° 786/2019.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente.
- Informe de Servicios Complementarios 2020, vigente desde el 1 de enero de 2020. Enviado mediante carta DE 06406-19 del 30 de noviembre de 2019.
- Estudios para Análisis de fallas (EAF) asociados a las fallas ocurridas durante el periodo de evaluación.
- Información complementaria eventualmente enviada por los coordinados ante la ocurrencia de un evento que active el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) o el servicio de Control de Contingencias.

2 CRITERIOS CALCULO DESEMPEÑO DE LOS SSCC

2.1 Control Primario de Frecuencia, CPF.

Para todas las unidades instruidas a participar del Servicio Complementario (SC) de Control Primario de Frecuencia (CPF), se verificará el cumplimiento efectivo de la prestación del servicio, esto es cumplimiento de los estándares definidos en el ISSCC vigente y el aporte de potencia comprometido para condiciones de contingencia.

En consecuencia, el desempeño del SC de CPF será calculado de acuerdo con lo indicado en los Títulos 5-2 y 5-3 de la NT SSCC, esto es:

$$D_CPF^H_j = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times RCPF^H_j$$

Donde,

$D_CPF^H_j$: desempeño del CPF de la unidad generadora o equipo j en la hora H .

T_{jind} : tiempo en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : tiempo que el equipo j estuvo convocado a prestar el servicio durante el periodo de evaluación.

$RCPF^H_j$: respuesta del control primario de frecuencia del equipo j en la hora H .

La respuesta R del control primario se encuentra compuesta por su desempeño en estado normal y ante contingencias. En ambos casos el análisis se realizará a través de la plataforma Saturn2e, considerando lo siguiente:

2.1.1 Respuesta CPF Estado Normal ($R1_j$):

Para realizar el cálculo del desempeño del CPF en estado normal, el Coordinador ha instruido a los Coordinados la instalación de un equipo registrador en cada unidad que preste el SC de CPF. Las mediciones de este registrador serán procesadas para obtener un índice de desempeño en función de las instrucciones del CDC y del cumplimiento de los siguientes parámetros:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, para:
 - Unidades Hidráulicas de 0 % a 8%.
 - Otras unidades (sincrónicas o ERNC) de 4% a 8%.
- b) Banda Muerta Inferior a 0,1% del valor nominal de la frecuencia, es decir, ± 25 mHz para unidades sincrónicas y de ± 200 mHz para ERNC.

- c) Tiempo máximo de establecimiento es de 30 seg. para las unidades generadoras termoeléctrica y de 120 seg. para las unidades generadores hidráulicas.

En el caso que alguna unidad a la cual se le haya instruido este equipamiento y a la fecha de la evaluación no cuente con éste, se considerará que la unidad se encuentra en un estado de “No Verificable” (NV).

Finalmente, la respuesta de CPF Estado Normal será equivalente al porcentaje de tiempo que los parámetros anteriores se mantuvieron dentro de los rangos establecidos sobre el tiempo total que hayan sido instruidos a prestar el SC de CPF.

2.1.2 CPF Contingencia ($R2_j$):

El desempeño del CPF Contingencia, corresponde a la respuesta de potencia eléctrica adicional o reducción de ésta, según sea el caso, que debe ser proporcionado ante una contingencia por los equipos en tiempos menores a 10 segundos y sostenida por un período de al menos 5 minutos.

Se considerará como evento que produce un déficit o exceso importante de generación, aquellas contingencias que produzcan desviaciones superiores a ± 0.2 Hz respecto de la frecuencia nominal de la red.

La metodología de análisis para el CPF ante contingencias contempla las siguientes bandas de análisis:

- *Banda 1:* 50.2 – 49.8 Hz (CPF estado normal)
- *Banda 2:* 49.3 – 49.8 Hz o 50.2 – 50.7 Hz
- *Banda 3:* 48.9 – 49.3 Hz o 50.7 – 51.1 Hz
- *Banda 4:* menor a 48.9Hz o mayor a 51.1Hz

Banda 4

Para los valores de frecuencia de la banda 4, se activan los EDAC por sobre o sub-frecuencia, por lo tanto, el algoritmo no analizará dicha situación. Pausando la verificación del CPF en dicha condición.

Banda 3

Al momento de detectar una variación de la frecuencia que alcance 49.3 Hz o 50.7 Hz y que no pertenezca a la “banda 4” se aplica el siguiente algoritmo:

Sea:

$F(t)$ = frecuencia eléctrica en el instante "t"

$P(t)$ = potencia eléctrica en el instante "t" (filtrada para eliminar ruidos de medición)

$P_o(t)$ = potencia de referencia en el instante "t"

t_0 = momento en que inicia la perturbación.

t_1 = instante en que la frecuencia alcanza alguno de los límites de la banda 3.

La metodología se basa en que una vez que el algoritmo detecta el instante " t_1 ", busca la "condición de régimen normal" previa para así ajustar el momento de la bajada/subida de frecuencia y obtener con más precisión el inicio de la perturbación " t_0 ".

Se define "*condición de régimen normal*" a la ventana temporal de 10 segundos en donde la frecuencia presenta variaciones "*normales*" previo al momento " t_1 ". Dicha "condición de régimen normal" termina en el momento " t_0 " que es cuando inicia la perturbación. En la siguiente figura se muestra gráficamente los conceptos mencionados.

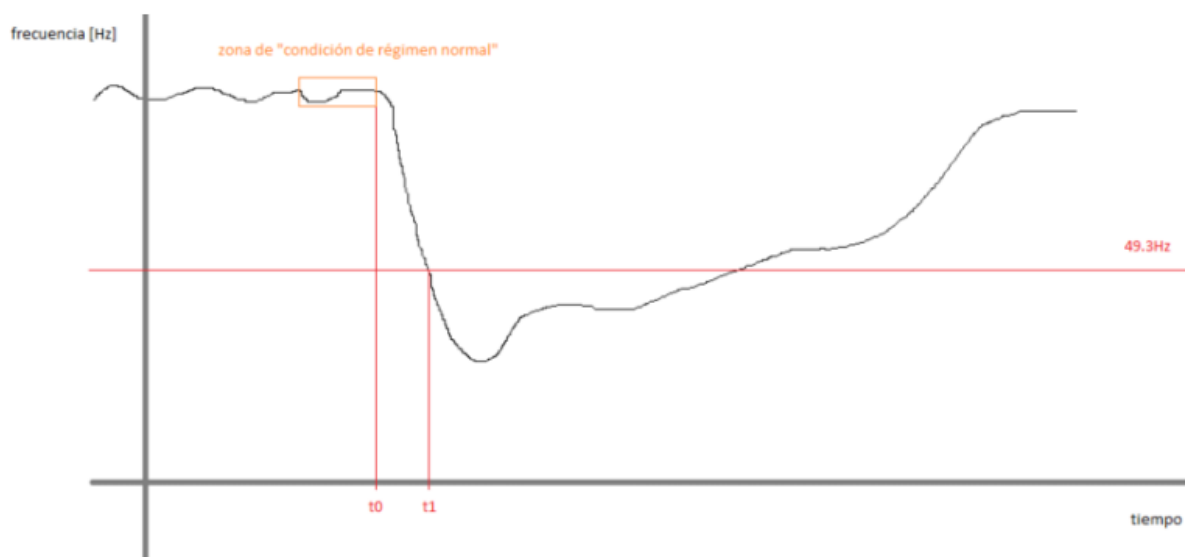


Figura 1. Señal de frecuencia, instantes " t_0 " y " t_1 "

Para la detección de la "condición de régimen normal" se utiliza un filtro digital para suavizar tanto la señal de frecuencia como su derivada. La detección del momento " t_0 " se realizará partiendo de " t_1 " y analizando en el sentido decreciente del tiempo una ventana temporal móvil hasta que el valor promedio de la ventana móvil resulta igual a cero, considerando un margen de tolerancia.

Luego, existen dos posibles casos de análisis, los cuales dependen si se ha integrado la consigna de potencia al registrador de datos.

Caso 1: se tiene la señal medida de la referencia de potencia.

Para los instantes detectados como “condición de régimen normal” se obtiene el promedio de los valores de la potencia de referencia denominados “**Po_promedio**”.

Se considerará el aporte en “ $t_0 + 10$ segundos”, si la diferencia entre “ t_1 ” y “ t_0 ” es mayor a 10 segundos entonces se considerará el aporte de potencia en “ t_1 ”.

$$\text{Aporte de potencia a 10 segundos} = |P(\max(t_0 + 10, t_1)) - P_o\text{promedio}|$$

Se toma como margen de tolerancia el mayor de los aportes a 10, 11 y 12 segundos después de t_0 , es decir, una tolerancia de 20% en tiempo. Por lo que la expresión queda:

$$\text{CPF@10s} = \text{MAX} (|P(\max(t_0 + 10, t_1)) - P_o\text{promedio}|, |P(\max(t_0 + 11, t_1 + 1)) - P_o\text{promedio}|, |P(\max(t_0 + 12, t_1 + 2)) - P_o\text{promedio}|)$$

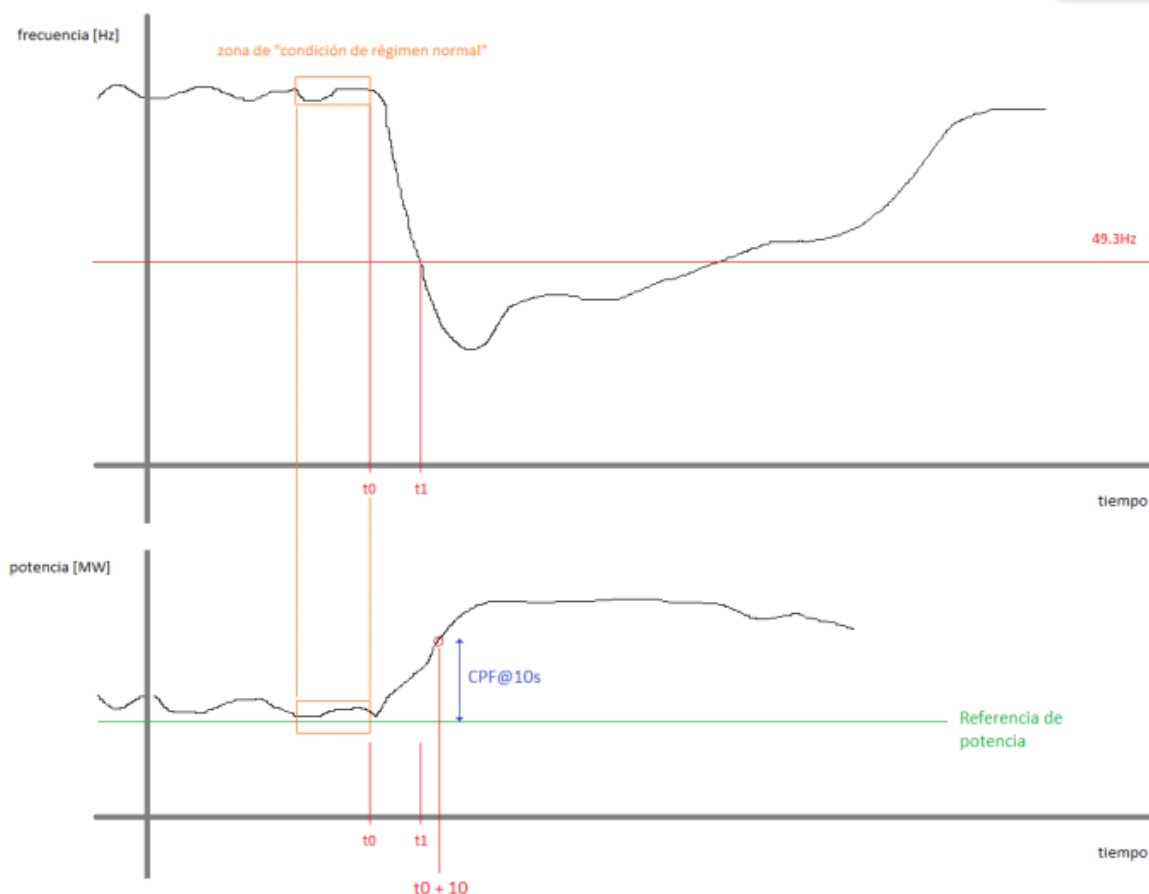


Figura 2. Ejemplo de evaluación Caso 1.

Caso 2: No se tiene la señal medida de la referencia de potencia.

El aporte de potencia a los 10 segundos se calcula como la diferencia respecto al valor de referencia, pero al no contar con una señal de consigna se realizan los siguientes cálculos.

- a) Frecuencia pre-perturbación en torno a 50Hz. (hipótesis necesaria para suponer que la potencia se encuentra en torno al valor de referencia de potencia)
- b) Desvío de frecuencia mayor o igual a 0.7Hz.

En este caso se busca en sentido decreciente del tiempo partiendo desde “t1” un período de 30 segundos en donde la frecuencia se encuentre cercana a 50Hz, suponiendo que el promedio de la potencia activa medida dentro de ese mismo período será aproximadamente el valor de referencia de potencia.

En caso de que la búsqueda resulte exitosa, es decir, se encuentra un intervalo en donde el promedio de la frecuencia este dentro de 50Hz +/- 0.05Hz entonces se asume que el promedio de la potencia estará en torno a la potencia de referencia (“Ppromedio”).

Se considerará el aporte en “t0 + 10 segundos”, si la diferencia entre “t1” y “t0” es mayor a 10 segundos entonces se considerará el aporte de potencia en “t1”.

$$\text{Aporte de potencia a 10 segundos} = |P(\max(t0 + 10, t1)) - P_{\text{promedio}}|$$

Se toma como margen de tolerancia el mayor de los aportes a 10, 11 y 12 segundos después de t0, es decir, una tolerancia de 20% en tiempo. Luego la expresión para determinar el aporte del CPF queda determinada de acuerdo con lo siguiente.

$$\text{CPF@10s} = \text{MAX} (|P(\max(t0 + 10, t1)) - P_{\text{promedio}}|, |P(\max(t0 + 11, t1 + 1)) - P_{\text{promedio}}|, |P(\max(t0 + 12, t1 + 2)) - P_{\text{promedio}}|)$$

Banda 2

Al momento de detectar una variación de la frecuencia que alcance los 49.8Hz o 50.2Hz y que no pertenezca a la “banda 3”, la metodología aplicada es exactamente igual que para la banda 3, a excepción de que se busca el instante t1 para una desviación de +/- 0.2Hz en lugar de +/- 0.7Hz.

Para la determinación de la respuesta de los equipos de compensación de energía activa (ECEA), en los casos que una unidad sincrónica realice un reemplazo de su aporte ante contingencia, se utilizarán los registros de operación obtenidos directamente del SITR.

En el Anexo 1 se presenta un diagrama lógico de la metodología utilizada para analizar el CPF.

2.1.3 Respuesta del Control Primario de Frecuencia (RCPF):

Las metodologías descritas anteriormente (2.1.1 y 2.1.2) se aplica en bloques de 10 min, obteniéndose una respuesta (R_1 o R_2) para cada uno de los 6 bloques de la hora. Luego, el desempeño horario de un equipo que presta el SC de CPF quedará determinado por:

$$RCPF^H_j = \frac{R^{10} + R^{20} + \dots + R^{60}}{6}$$

Donde,

$RCPF^H_j$: respuesta del CPF de la unidad generadora o equipo j en la hora H .

R^{10} : Respuesta del CPF de la unidad generadora durante los primeros 10 minutos de la hora H .

R^{20} : Respuesta del CPF de la unidad generadora entre el minuto 10 y 20 de la hora H .

R^{60} : Respuesta del CPF de la unidad generadora entre el minuto 50 y 60 de la hora H .

Cabe destacar que, las respuestas R de cada bloque pueden corresponder al cálculo de los parámetros de CPF, en el caso que en dicho periodo no ocurriesen eventos que hagan salir la frecuencia de la banda de ± 0.2 Hz (R_1), o el análisis de contingencia (R_2) cuando se detecta que la frecuencia salió de dicha banda.

Finalmente, el Factor de desempeño del SC de Control Primario de Frecuencia, quedará determinado acorde con lo especificado en el Artículo 5-51 de la NT SSCC, esto es:

$$F_{d_{CPF}} = \begin{cases} 1, & D_{CPF} \geq \overline{\alpha_{CF}} \\ D_{CPF}, & \underline{\alpha_{CF}} \leq D_{CPF} \leq \overline{\alpha_{CF}} \\ 0, & D_{CPF} \leq \underline{\alpha_{CF}} \end{cases}$$

2.2 Control Secundario de Frecuencia, CSF.

Acorde con lo descrito en el Artículo 5-54 de la NT SSCC para el cálculo de la respuesta del control secundario de frecuencia $RCSF_j$, se considerará el tiempo que se encuentre la unidad en la condición de operación Not-Tracking o manual, debido a exceder el tiempo de la

condición Not-Tracking (200 s), producto de alguna anomalía atribuible a las instalaciones de responsabilidad del Coordinado.

El índice de desempeño asociado a la prestación del SC de CSF será calculado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$D_CSF_j = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times RCSF_j$$

Donde,

D_CSF_j : desempeño del CSF de la unidad generadora o equipo j.

T_{jind} : tiempo que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : tiempo en que el equipo j estuvo convocado a prestar el servicio durante el periodo de evaluación.

$RCSF_j$: respuesta de control secundario de la unidad generadora o equipo j participando del AGC.

El cálculo del índice considera el tiempo Not – Tracking y el tiempo en que la unidad estuvo en modo manual - remoto ($T_{MANL-Remoto}$), producto de superar el tiempo máximo definido para la condición de Not - Tracking.

$$RCSF_j = \left(1 - \frac{T_{iempo\ Not-Tracking\ AGC} + T_{MANL-Remoto}}{T_{iempo\ en\ AGC} + T_{MANL-Remoto}} \right)$$

Donde,

$T_{iempo\ Not-Tracking\ AGC}$: tiempo en que la unidad estando en seguimiento no responde a los comandos de control AGC. Luego de 200 s, la unidad pasa automáticamente a modo Manual (MANL–Remoto).

$T_{MANL-Remoto}$: corresponde al tiempo en que la unidad estuvo en modo manual y control remoto, hasta que se ingrese una restricción, donde se indique que la unidad no puede prestar el servicio mientras se investiga la causa y su estado cambie a Manual - Local.

$T_{iempo\ en\ AGC}$: tiempo en que la unidad estuvo bajo el control del AGC. En caso de que la unidad pase de Not – Tracking a modo Manual - Remoto automáticamente luego de 200 s, se incluirá al Tiempo en AGC el tiempo en que la unidad estuvo en modo

manual - remoto, hasta que se ingrese una solicitud de limitación, donde se indique que la unidad no puede prestar el servicio mientras se investiga la causa y que su estado cambie a Manual - Local.

El Factor de desempeño del SC de Control Secundario de Frecuencia para la hora H, quedará determinado acorde con lo especificado en el Artículo 5-51 de la NT SSCC, esto es:

$$F_{d_{CSF_j}}^H = \begin{cases} 1, & D_{CSF_j}^H \geq \overline{\alpha_{CF}} \\ D_{CSF_j}^H, & \underline{\alpha_{CF}} \leq D_{CSF_j}^H \leq \overline{\alpha_{CF}} \\ 0, & D_{CSF_j}^H \leq \underline{\alpha_{CF}} \end{cases}$$

2.3 Control Terciario de Frecuencia, CTF.

La verificación del Control Terciario de Frecuencia se realiza según lo especificado en el Artículo 5-50 de la NT SSCC. Considerando la definición del SC de CTF y su naturaleza de activación manual es que el cálculo del factor de activación se realizará de acuerdo con la siguiente lógica.

$$D_{CTF+^H_j} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times \overline{RCTF+^H}$$

$$D_{CTF-^H_j} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times \overline{RCTF-^H}$$

Donde,

$D_{CTF+^H_j}$: desempeño del CTF+ de la unidad generadora o equipo j.

$D_{CTF-^H_j}$: desempeño del CTF- de la unidad generadora o equipo j.

T_{jind} : tiempo que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : tiempo en que el equipo j estuvo convocado a prestar el servicio durante el periodo de evaluación.

$\overline{RCTF+^H}$: respuesta de control terciario ante subfrecuencia de la unidad generadora o equipo j en la hora H.

$\overline{RCTF-^H}$: respuesta de control terciario ante sobrefrecuencia de la unidad generadora o equipo j en la hora H.

Para el cálculo de los factores de activación asociados a cada subcategoría del SC de CTF se debe considerar lo siguiente:

2.3.1 CTF en giro

a) Activación del servicio (C1)

Para evaluar esta etapa, se calcula la integral de la señal de Potencia (P) entre el momento que se da la instrucción y los 30 s siguientes (I0), comparándola con la integral calculada entre el minuto 5 y los 5.5 minutos (I1). Se considerará que la activación del servicio fue satisfactoria si la Integral 1 es mayor que el valor de la Integral 0. En caso de no cumplirse la premisa anterior, se realizará una segunda evaluación entre los 5.5 minutos y el minuto 6, realizando nuevamente la comparación.

$$I0 = \int_0^{30\text{ s}} P(t)dt \quad I1 = \int_{5\text{ min}}^{5.5\text{ min}} P(t)dt \quad I2 = \int_{5.5\text{ min}}^{6\text{ min}} P(t)dt$$

$$CTF + : I1 > I0 \text{ ó } I2 > I0 \Rightarrow C1 = 100\% \text{ (a)}$$

$$CTF - : I1 < I0 \text{ ó } I2 < I0 \Rightarrow C1 = 100\% \text{ (b)}$$

Evaluación C1: a continuación, los resultados de la evaluación de acuerdo con el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1) C1 = 1, cuando se cumple condición (a) o (b)
- 2) C1 = 0, cuando no se cumplen (a) ni (b)

b) Evaluación en 15 minutos (C2)

Para evaluar esta etapa se verificará en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) la respuesta de la unidad, evaluando el diferencial de potencia a los 15 minutos después de entregada la instrucción al Centro de Control respectivo, y se compara con la instrucción otorgada originalmente.

P_{t15}	Potencia en barra de inyección de la unidad al minuto 15 después de entregada la instrucción.
P_{t0}	Potencia en barra de inyección de la unidad al momento de la instrucción.
ΔP	Diferencial de potencia instruida.

Dado lo anterior, la verificación de la prestación de esta etapa se realiza mediante la evaluación de:

- i. Cuando $\Delta P > 0$ (Activación CTF + de subida)

Se calcula:

$$\text{MargenP} = P_{\text{MAX}} - P_{t0} \text{ [MW]}$$

$$\text{MargenR} = \text{Rampa (+)} \cdot 10 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_{\text{base}} = \text{mínimo valor } \{\Delta P; \text{MargenP}; \text{MargenR}\} \text{ [MW]}$$

Donde, MargenP : margen de subida de acuerdo con límite Potencia Máxima [MW].
 MargenR : margen de subida por rampa [MW].
 ΔP_{base} : valor base de instrucción [MW].

- ii. Cuando $\Delta P < 0$ (Activación CTF - de bajada)

Se calcula:

$$\text{MargenP} = P_{\text{MIN}} - P_{t0} \text{ [MW]}$$

$$\text{MargenR} = - \text{Rampa (-)} \cdot 10 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_{\text{base}} = \text{máximo valor } \{\Delta P; \text{MargenP}; \text{MargenR}\} \text{ [MW]}$$

Donde, MargenP : margen de bajada de acuerdo con límite Potencia Mínima [MW].
 MargenR : margen de bajada por rampa [MW].
 ΔP_{base} : valor base de instrucción [MW].

Luego, se calcula:

$$\Delta P_{c2} = P_{t15} - P_{t0}$$

$$FD_{c2} = \frac{\Delta P_{c2}}{\Delta P_{\text{base}}}$$

ΔP_{c2} : diferencial de potencia entre P_{t0} y P_{t15} .

FD_{c2} : factor de desempeño **C2**.

Evaluación C2: a continuación, los resultados de la evaluación de acuerdo con el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1) $C2 = 1$, cuando se cumple condición $0.95 \leq FD_{c2} \leq 1.05$
- 2) $C2 = FD_{c2}$, cuando se cumple condición $0.75 \leq FD_{c2} < 0.95$
- 3) $C2 = 0$, cuando no se cumple ni 1) ni 2)

c) Evaluación posterior a 15 minutos (C3)

Para realizar la evaluación de esta etapa, se calcula el valor medio de potencia desde el minuto 15 hasta el instante en que se entregó la instrucción de cese del servicio (máximo 1 hr a partir de la orden de activación).

$$\overline{P_{tc3}} = \frac{\sum_{t=15}^{t_{fin}} P(t)}{(t_{fin} - 15)}$$

Luego, se calcula:

$$\Delta P_{c3} = \overline{P_{tc3}} - P_{t0}$$

$$FD_{c3} = \frac{\Delta P_{c3}}{\Delta P_{base}}$$

ΔP_{c3} : diferencial de potencia entre P_{t0} y P_{t15} .

FD_{c2} : factor de desempeño **C2**.

Evaluación C3: a continuación, los resultados de la evaluación de acuerdo con el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1) $C3 = 1$, cuando se cumple condición $0.95 \leq FD_{c3} \leq 1.05$
- 2) $C3 = FD_{c3}$, cuando se cumple condición $0.75 \leq FD_{c3} < 0.95$
- 3) $C3 = 0$, cuando no se cumple ni 1) ni 2)

Luego, el factor de activación de la instrucción i quedará determinado por:

$$RCTF_{giro} + i = \frac{C1^+ + C2^+ + C3^+}{3}$$

$$RCTF^{giro} - i = \frac{C1^- + C2^- + C3^-}{3}$$

2.3.2 CTF en frío

a) Evaluación en 15 minutos (C2)

Para evaluar esta etapa se verificará en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) la respuesta de la unidad, evaluando el diferencial de potencia a los 15 minutos después de entregada la instrucción al Centro de Control respectivo, y se compara con la instrucción otorgada originalmente.

P_{t15}	Potencia en barra de inyección de la unidad al minuto 15 después de entregada la instrucción.
P_{t0}	Potencia en barra de inyección de la unidad al momento de la instrucción.
ΔP	Diferencial de potencia instruida.

Dado lo anterior, la verificación de la prestación de esta etapa se realiza mediante la evaluación de:

Se calcula:

$$\text{MargenP} = P_{MAX} - P_{t0} \text{ [MW]}$$

$$\text{MargenR} = \text{Rampa (+)} \cdot 10 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_{base} = \text{mínimo valor } \{\Delta P; \text{MargenP}; \text{MargenR}\} \text{ [MW]}$$

Donde, MargenP : margen de subida de acuerdo con límite Potencia Máxima [MW].

MargenR : margen de subida por rampa [MW].

ΔP_{base} : valor base de instrucción [MW].

Luego, se calcula:

$$\Delta P_{c2} = P_{t15} - P_{t0}$$

$$FD_{c2} = \frac{\Delta P_{c2}}{\Delta P_{base}}$$

ΔP_{c2} : diferencial de potencia entre P_{t0} y P_{t15} .

FD_{c2} : factor de desempeño **C2**.

Evaluación C2: a continuación, los resultados de la evaluación de acuerdo al cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1) $C2 = 1$, cuando se cumple condición $0.95 \leq FD_{c2} \leq 1.05$
- 2) $C2 = FD_{c2}$, cuando se cumple condición $0.75 \leq FD_{c2} < 0.95$
- 3) $C2 = 0$, cuando no se cumple ni 1) ni 2)

b) Evaluación posterior a 15 minutos (C3)

Para realizar la evaluación de esta etapa, se calcula el valor medio de potencia desde el minuto 15 hasta el instante en que se entregó la instrucción de cese del servicio (máximo 1 hr a partir de la orden de activación).

$$\overline{P_{tc3}} = \frac{\sum_{t=15}^{t_{fin}} P(t)}{(t_{fin} - 15)}$$

Luego, se calcula:

$$\Delta P_{c3} = \overline{P_{tc3}} - P_{to}$$

$$FD_{c3} = \frac{\Delta P_{c3}}{\Delta P_{base}}$$

ΔP_{c3} : diferencial de potencia entre $\overline{P_{tc3}}$ y P_{to} .

FD_{c3} : factor de desempeño **C3**.

Evaluación C3: a continuación, los resultados de la evaluación de acuerdo con el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1) $C3 = 1$, cuando se cumple condición $0.95 \leq FD_{c3} \leq 1.05$
- 2) $C3 = FD_{c3}$, cuando se cumple condición $0.75 \leq FD_{c3} < 0.95$
- 3) $C3 = 0$, cuando no se cumple ni 1) ni 2)

Luego, el factor de activación de la instrucción i quedará determinado por:

$$RCTF^{frío}_{+i} = \frac{C2^{+} + C3^{+}}{2}$$

$$RCTF^{frío} -i = \frac{C2^- + C3^-}{2}$$

Finalmente, el factor de activación horario del CTF será determinado como el promedio simple de todas las instrucciones que se hayan emanado en la hora H , acorde con la siguiente expresión:

$$\overline{RCTF +^H}_j = \frac{\sum_{i=1}^n [(RCTF^{giro} +_i) + (RCTF^{frío} +_i)]}{n}$$

$$\overline{RCTF -^H}_j = \frac{\sum_{i=1}^n RCTF^{giro} -_i}{n}$$

El Factor de desempeño del SC de Control Terciario de Frecuencia para la hora H , quedará determinado acorde con lo especificado en el Artículo 5-51 de la NT SSCC, esto es:

$$F_{d_{CTF+}}^H = \begin{cases} 1, & D_{CTF+}^H \geq \overline{\alpha_{CF}} \\ D_{CTF+}^H, & \underline{\alpha_{CF}} \leq D_{CTF+}^H \leq \overline{\alpha_{CF}} \\ 0, & D_{CTF+}^H \leq \underline{\alpha_{CF}} \end{cases}$$

$$F_{d_{CTF-}}^H = \begin{cases} 1, & D_{CTF-}^H \geq \overline{\alpha_{CF}} \\ D_{CTF-}^H, & \underline{\alpha_{CF}} \leq D_{CTF-}^H \leq \overline{\alpha_{CF}} \\ 0, & D_{CTF-}^H \leq \underline{\alpha_{CF}} \end{cases}$$

Para las unidades que no se hayan emanado instrucciones en el periodo de evaluación, se considerará que el factor de desempeño es equivalente a la disponibilidad calculada para el equipamiento.

A continuación, se presenta el diagrama del proceso de evaluación del desempeño.

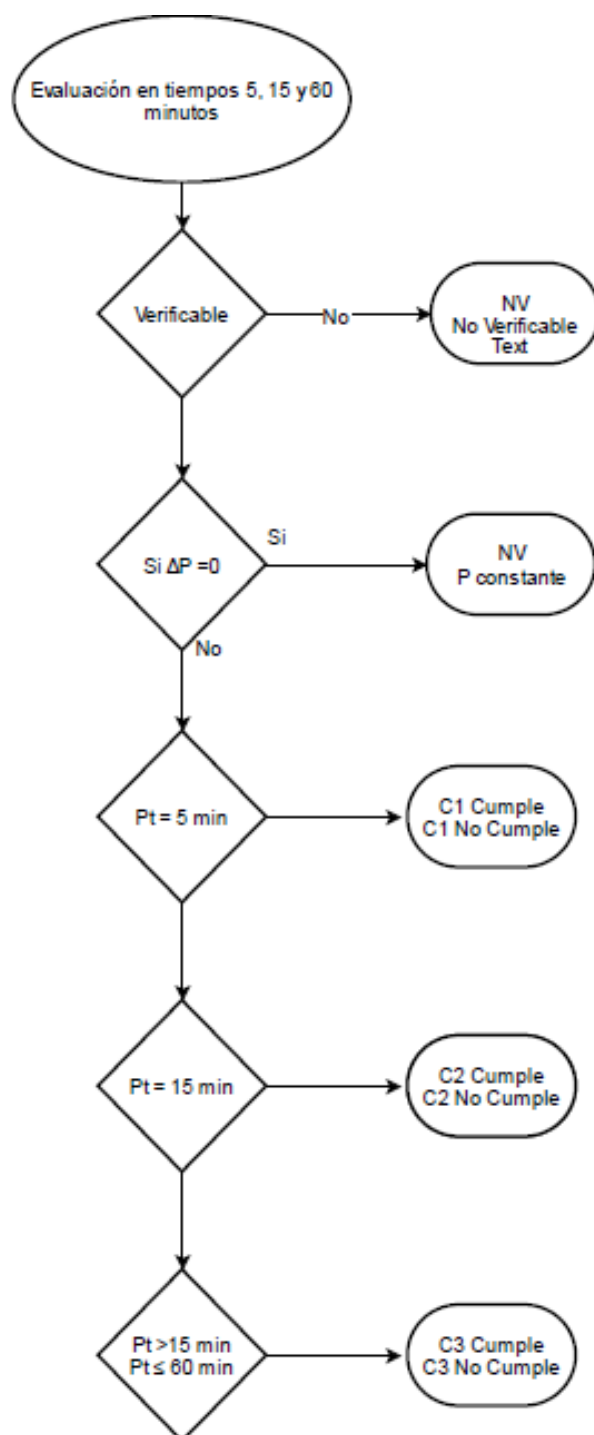


Figura 3. Diagrama del Proceso de Calificación del CTF.

2.4 Control de Tensión, CT.

La verificación del desempeño del Control de Tensión se realiza según lo especificado en el Artículo 5-55 de la NT SSCC. El índice de desempeño mensual será calculado considerando lo descrito en el Artículo N° 5-57 de la NT SSCC, esto es:

$$DM_{CT_j} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times consigna$$

Donde,

DM_{CT_j} : Desempeño mensual del control de tensión de la unidad generadora o equipo j.

T_{jind} : Número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : Número de horas al mes que la unidad generadora o el equipo j participó del SC.

consigna : Porcentaje de horas al mes en que la unidad generadora o equipo j estuvo disponible y cumplió con la instrucción del Coordinador en el punto de control correspondiente.

Dados los distintos requerimientos normativos para las unidades sincrónicas y los parques ERNC para realizar control de tensión es que su prestación se encuentra diferenciada, y por ende, su evaluación no es idéntica. A continuación, se describe la metodología para cada tecnología.

2.4.1 CT - Unidades Sincrónicas

Al respecto, se considerarán como instrucciones para el Control de Tensión las siguientes condiciones:

- **CT Automático:** mantener la tensión en los bornes de la unidad constante, esto es, dentro de la banda de variación (+/- 0.1 kV).
- **CT Manual:** las instrucciones emitidas por el CDC para aumentar o disminuir la tensión en la barra de alta tensión de la central. Todas las instrucciones serán indicadas en kV.

Los datos del SITR serán evaluados y catalogados como **No Verificable (NV)**, si se presenta alguna de las siguientes situaciones:

- La señal de tensión de la barra de alta tensión de la central no presenta mala calidad o no se encuentra integrada al SITR.
- alguna de las medidas de potencia activa, potencia reactiva o tensión en bornes de la central presentan mala calidad en el SITR.

- La medida de tensión en la barra de alta tensión de la central presenta mala calidad en el Sitr.
- Las medidas de tensión permanecen constantes durante el periodo de evaluación.

En cualquier otro caso serán catalogados como Verificables (V).

De igual forma, los datos serán catalogados como No Íntegros (NI), cuando los datos enviados al Sitr no tienen sentido físico, como, por ejemplo, valores de potencia activa negativa o tensiones inferiores a 0.8 veces la tensión nominal.

Luego, el valor de la consigna quedará determinado por la siguiente expresión:

$$consigna_{sincrónica} = \frac{\%Cumplimiento\ CT\ Automático + \%Cumplimiento\ CT\ Manual}{2}$$

Para las unidades que el CDC no haya entregado instrucciones durante el periodo de evaluación, no se considerará el *% Cumplimiento CT Manual*, siendo el resultado de la consigna solo el *% Cumplimiento CT Automático*.

Para la evaluación de la prestación del servicio CT Manual y CT Automático de la unidad, los porcentajes de cumplimiento mensual de una unidad generadora serán calculados en función del número de “Cumple” y “No Cumple”, índices que representan la cantidad de instrucciones o tiempo que la unidad estuvo en condiciones de disponibilidad, despachada y en condiciones operacionales adecuadas para prestar el SC.

A continuación, se describe el procedimiento para evaluar el porcentaje de cumplimiento del CT Automático y Manual ya mencionados.

a) Control de Tensión Automático (CT Automático)

Para la evaluación de la prestación del servicio de CT Automático, se verifica en el sistema SCADA, la variación de tensión en los bornes de la unidad, descontándose los periodos en que se haya solicitado una instrucción de CT Manual. Esta verificación se realiza con una periodicidad de 1 s.

La verificación de la prestación del CT Automático se realiza mediante la evaluación de los siguientes criterios:

- **Cumple:** se considera que el CT Automático de Tensión es prestado acorde a lo indicado en la NTSSCC si se cumple el Criterio 1 o Criterio 2 indicados a continuación:
 - **Cumple Criterio 1 (C1):** Si la tensión permanece en todo momento dentro de la banda de variación (+/- 0.1 kV), se considerará que la unidad cumple el “Criterio 1” (C1).

- **Cumple Criterio 2 (C2):** En caso de que la tensión no se mantenga dentro de la banda exigida, esto es no cumple Criterio C1, se verificará la curva PQ de la unidad. Si esta no dispone de reservas de reactivos para aportar, se calificará que la unidad cumple con el “Criterio 2” (C2).
- **No Verificable por Curva (NVC):** Por otra parte, en caso de que se observe que el punto de operación de la unidad está fuera de la curva de operación PQ, para el nivel de tensión evaluado, se catalogará la unidad como “No Verificable por Curva” (NVC). Cabe destacar que la curva de operación PQ se evalúa a partir de las curvas P-Q entregadas por los Coordinados.
- **No cumple (NC):** Finalmente, si después del análisis no se presenta alguna de las condiciones previamente descritas, la respuesta de la unidad en CT Automático se calificará como “No Cumple” (NC).

Dado lo anterior, se tiene lo siguiente:

$$\% \text{ Cumplimiento CT Automático} = \frac{C1 + C2}{C1 + C2 + NC}$$

A continuación, se presenta el diagrama del proceso de evaluación del desempeño, mientras que en el Anexo 2 se presenta el algoritmo utilizado para la verificación del desempeño del CT Automático.

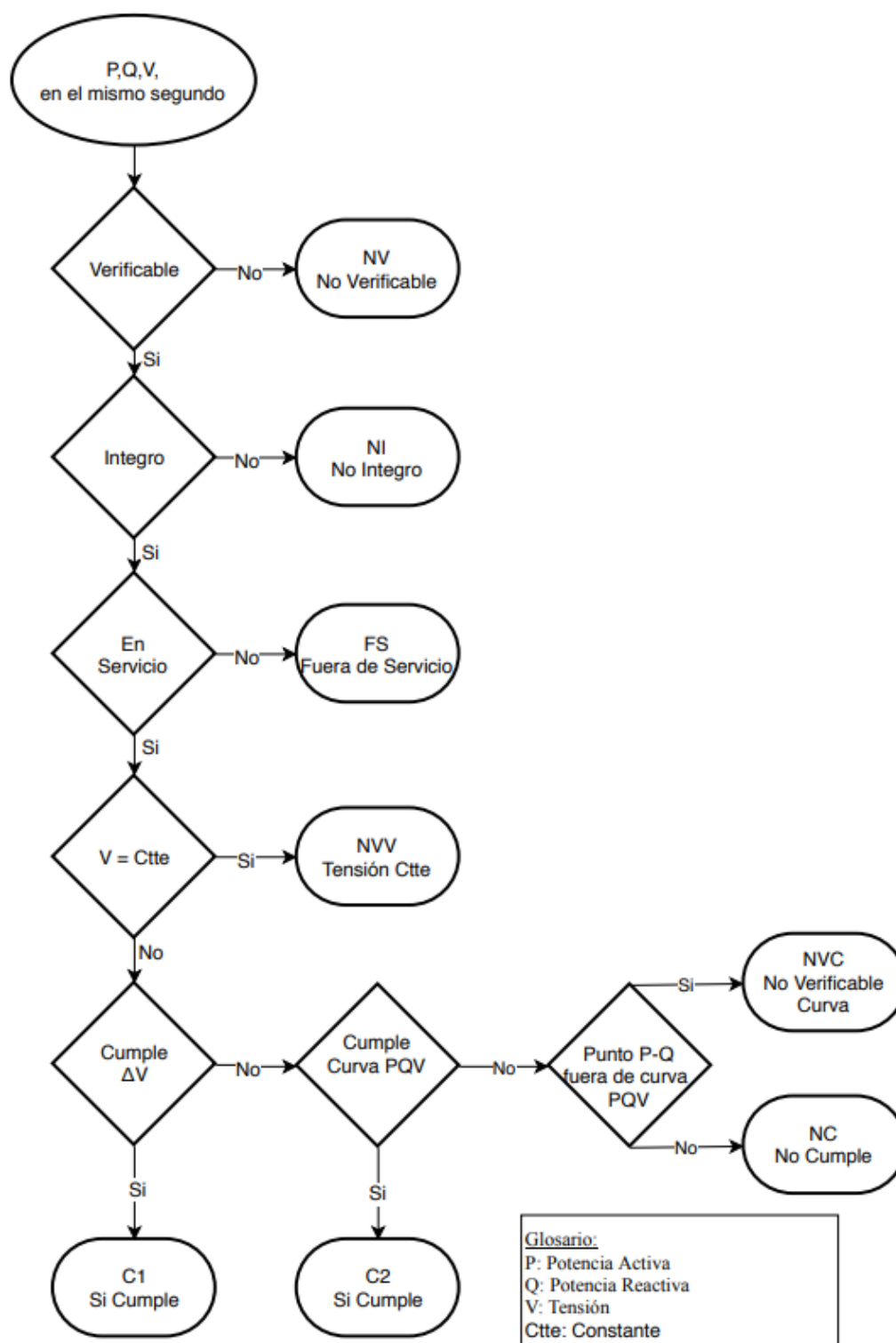


Figura 4. Diagrama del Proceso de Calificación del CT Automático.

Donde,

NV : No Verificable.

NVC : No verificable curva.

NI : No Íntegro.

FS : Fuera de servicio, la unidad no participa del SC por encontrarse no despachada (fuera de servicio) o en proceso de partida hasta alcanzar su mínimo técnico o en proceso de detención.

C1 : Cumple Criterio 1.

C2 : Cumple Criterio 2.

NC : No cumple.

b) CT Manual

Para la evaluación de la prestación del CT Manual, se verificará en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) la respuesta del equipo o unidad, calculando la diferencia entre la tensión en la barra de alta tensión en cuestión al momento de la instrucción del CDC, con la que se registra en el SITR luego de 15 minutos, esto es:

$$\Delta V = V_{t15_BAT} - V_{t0_BAT}$$

Donde,

V_{t15_BAT} : Tensión en la Barra de Alta Tensión 15 minutos post instrucción.

V_{t0_BAT} : Tensión en la Barra de Alta Tensión al momento de la instrucción.

En el caso que más de una unidad generadora inyecte reactivos a la Barra de Alta Tensión que recibe la instrucción del CDC, se evaluarán en conjunto.

Dado lo anterior, la verificación de la prestación del CT Manual se realiza mediante la evaluación de los siguientes criterios:

- Si ΔV se encuentra en el margen de tensión considerado como aceptable, esto es entre 80% y 200% (medido en kV) de la instrucción, se evaluará la respuesta de cada unidad o equipo ante la consigna instruida por el CDC dándose los siguientes casos:
 - **Cumple C1:** Si el equipo o la unidad/unidades que inyecta en la barra modificaron su nivel de potencia reactiva a favor de la consigna solicitada.

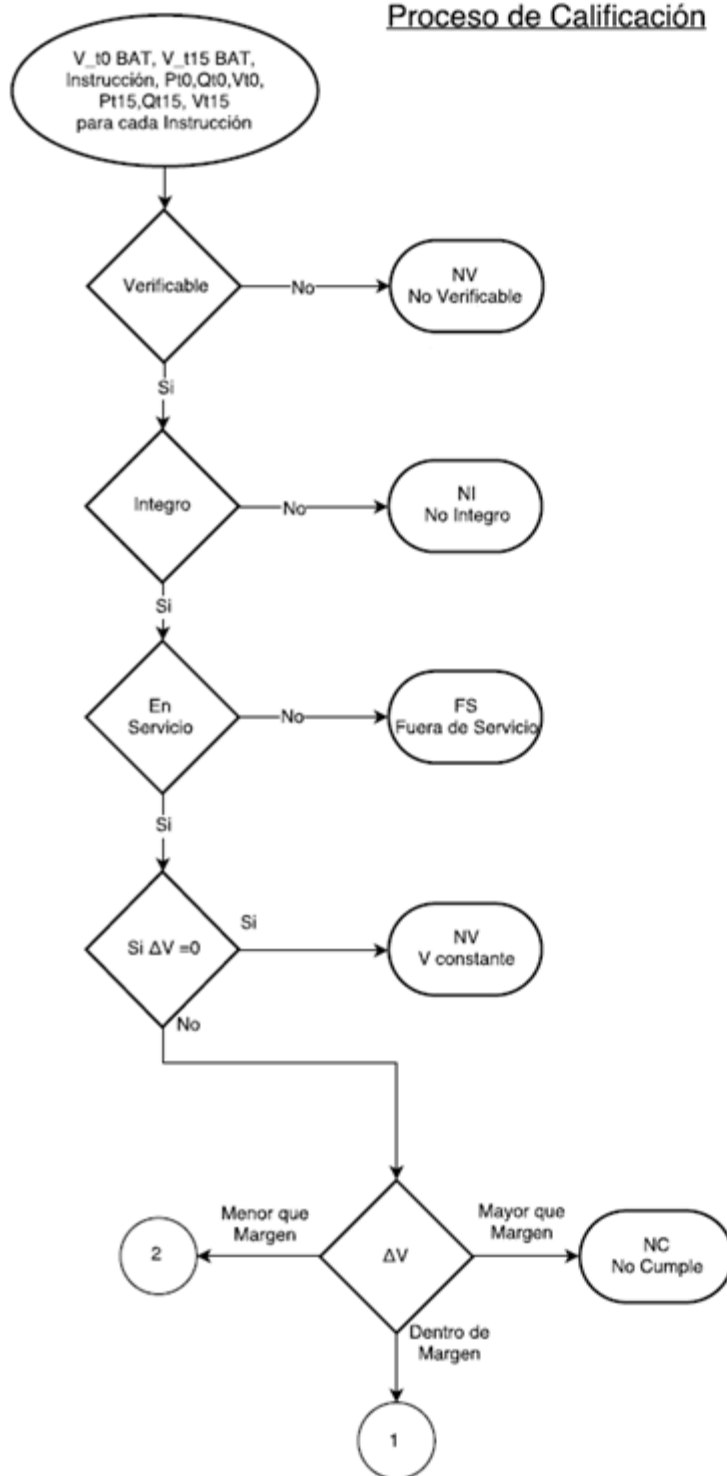
- **No Participa:** En caso de que la medición de potencia reactiva del equipo o de la unidad/unidades que inyectan en la barra permanece constante o se modifique en el sentido contrario al esperado.
- Si ΔV se encuentra fuera del margen de tensión considerado como aceptable según se indicó previamente, (80%-200% de la instrucción), se evaluará la respuesta de cada unidad ante la instrucción dada por el CDC de acuerdo con lo siguiente:
 - **Cumple C2:** Si el equipo o la unidad/unidades modifican su nivel de potencia reactiva a favor de la instrucción o permanecen en un nivel constante, y al analizar su curva PQ se verifica que no existen reservas de reactivos.
 - **No cumple NC:**
 - Si el equipo o la unidad/unidades modifican su nivel de potencia reactiva a favor de la instrucción o permanecen en un nivel constante, y al analizar su curva PQ se comprueba que aún presentan margen de inyección de potencia reactiva.
 - Si el equipo o la unidad/unidades modificaron su inyección de potencia reactiva en contra de la instrucción solicitada.
- Si ΔV superó el margen de tensión considerado como aceptable (200% de la instrucción), se considerará que la unidad “*No Cumple*” con la instrucción solicitada.

Dado lo anterior,

$$\% \text{ Cumplimiento CT Manual} = \frac{C1 + C2}{C1 + C2 + NC}$$

A continuación, se puede observar el diagrama del proceso de calificación, mientras que en el Anexo 2 se presenta el algoritmo utilizado para la verificación del desempeño.

Proceso de Calificación



Glosario:

P: Potencia Activa
Q: Potencia Reactiva
V: Tensión
t0: tiempo de instrucción.
t15: tiempo de evaluación.
BAT: Barra de Alta Tensión
Instrucción: Solicitud de bajar o subir kV en BAT.
ΔV: V_{t15} BAT - V_{t0} BAT.

Figura 5. Diagrama del Proceso de Calificación del CT Manual.

Proceso de Calificación

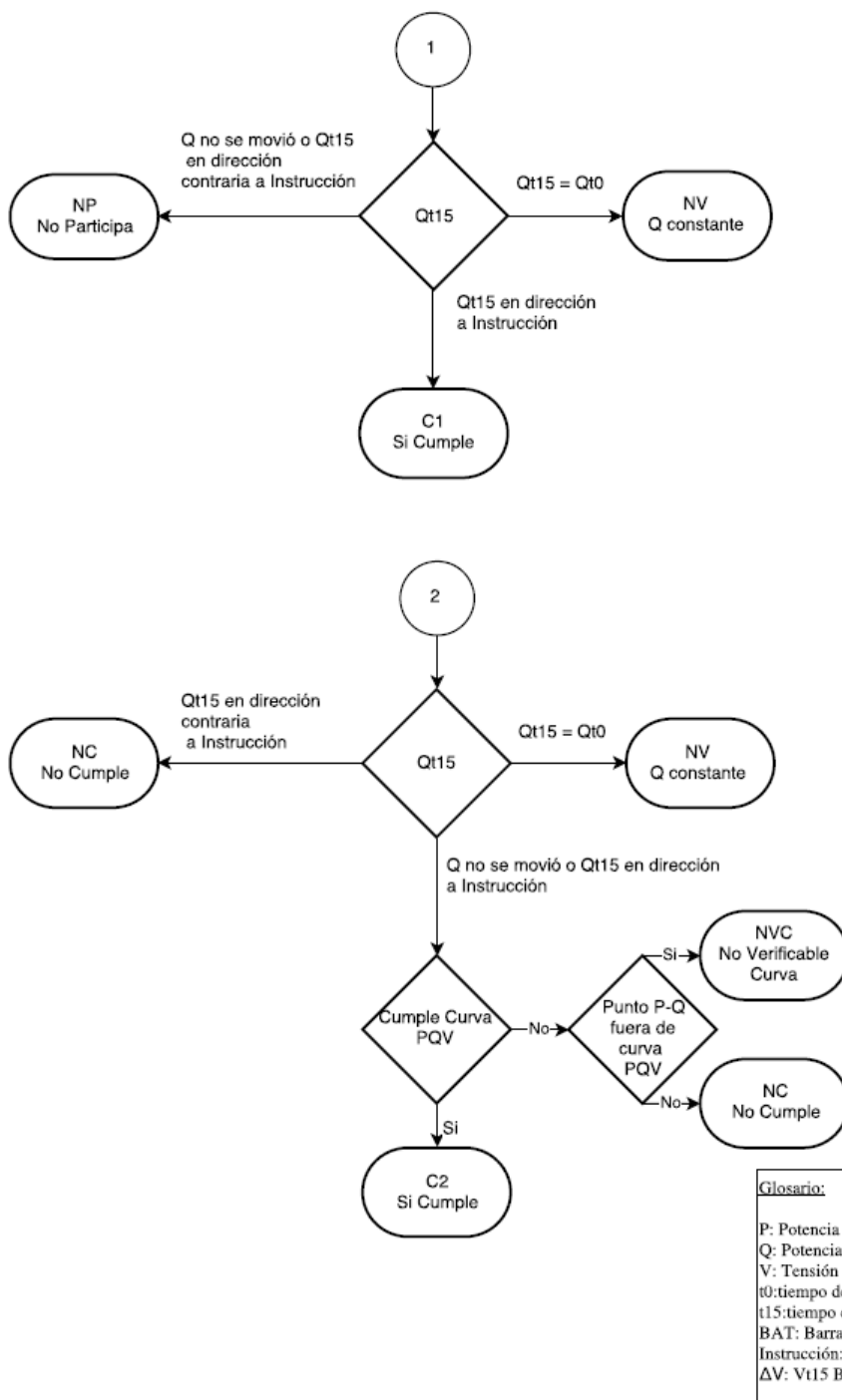


Figura 6. Diagrama del Proceso de Calificación del CT Manual - continuación.

Donde:

- NV : No Verificable.
- NI : No Íntegro
- FS : Fuera de servicio, la unidad no participa del SC por encontrarse no despachada (fuera de servicio), en proceso de partida hasta alcanzar su mínimo técnico o en proceso de detención.
- NP : No participa.
- C1 : si luego de la instrucción solicitada (t15), la tensión en la barra AT de la central se encuentra en el margen de tensión considerado como aceptable (80%-200% kV de la instrucción).
- C2 : si luego de la instrucción solicitada (t15), la tensión en la barra AT de la central se encuentra por debajo del en el margen de tensión considerado como aceptable, sin embargo, al verificar la curva de operación PQ de la unidad, para el nivel de tensión evaluado (Tensión en bornes de la unidad), la misma no dispone de reservas de reactivos que aportar.
- NC : No cumple.

2.4.2 CT – Parques ERNC

Dados los requerimientos planteados en la NTSyCS para los parques ERNC en cuanto al control de tensión, es que para la prestación del SC se considerará un modo de operación PQ, esto quiere decir que, ante una instrucción del CDC, el parque deberá ajustar una consigna de inyección o absorción de potencia reactiva (Q), en MVar.

Para la evaluación de la prestación del CT ERNC, se verificará en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) la respuesta del equipo o unidad, calculando la diferencia entre la potencia reactiva inyectada/absorbida con respecto a la potencia reactiva al momento de la instrucción. Para esto se calcula el ΔQ para cada registro de Qti en un margen de tiempo comprendido entre 0 y 15 minutos.

$$\Delta Q_i = Q_{ti} - Q_{t0}$$

Donde,

- Q_{t0} : Potencia reactiva al momento de la instrucción.
- Q_{ti} : Potencia reactiva en un tiempo i para registros por minuto, comprendido entre $0 \leq i \leq 15$ [min]

Dado lo anterior, la verificación de la prestación del CT ERNC se realiza mediante la evaluación de los siguientes criterios:

- Si para un instante cualquiera ΔQ_i se encuentra en el margen de reactivos considerado como aceptable, esto es entre 85% y 115% (medido en MVar) de la instrucción, se evaluará la respuesta de cada parque ante la consigna instruida por el CDC dándose los siguientes casos:
 - **Cumple C1:** Si el parque que inyecta/absorbe modificó su nivel de potencia reactiva a favor de la consigna solicitada.
- Si todos los registros ΔQ_i se encuentran fuera del margen de tensión considerado como aceptable según se indicó previamente, (85%-115% de la instrucción), se evaluará la respuesta ante la instrucción dada por el CDC de acuerdo con lo siguiente:
 - **Cumple C2:** Si el parque modifica su nivel de potencia reactiva a favor de la instrucción o permanecen en un nivel constante, y al analizar su curva PQ se verifica que no existen reservas de reactivos.
 - **No cumple NC:**
 - Si el parque modifica su nivel de potencia reactiva a favor de la instrucción o permanecen en un nivel constante, y al analizar su curva PQ se comprueba que aún presentan margen de inyección de potencia reactiva.
 - Si el parque modificó su inyección de potencia reactiva en contra de la instrucción solicitada.
- Si los registros ΔQ_i superaron el margen de potencia reactiva considerado como aceptable (115% de la instrucción), se considerará que la unidad “No Cumple” con la instrucción solicitada.

Dado lo anterior,

$$\% \text{Cumplimiento CT ERNC} = \frac{C1 + C2}{C1 + C2 + NC}$$

Luego, el valor de la consigna quedará determinado por la siguiente expresión:

$$\text{consigna}_{ERNC} = \% \text{Cumplimiento CT ERNC}$$

Para las unidades que el CDC no haya entregado instrucciones durante el periodo de evaluación, se considerará que la consigna ERNC equivale a un 100%.

Finalmente, el Factor de desempeño del SC de Control de Tensión, quedará determinado acorde con lo especificado en el Artículo 5-56 de la NT SSCC, esto es:

$$F_{d_{CTj}} = \begin{cases} 1, & D_{CT} \geq \alpha_{CT} \\ 0, & D_{CT} < \alpha_{CT} \end{cases}$$

A continuación, se puede observar el diagrama del proceso de calificación.

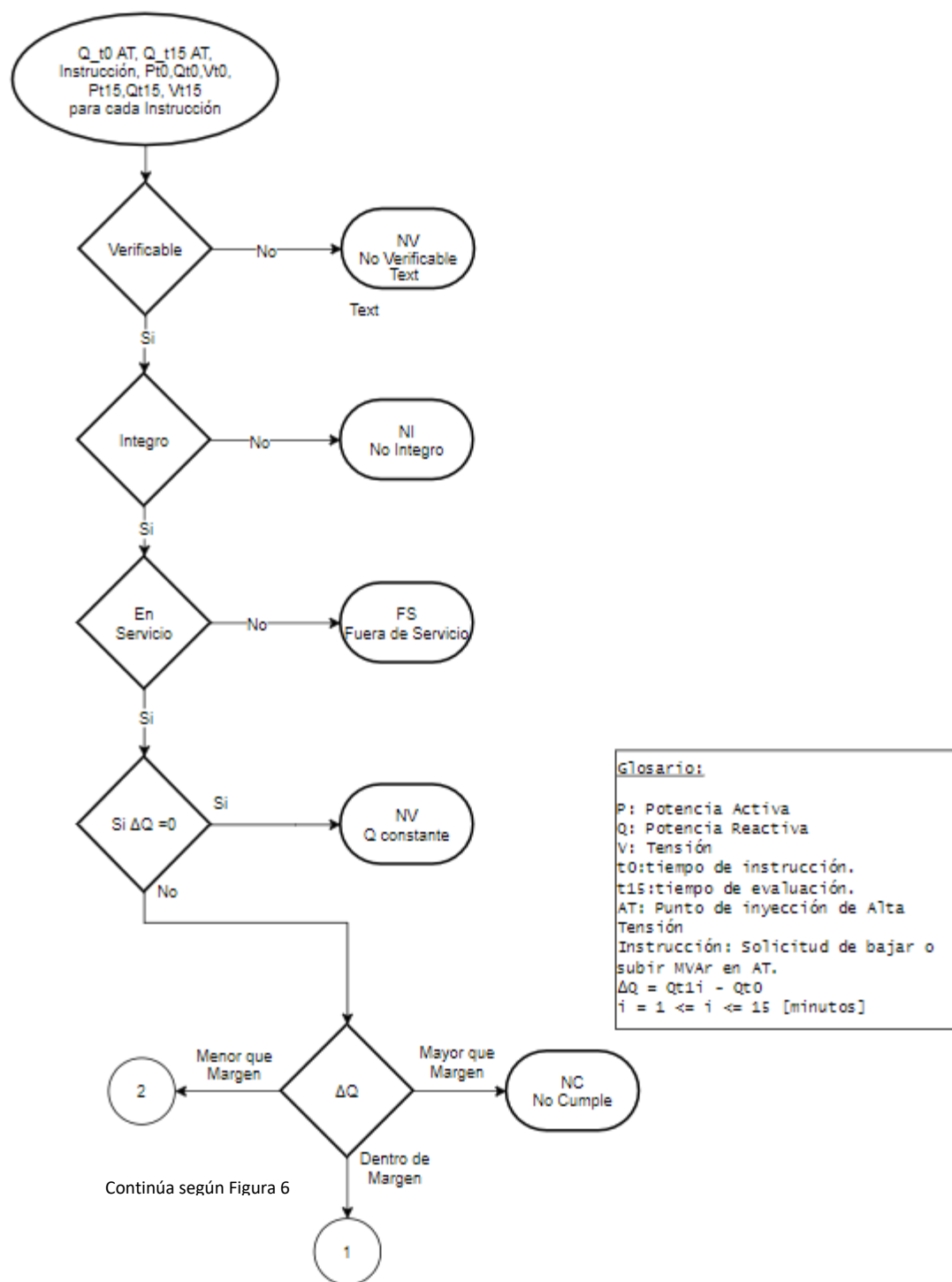


Figura 7. Diagrama del Proceso de Calificación del CT Parques ERNC.

Control de Contingencias.

El SC de Control de Contingencias de carga se divide en 3 categorías:

- Esquema de desconexión de carga (EDAC y DMC).
- Esquema de desconexión de generación (EDAG).
- Planes de Defensa contra Contingencias (PDC).

2.4.3 Esquema de desconexión de carga.

a) Esquema de desconexión automático de carga por subfrecuencia (EDACxSF)

El esquema EDACxSF será analizado de acuerdo con lo indicado en el Artículo 10 del Anexo Técnico “Determinación del requerimiento y Evaluación de Desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG”, por lo que la calificación del esquema quedará determinada por:

i. Monto de desconexión:

- Sobreactuación: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada es superior al 120%.
- Correcta: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra entre el 80% y 120%.
- Deficiente: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra entre el 20% y 80%.
- Incorrecta: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra bajo 20%.

ii. Operación del sistema de protección:

- Correcta: si se da orden de apertura desde el sistema de protecciones al interruptor.
- Incorrecta: si no se da orden de apertura desde el sistema de protecciones al interruptor.

iii. Operación del interruptor:

- Correcta: si se da orden de apertura desde el sistema de
- Incorrecta: si se da orden de apertura desde el sistema c

iv. Tiempo de actuación:

- Correcta: si el tiempo de operación es igual o menor que 200 ms.

- Incorrecta: si el tiempo de operación es mayor que 200 ms.

En caso de que alguno de los puntos anteriores sea calificado como “Incorrecto”, se considerará que el desempeño del esquema fue nulo.

b) Esquema de desconexión automática de carga por contingencia específica, EDACxDD.

Los esquemas de desconexión automática de carga que serán evaluados en esta categoría corresponden a los siguientes:

- Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier – Constitución
- EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas
- EDAC asociado a planes de defensa contra contingencias críticas y extremas.

Para cada esquema se evaluarán los montos de desconexión, operación del sistema de protección, operación del interruptor y tiempo de actuación respecto de los requerimientos de diseño de cada esquema.

En caso de que alguno de los criterios de evaluación sea calificado como “Incorrecto”, se considerará que el desempeño del SC fue nulo.

c) Esquema de desconexión automática de carga por contingencia crítica o extrema, EDACxPDCC o EDACxPDCE.

Los esquemas de desconexión automática de carga que serán evaluados en esta categoría corresponden a las contingencias:

- Fase1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

La evaluación de este esquema será realizada considerando los montos de desconexión, operación del sistema de protección, operación del interruptor y tiempo de actuación respecto de las condiciones de diseño del PDCC o PDCE respectivo.

En caso de que alguno de los criterios de evaluación sea calificado como “Incorrecto”, se considerará que el desempeño del SC fue nulo.

d) Desconexión manual de carga, DMC.

Corresponde a una instrucción emitida por el Coordinador para desconectar a carga a nivel de sistema o un área particular de éste, incluyendo a las instalaciones de distribución y los clientes

no sometidos a regulación de precio, con el fin de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicios indicados en la NTSyCS.

La DMC se calificará según los siguientes criterios:

a) Monto de desconexión:

- Sobreactuación: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada es superior al 120%.
- Correcta: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra entre el 80% y 120%.
- Deficiente: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra entre el 20% y 80%.
- Incorrecta: si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra bajo 20%.

b) Tiempo de actuación:

- Correcta: si el tiempo transcurrido entre la instrucción del Coordinador y la desconexión de consumos es inferior o igual a 5 minutos.
- Incorrecta: si el tiempo transcurrido entre la instrucción del Coordinador y la desconexión de consumos es superior a 5 minutos.

En caso de que alguno de los puntos anteriores sea calificado como “Incorrecto”, se considerará que el desempeño del SC fue nulo.

Para los SSCC de Desconexión de carga se deberá considerar la siguiente tabla para calificar la activación de los montos de desconexión:

Calificación de la Activación	Aporte
Incorrecta	0
Deficiente	0.8
Sobreactuación	0.8
Correcta	1

El factor de activación del alimentador j activado por alguno de los esquemas de desconexión quedará determinado por:

$$F_{act_{DCG_j}} = Aporte_j \cdot OSP_j \cdot OI_j \cdot TA_j$$

Donde,

$Aporte_j$: factor asociado a la calificación del monto de activación.

OSP_j : factor asociado a la operación del sistema de protecciones (1/0)

OI_j : factor asociado a la operación del interruptor (1/0)

TA_j : factor asociado al tiempo de operación del esquema (1/0)

El factor de desempeño se expresa de la siguiente forma:

$$D_{CC_j} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times F_{act_{DCG_j}}$$

Donde,

D_{CC_j} : desempeño del Control de Contingencia del equipo j .

T_{jind} : tiempo en que el equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : tiempo que el equipo j estuvo convocado a prestar el servicio durante el periodo de evaluación.

$F_{act_{DCG_j}}$: Factor de activación del equipo j .

Finalmente, y acorde con lo expresado en el Artículo 5-60 de la NT SSCC, el desempeño equivalente del servicio será:

$$F_{d_{CC_j}} = \begin{cases} 1, & D_{CC_j} \geq \alpha_{DCG} \\ 0, & D_{CC_j} < \alpha_{DCG} \end{cases}$$

2.4.4 Esquema de desconexión de generación.

En el caso de esta subcategoría de SSCC solo se encuentran contemplados los esquemas asociados a los PDCC y serán evaluados acorde a lo descrito en el Artículo 10 del Anexo Técnico “Determinación del requerimiento y Evaluación de Desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG”, por lo que la calificación del esquema quedará determinada por:

i. Activación del esquema:

- Correcta: si desconecta generación respecto de la operación esperada.
- Incorrecta: si no desconecta generación respecto de la operación esperada.

ii. Operación del sistema de protección:

- Correcta: si se da orden de apertura desde el sistema de protecciones al interruptor.
- Incorrecta: si no se da orden de apertura desde el sistema de protecciones al interruptor.

iii. Operación del interruptor:

- Correcta: si se da orden de apertura desde el sistema de protecciones y éste opera.
- Incorrecta: si se da orden de apertura desde el sistema de protecciones y no opera.

iv. Tiempo de actuación:

- Correcta: si el tiempo de operación es igual o menor que 200 ms.
- Incorrecta: si el tiempo de operación es mayor que 200 ms.

Para los SSCC de desconexión de generación se deberá considerar la siguiente tabla para calificar la activación de los montos de desconexión:

Calificación de la Activación	Aporte
Incorrecta	0
Correcta	1

El factor de activación del alimentador j activado por alguno de los esquemas de desconexión quedará determinado por:

$$F_{act_{DCG_j}} = Aporte_j \cdot OSP_j \cdot OI_j \cdot TA_j$$

Donde,

$Aporte_j$: factor asociado a la activación del esquema (1/0)

OSP_j : factor asociado a la operación del sistema de protecciones (1/0)

OI_j : factor asociado a la operación del interruptor (1/0)

TA_j : factor asociado al tiempo de operación del esquema (1/0)

El factor de desempeño se expresa de la siguiente forma:

$$D_{CCj} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) \times 100 \right] \times F_{actDCGj}$$

Donde,

D_{CCj} : desempeño del Control de Contingencia del equipo j .

T_{jind} : tiempo en que el equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : tiempo que el equipo j estuvo convocado a prestar el servicio durante el periodo de evaluación.

$F_{actDCGj}$: Factor de activación del equipo j .

Finalmente, y acorde con lo expresado en el Artículo 5-60 de la NT SSCC, el desempeño equivalente del servicio será:

$$F_{accj} = \begin{cases} 1, & D_{CCj} \geq \alpha_{DCG} \\ 0, & D_{CCj} < \alpha_{DCG} \end{cases}$$

2.5 Planes de Defensa contra Contingencias, PDC.

Dada la especificidad de las soluciones asociadas a los planes de defensa contra contingencias críticas (PDCC) y los planes contra contingencias extremas (PDCE) es que el desempeño de dichos esquemas será evaluado en función de las características de diseño.

Adicionalmente, la NT SSCC en su Artículo 5-65 plantea lo siguiente: “El Coordinador deberá controlar y verificar la efectiva participación de los Planes de Defensa contra Contingencias, y la disponibilidad de los automatismos. El desempeño será evaluado contrastando la operación real con la operación esperada de acuerdo a los requisitos técnicos del Plan de Defensa Contra Contingencias, de acuerdo a lo establecido en el Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias, y verificando que se haya evitado el apagón total o parcial según corresponda.”

2.6 Plan de Recuperación de Servicio, PRS.

El Coordinador verificará el desempeño de las instalaciones asociadas a las siguientes categorías del PRS:

- Partida Autónoma.
- Aislamiento Rápido.
- Equipamiento de Vinculación.

Se calcula el Factor de desempeño correspondiente al plan de recuperación de servicios de la unidad generadora o equipo j , aplicando lo indicado en los Artículos 5-66 a 5-70 de la NT SSCC.

A efectos de determinar el desempeño mensual, el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades de las unidades generadoras o equipos, de acuerdo con los siguientes índices:

$$DM_{PRS_j}^{disp} = \left[\left(1 - \frac{T_{jind}}{T_{eval}} \right) * 100 \right]$$

Donde:

$DM_{PRS_j}^{disp}$: desempeño mensual de la disponibilidad del PRS de la unidad generadora o equipo j .

T_{jind} : número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

T_{eval} : número de horas del mes en que la unidad o equipo j estuvo convocado a prestar el SC.

$$DM_{PRS_j}^{act} = Fact_{PRS_j} * 100$$

$DM_{PRS_j}^{act}$: desempeño mensual de la activación del PRS de la unidad generadora o equipo j .

$Fact_{PRS_j}$: factor de activación del PRS de la unidad generadora o equipo j .

La respuesta del SC de Plan de Recuperación de Servicio ($Fact_{PRS_j}$), corresponderá a:

- 1, desde que se verifica para la prestación del servicio de PRS y mientras no se active dicho servicio en el que debe participar, o si ante la activación del PRS la instalación j opera correctamente.
- Proporcional, si es que se activa más de un PRS dentro del mismo mes, siendo igual a 1, si ante todas las activaciones del PRS la instalación j opera correctamente.
- 0 para el mes respectivo, si ante la activación del PRS la instalación j no opera correctamente.

De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 5-11 de la NT SSCC, el Coordinador podrá efectuar Ensayos Operacionales para verificar el correcto desempeño, y en caso de que los resultados de éstos sean negativos, durante el mes calendario de realización del ensayo y hasta la realización de un nuevo Ensayo Operacional con resultados satisfactorios, la respuesta $Fact_{PRSj}$, se considerará de valor 0.

Finalmente, el factor de desempeño quedará determinado de acuerdo con las siguientes condiciones:

$$F_{D_{PRS}^{disp}} = \begin{cases} 1 & DM_{PRSj}^{disp} \geq \alpha_{PRS} \\ 0 & DM_{PRSj}^{disp} < \alpha_{PRS} \end{cases}$$

$$F_{D_{PRS}^{act}} = \begin{cases} 1 & DM_{PRSj}^{act} \geq \alpha_{PRS} \\ 0 & DM_{PRSj}^{act} < \alpha_{PRS} \end{cases}$$

2.6.1 Partida Autónoma

Se considerará oportuna la participación, durante la aplicación de PRS, cuando ante una instrucción para que se realice la Partida Autónoma de una unidad generadora, ésta se produzca con un tiempo y una tasa de toma de carga que sea consistente con la información técnica que dispone el Coordinador para esa unidad y según lo indicado en el Estudio PRS vigente.

Para cada unidad que preste este servicio, el desempeño se evaluará de la siguiente forma:

Instalación	Unidad	Tasa de toma de carga declarada [MW/min]	Tasa de toma de carga efectiva [MW/min]	Tiempo de partida declarada [minutos]	Tiempo de partida efectivo [minutos]	Cumplimiento efectivo del SC Partida Autónoma
Central XXX	(X)	(A)	(B)	(C)	(D)	

Se establece que el SC Partida Autónoma fue efectivamente prestado sólo si el valor de la tasa de toma de carga efectiva (B) es mayor o igual a la tasa de toma de carga declarada (A) y a la vez el tiempo de partida efectivo (D) es menor o igual a el tiempo de partida declarada (C). En el caso que las condiciones de tasa de toma de carga y tiempo de partida se cumplan, se considerará $Fact_{PRS_j} = 1$.

En todos los otros casos se considerará como que NO se logró un cumplimiento efectivo del SC Partida Autónoma y por lo tanto para el evento evaluado se considerará $Fact_{PRS_j} = 0$.

Los valores utilizados en la evaluación serán obtenidos del informe de novedades, de los registros de instrucciones operacionales, de los archivos de comunicaciones de voz operativa de Coordinador Eléctrico Nacional, de los registros de comunicaciones de voz operativa de los Centros de Control involucrados y de los registros históricos del SCADA.

2.6.2 Aislamiento Rápido

Se considerará oportuna la participación en este servicio, cuando ante la ocurrencia de un apagón total o parcial que dé origen a la aplicación del PRS, una unidad o central con capacidad de Aislamiento Rápido quede en condiciones para conectarse y energizar inmediatamente la zona que le fue asignada de acuerdo con el PRS vigente. Se aceptará que dicha reconexión se realice una vez que el sistema se haya estabilizado sólo en aquellas instalaciones que establezca el PRS.

Para cada unidad que preste este servicio, el desempeño se evaluará bajo la verificación de las siguientes variables:

Instalación	Unidad	Presencia Tensión en Bornes	Verificación Estado Interruptor(es)	Cumplimiento efectivo del SC Aislamiento Rápido
Central XXX	(X)	(A)	(B)	

Se establece que el SC Aislamiento Rápido fue efectivamente prestado cuando se cumpla alguno de los siguientes casos:

- En el momento de haber ocurrido la falla, se genera una isla y la unidad queda inyectando energía en ésta.
- En el momento de haber ocurrido la falla, la unidad se desconecta del sistema, pero queda en condiciones para conectarse y energizar inmediatamente la zona que fue asignada según lo indicado en el PRS y/o ante las instrucciones del CDC. En este caso, se considerará $Fact_{PRS_j} = 1$ si luego de ocurrida la falla existe presencia de Tensión en

Bornes de la Unidad y que una vez que la unidad se vuelva a conectar a la zona asignada se pueda verificar que el interruptor de la unidad se encuentra cerrado.

En todos los otros casos se considerará como que no se logró un cumplimiento efectivo del SC Aislamiento Rápido y por lo tanto para el evento evaluado se considerará $Fact_{PRS_j} = 0$.

Los valores utilizados en la evaluación serán obtenidos del informe de novedades, de los archivos de comunicaciones de voz operativa de Coordinador Eléctrico Nacional, de los registros de comunicaciones de voz operativa de los Centros de Control involucrados y de los registros históricos del SCADA.

2.6.3 Equipamiento de Vinculación

Se considerará oportuna la participación, durante la aplicación de PRS, cuando ante una instrucción, el Equipamiento de Vinculación de islas eléctricas o para cierre de anillos permita la sincronización efectiva de dos o más sistemas energizados, incluso si esos sistemas están aislados eléctricamente, en forma permanente hasta que el Coordinador dé por concluida la recuperación de servicio de acuerdo a lo establecido en el Estudio PRS vigente.

Para cada Instalación que preste este servicio, el desempeño se evaluará de la siguiente forma:

Instalación (S/E, Equipo)	Interruptor	Hora instrucción del CDC	Hora cierre efectivo	Cumplimiento efectivo del SC Cap. Vinculación
S/E XXXXXXXXX	(X)	(A)	(B)	

Donde se verificará como cumplimiento efectivo del SC Equipamiento de vinculación que se produzca cierre efectivo del interruptor ante una instrucción emanada por el CDC.

2.7 Estándar desempeño SSCC.

Acorde con lo definido en el Artículo 5-71 de la NT SSCC, los estándares de desempeño considerados para evaluar los SSCC serán los siguientes:

Parámetro	Estándar
$\overline{\alpha_{CF}}$	95%
$\underline{\alpha_{CF}}$	75%
α_{CT}	98%
α_{DCG}	75%

Parámetro	Estándar
α_{PRS}	98%

3 SEÑALES REQUERIDAS PARA LA VERIFICACIÓN DE LOS SSCC

Acorde a lo descrito en el Capítulo 5 de la NT SSCC y lo señalado en el Anexo Técnico de la NTSyCS: “Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al Sitr”, en la presente sección se listan las señales requeridas por el Coordinador para verificar y calcular el desempeño efectivo de los SSCC en el Sistema.

3.1 Control de Frecuencia

3.1.1 Control Primario de Frecuencia

i. Unidades sincrónicas:

- Potencia activa bruta de la unidad, en MW.
- Consigna de potencia activa bruta de la unidad, en MW.
- Valor de estatismo de la unidad, en %.
- Valor de la banda muerta, en mHz.
- Estado del controlador carga/velocidad, activado o desactivado.
- Equipos de compensación de energía activa:
- Potencia activa bruta del equipo, en MW.
- Valor de la banda muerta para activación del equipo, en mHz.
- Valor de la banda muerta para desactivación del equipo, en mHz.
- Energía disponible del equipo, en MWh.
- Modo de carga, manual o automático.
- Número de módulos disponibles.
- Valor de estatismo del equipo, en %

ii. ERNC:

- Potencia activa generada por el parque, en MW.
- Consigna de potencia activa del parque, en MW. (variable debería ser resultado del PPC)
- Valor de estatismo de la unidad, en %.
- Valor de la banda muerta, en mHz.
- Señal que dé cuenta de la potencia generable por la unidad acorde al recurso primario presente, en MW.
- Estado del controlador frecuencia/potencia, activado o desactivado.

3.1.2 Control Secundario de Frecuencia

- Estado Local/Remoto y Manual/Automático de la unidad generadora, que da cuenta que se encuentra bajo control del AGC.
- Límite de Potencia Activa Inferior para regulación, que corresponde al mínimo valor de potencia activa (MW) que le puede enviar como consigna el AGC.
- Límite de Potencia Activa Superior para regulación, que corresponde al máximo valor de potencia activa (MW) que le puede enviar como consigna el AGC.
- Tasa de toma de carga del equipamiento [MW/min]
- Tasa de bajada de carga del equipamiento [MW/min]
- Potencia Activa generada [MW].
- Consigna de potencia enviada por el AGC a la unidad generadora [MW].
- Tiempo en que la unidad estuvo en condición “not-tracking” [s].
- Señal que dé cuenta de la potencia generable por la unidad acorde al recurso primario presente [MW] (solo para ERNC)

3.1.3 Control Terciario de Frecuencia

- Límite de Potencia Activa Inferior para Regulación Manual, que corresponde al mínimo valor de potencia activa (MW) que puede entregar la unidad generadora para prestar el CTF.
- Límite de Potencia Activa Superior para Regulación Manual, que corresponde al máximo valor de potencia activa (MW) que puede entregar la unidad generadora para prestar el CTF.
- Potencia Activa generada [MW].
- Consigna de potencia activa de la unidad generadora [MW].
- Tasa de toma de carga del equipamiento [MW/min].
- Tasa de bajada de carga del equipamiento [MW/min].
- Estado del interruptor equivalente para sincronizar la unidad (abierto/cerrado).
- Señal que de cuenta de la potencia generable por la unidad acorde al recurso primario presente [MW] (solo para ERNC).

3.2 Control de Tensión

i. Unidades sincrónicas:

- Potencia activa bruta de la unidad, en MW.
- Potencia reactiva bruta de la unidad, en MVar.
- Tensión en bornes de la unidad, en kV.
- Consigna de tensión del Controlador de tensión, en kV.
- Estado del Controlador de Tensión, activado o desactivado.
- Modo del control de tensión: PV, Cos phi (Factor de potencia) o PQ.
- Curvas PQ disponibles en sistema SCADA con el fin de disponibilizar los límites de aporte.
- Tensión en el punto de inyección de la unidad (lado AT del transformador), en kV.

ii. ERNC:

- Potencia activa en el punto de inyección del parque (lado AT del transformador), en MW.
- Potencia reactiva en el punto de inyección del parque (lado AT del transformador), en MVar.
- Tensión en el punto de inyección (lado AT del transformador o barra AT), en kV.
- Consigna de tensión del Controlador de tensión, en kV para modo PV, MVar para modo PQ y sin unidad para modo Cos phi.
- Estado del Controlador de Tensión, activado o desactivado.
- Modo del control de tensión: PV, Cos phi (Factor de potencia) o PQ.
- Curvas PQ disponibles en sistema SCADA con el fin de disponibilizar los límites de aporte.
- Potencia consumida por los SS.AA., en MW.
- Límite máximo de inyección de potencia reactiva, en MVar.
- Límite máximo de absorción de potencia reactiva, en MVar.

3.3 Control de Contingencia

- Estado Habilitado/deshabilitado: Se deberá enviar al Sitr del Coordinador el estado “habilitado/deshabilitado” de cada unidad de control o escalón de los esquemas EDAC, EDAG y ERAG, así como también de cualquier otro sistema de desprendimiento automático de carga o de generación, u otro automatismo implementado en el SI.
- Valor de Potencia a Reducir/Desconectar/Desprender: Para cualquier sistema de desprendimiento automático de carga, ERAG o EDAG, se deberán enviar al Sitr del

Coordinador, las medidas analógicas de la potencia activa y reactiva total asociadas a cada escalón de carga o generación, según corresponda.

- Estado de Interruptores: Para cualquier sistema de desprendimiento automático de carga o generación se deberán enviar al SITR del Coordinador las variables de estado “abierto” y “cerrado” del interruptor asociado a cada escalón de carga o generación.
- Estado de Operación del Escalón: Para cualquier sistema de desprendimiento automático de carga o generación se deberán enviar al SITR el estado de operación de cada escalón de carga o generación.
- En Servicio/Fuera de Servicio: Se deberá enviar al SITR del Coordinador el estado general “En Servicio/Fuera de Servicio” de los esquemas EDAC para contingencias específicas, EDAG y ERAG, así como también de cualquier otro sistema de desprendimiento automático de carga o de generación, u otro automatismo implementado en el SI.

3.4 Plan de Recuperación de Servicios (PRS)

3.4.1 Partida Autónoma (PA)

- Potencia activa bruta de la unidad, en MW.
- Tensión en bornes de la unidad, en kV.
- Posición del interruptor asociado a la unidad, abierto o cerrado.

3.4.2 Aislamiento Rápido (AR)

- Tensión en bornes de la unidad.
- Posición del interruptor asociado a la unidad, abierto o cerrado.

3.4.3 Equipamiento de Vinculación (EV)

- Potencia activa en la línea/paño, en MW.
- Tensión en la barra, en kV.
- Posición del interruptor asociado al paño, abierto o cerrado.

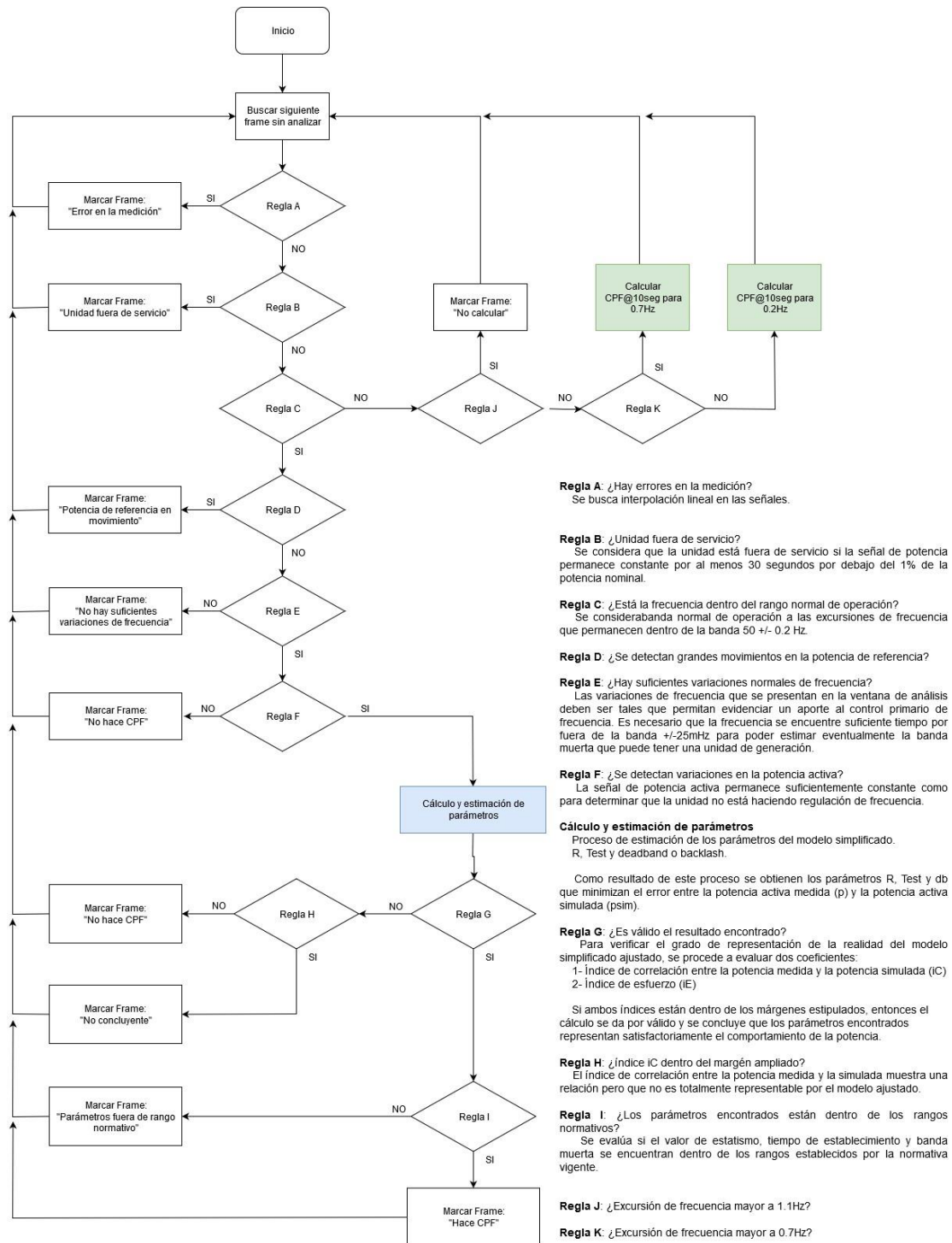
4 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE SSCC

Adjunto al presente informe se encuentran disponibles las planillas de cálculo e índices de desempeño de cada Servicio Complementario, los cuales pueden ser descargados desde el siguiente enlace:

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/indices-de-desempeno-y-disponibilidad-de-servicios-complementarios/>

5 ANEXOS

ANEXO 1. DIAGRAMA LÓGICO ANÁLISIS CPF SATURN2E.



ANEXO 2. ALGORITMO DE VERIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO CT AUTOMÁTICO Y MANUAL.

A. CT AUTOMÁTICO:

El siguiente glosario es válido para las definiciones indicadas a continuación, que se relacionan con el desempeño del servicio complementario (SC) de Control de Tensión.

Glosario

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

V: Tensión

NV: No verificable

NVC: No verificable por curva

1. Verificable

Se considerará que el Control de Tensión Automático es Verificable solo si la Potencia Activa, Potencia Reactiva y Tensión en Bornes del generador cumplen con el criterio de calidad exigidos por el SITR:

$$Calidad(P_i, Q_i, V_i,)$$

Los criterios de calidad son los definidos en el “Título IV Calidad de las Variables a Transmitir al SITR” del Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR” de la NTSyCS.

2. Íntegro

Se considerará que el Control de Tensión automático es íntegro solo si es verificable y cumple con una de las siguientes condiciones:

$$(P_i \geq 3 \text{ MW} \text{ y } V_i \geq 0.8 V_{nom})$$

ó

$$(|P_i| < 3 \text{ MW})$$

3. En Servicio

Se considerará de la unidad o elemento está en servicio solo si el Control de Tensión Automático es íntegro y además cumple una de las siguientes condiciones:

- Si es unidad o elemento síncrono:

$$V_i \geq 0.8 V_{nom}$$

- Si es unidad o elemento no síncrono:

$$V_i \geq 0.8 V_{nom} \text{ y } P_i \geq 0.9 P_{min}$$

4. Tensión en Bornes Constante

Si una unidad está **En Servicio** y la tensión en los bornes V_i del generador se mantiene constante entonces se indica que la **Tensión en Bornes es No verificable (NV)**, en caso contrario continúa la evaluación.

5. Cumple Margen Exigido (1° criterio)

Si la unidad está **En Servicio** y su tensión en bornes no es constante y además se cumple que:

$$|V_{i-1} - V_i| \leq 0.1 \text{ kV};$$

Entonces se considerará que cumple con el “Criterio 1” (C1) y se evaluará su desempeño en el servicio complementario como satisfactorio.

6. Cumple Curva PQV (2° criterio):

Si no cumple el “Criterio 1” (C1), se debe verificar que cumpla la curva PQ, es decir, que la unidad no tenga reservas de reactivos que aportar, entonces la distancia del punto de operación en el eje Q debe estar cercana a la frontera.

Si se verifica que la unidad no presenta reservas de reactivos que aportar, se considerará que cumple con el “Criterio 2” (C2) y se evaluará su desempeño en el SC como satisfactorio.

7. Punto P-Q fuera de Curva PQV

Solo si la unidad tiene reserva reactiva, se verifica si el punto de operación está fuera de la curva calculada para el nivel de tensión dado, lo cual sería un error en la data entregada, de ser así, será calificada como No verificable por Curva (NVC). En caso contrario implica que la unidad tenía reserva reactiva que no aportó, y será calificada como No cumple (NC).

B. CT MANUAL:

El siguiente glosario es válido para las definiciones indicadas a continuación, que se relacionan con el desempeño del servicio complementario (SC) de Control de Tensión.

Glosario

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

V: Tensión

t0: tiempo de instrucción.

t15: tiempo de evaluación.

Qt0: Q evaluada en t0.

Qt15: Q evaluada en t15.

BAT: Barra de Alta Tensión.

ΔV : $V_{t15_BAT} - V_{t0_BAT}$

Instrucción: Solicitud de bajar o subir kV en BAT.

1. Verificable

Se considerará que el control de tensión manual es Verificable solo si la Potencia Activa, Reactiva y Tensión en bornes del generador y la Tensión en la Barra de Alta Tensión de la Central (VBAT) cumplen con los criterios de calidad exigidos por el SITR:

$$Calidad(P_i, Q_i, V_i, VBAT)$$

Los criterios de Calidad son los definidos en el “Título IV Calidad de las Variables a Transmitir al SITR” del Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR” de la NTSyCS.

2. Íntegro

Se considerará que el control de tensión manual es Íntegro solo si es verificable y cumple con una de las siguientes condiciones:

Solo si es verificable y cumple:

$$(P_i \geq 3MW \text{ y } V_i \geq 0.8V_{nom})$$

ó

$$(|P_i| < 3MW)$$

3. En Servicio

Se considerará que la unidad está en servicio solo si el Control de Tensión Manual es íntegro y además cumple una de las siguientes condiciones:

- Si es condensador síncrono:

$$V_i \geq 0.8V_{nom}$$

- Si no es condensador síncrono:

$$V_i \geq 0.8V_{nom} \text{ y } P_i \geq 0.9P_{min}$$

4. Tensión en Barra de Alta tensión de la Central constante:

Solo si unidad en servicio, y $\Delta V = 0$, entonces la instrucción es No verificable debido a que la Tensión en la Barra de Alta Tensión de la central (VBAT) se mantiene constante, en caso contrario continua evaluación de instrucción.

$$\Delta V = 0$$

5. ΔV dentro de Margen

Si tensión en barra de alta tensión es verificable y además la ΔV cumple con margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$2 * Instrucción \leq \Delta V \leq 0.8 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$0.8 * Instrucción \leq \Delta V \leq 2 * Instrucción$$

5.1. Comportamiento de potencia reactiva 15 minutos después de la instrucción (Qt15):

i. Q no se movió o Q se movió en dirección contraria a la Instrucción:

Solo si se cumplen cualquiera de las dos condiciones:

- Q no se movió:

$$Qt0 - 0.5 MVar \leq Qt15 \leq Qt0 + 0.5 MVar$$

- Q se movió en dirección contraria a la Instrucción:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$Qt15 > Qt0$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$Qt15 < Qt0$$

Se considerará que la unidad No Participó en la Instrucción (NP).

ii. Q Constante (Qt15 = Qt0):

Solo si $Qt15 - Qt0 = 0$, es decir la medida de Q es constante, lo que implica un error en la medida. Para este caso la unidad será calificada como NV.

iii. Q se movió en dirección a la Instrucción:

Solo si se cumplen cualquiera de las dos condiciones:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$Qt15 < Qt0$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$Qt15 > Qt0$$

Se considerará que la unidad cumple con el Criterio 1 (C1) y calificará el SC con un desempeño satisfactorio.

6. ΔV mayor a Margen:

Si tensión en barra de alta tensión es verificable y además la ΔV superó al margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$\Delta V < 2 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$\Delta V > 2 * Instrucción$$

Se considerará que la unidad No Cumple (NC).

7. ΔV menor que Margen

Si tensión en barra de alta tensión es verificable y además la ΔV es menor al valor inferior del margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$\Delta V > 0.8 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$\Delta V < 0.8 * Instrucción$$

7.1. Comportamiento de potencia reactiva 15 minutos después de la instrucción (Qt15):

i. Q se movió en dirección contraria a la Instrucción:

Solo si se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

- Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$Qt15 > Qt0$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$Qt15 < Qt0$$

Se considerará que la unidad No Cumple con la Instrucción (NC).

ii. Q Constante (Qt15 = Qt0):

Solo si $Qt15 - Qt0 = 0$, es decir la medida de Q es constante, lo que implica un error en la medida. Para este caso la unidad será calificada como No Verificable (NV).

iii. Q no se movió o Q se movió en dirección a la Instrucción:

Solo si se cumplen cualquiera de las dos condiciones:

- Q no se movió:

$$Qt0 - 0.5 MVar \leq Qt15 \leq Qt0 + 0.5 MVar$$

- Q en dirección a la Instrucción:
 - Si la Instrucción solicita disminuir tensión en barra:

$$Qt15 < Qt0$$

- Si la Instrucción solicita aumentar tensión en barra:

$$Qt15 > Qt0$$

En cualquiera de los casos anteriores se evaluará lo siguiente:

- **Cumple Curva PQV:**

Si no cumple “Criterio 1” (C1), se debe verificar que cumpla la curva PQ, es decir, que la unidad no tenga reservas de reactivos que aportar, entonces la distancia del punto de operación en el eje Q debe estar cercana a la frontera.

En caso de que la unidad no presente reservas de reactivos, se considerará que se cumple con el “Criterio 2” (C2) y se calificará el SC con un desempeño satisfactorio.

- **Punto P-Q fuera de Curva PQV**

Solo si la unidad tiene reserva de reactivos, se verifica si el punto de operación está fuera de la curva calculada para el nivel de tensión dado, lo cual sería un error en la data entregada, de ser así, será calificada como No verificable por Curva (NVC). En caso contrario implica que la unidad tenía reserva reactiva que no aportó, y será calificada como No cumple (NC).

C. CT MANUAL Parques ERNC:

El siguiente glosario es válido para las definiciones indicadas a continuación, que se relacionan con el desempeño del servicio complementario (SC) de Control de Tensión para Parques ERNC.

Glosario

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

V: Tensión

t0: tiempo de instrucción.

t15: tiempo de evaluación.

Qt0: Q evaluada en t0.

Qt15: Q evaluada en t15.

AT: Punto de inyección en Alta Tensión.

ΔQi : $Q_{ti_AT} - Q_{t0_AT}$

Instrucción: Solicitud de bajar o subir MVAR en AT.

1. Verificable

Se considerará que el control de tensión manual es Verificable solo si la Potencia Activa, Reactiva y Tensión en punto de inyección y barra de Alta Tensión de la Central (AT) cumplen con los criterios de calidad exigidos por el SISTR:

$$Calidad(P_i, Q_i, V_i, AT)$$

Los criterios de Calidad son los definidos en el “Título IV Calidad de las Variables a Transmitir al SISTR” del Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR” de la NTSyCS.

2. Íntegro

Se considerará que el control de tensión manual es Íntegro solo si es verificable y cumple con una de las siguientes condiciones:

Solo si es verificable y cumple:

$$(P_i \geq 3MW \text{ y } V_i \geq 0.8V_{nom})$$

ó

$$(|P_i| < 3MW)$$

3. En Servicio

Se considerará que la unidad está en servicio solo si el Control de Tensión Manual es íntegro y además cumple una de las siguientes condiciones:

- Si es condensador síncrono:

$$V_i \geq 0.8V_{nom}$$

- Si no es condensador síncrono:

$$V_i \geq 0.8V_{nom} \text{ y } P_i \geq 0.9P_{min}$$

4. Potencia Reactiva en punto de inyección en Alta tensión de la Central constante:

Solo si unidad en servicio, y $\Delta Q = 0$, entonces la instrucción es No verificable debido a que la potencia reactiva en punto de inyección de Alta Tensión de la central (AT) se mantiene constante, en caso contrario continua evaluación de instrucción.

$$\Delta Q = 0$$

5. ΔQ dentro de Margen

Si tensión en barra de alta tensión es verificable y además la ΔV cumple con margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita absorber potencia reactiva:

$$1.15 * Instrucción \leq \Delta Q_i \leq 0.85 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita inyectar potencia reactiva:

$$0.85 * Instrucción \leq \Delta Q_i \leq 1.15 * Instrucción$$

5.1. **Comportamiento de potencia reactiva 15 minutos después de la instrucción (Qt15):**

i. **Q no se movió o Q se movió en dirección contraria a la Instrucción:**

Solo si se cumplen cualquiera de las dos condiciones:

- Q no se movió:

$$Q_{t0} - 0.5 \text{ MVar} \leq Q_{t15} \leq Q_{t0} + 0.5 \text{ MVar}$$

- Q se movió en dirección contraria a la Instrucción:

- Si la Instrucción solicita absorber reactivos:

$$Q_{t15} > Q_{t0}$$

- Si la Instrucción solicita inyectar reactivos:

$$Q_{t15} < Q_{t0}$$

Se considerará que la unidad No Participó en la Instrucción (NP).

ii. **Q Constante (Qt15 = Qt0):**

Solo si $Q_{t15} - Q_{t0} = 0$, es decir la medida de Q es constante, lo que implica un error en la medida. Para este caso la unidad será calificada como NV.

iii. **Q se movió en dirección a la Instrucción:**

Solo si se cumplen cualquiera de las dos condiciones:

- Si la Instrucción solicita absorber reactivos:

$$Q_{t15} < Q_{t0}$$

- Si la Instrucción solicita inyectar reactivos:

$$Q_{t15} > Q_{t0}$$

Se considerará que la unidad cumple con el Criterio 1 (C1) y calificará el SC con un desempeño satisfactorio.

6. **ΔQ mayor a Margen:**

Si señal de potencia reactiva es verificable y además la ΔQ_i superó al margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita absorber reactivos:

$$\Delta Q_i < 1.15 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita inyectar reactivos:

$$\Delta Q_i > 1.15 * Instrucción$$

Se considerará que la unidad No Cumple (NC).

7. ΔQ menor que Margen

Si tensión en barra de alta tensión es verificable y además la ΔV es menor al valor inferior del margen establecido como aceptable:

- Si la Instrucción solicita absorber reactivos:

$$\Delta Q_i > 0.85 * Instrucción$$

- Si la Instrucción solicita inyectar reactivos:

$$\Delta Q_i < 0.85 * Instrucción$$

En cualquiera de los casos anteriores se evaluará lo siguiente:

- Cumple Curva PQV:

Si no cumple “Criterio 1” (C1), se debe verificar que cumpla la curva PQ, es decir, que la central no tenga reservas de reactivos que aportar, entonces la distancia del punto de operación en el eje Q debe estar cercana a la frontera.

En caso de que la unidad no presente reservas de reactivos, se considerará que se cumple con el “Criterio 2” (C2) y se calificará el SC con un desempeño satisfactorio.

- Punto P-Q fuera de Curva PQV

Solo si la central tiene reserva de reactivos, se verifica si el punto de operación está fuera de la curva calculada para el nivel de tensión dado, lo cual sería un error en la data entregada, de ser así, será calificada como No verificable por Curva (NVC). En caso contrario implica que la unidad tenía reserva reactiva que no aportó, y será calificada como No cumple (NC).