

ANEXO TÉCNICO:

Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG

TÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

Artículo 1 Objetivo

El objetivo del presente Anexo Técnico es establecer las metodologías para verificar que la evaluación de la activación de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG, resulte técnica y económicamente óptima para el SI en su conjunto, de modo de cumplir con lo estipulado en los Artículos 5-6 y 5-7 de la NTSyCS.

Artículo 2 Objetivos Específicos

Para dar cumplimiento al objetivo del presente anexo se deberá:

- a) Establecer la metodología que permita determinar, mediante una evaluación técnico y económica, el grado de participación óptimo de los recursos EDAC, EDAG Y ERAG.
- b) Establecer una metodología para realizar la supervisión y control de la operación global de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG.

Artículo 3 Alcance

Las metodologías establecidas en el presente Anexo deberán ser aplicadas en el Estudio de EDAC y en los estudios que efectúe el Coordinador respecto del análisis, diseño, modificación y/o evaluación de los siguientes Recursos de Control:

- a) EDAC activados por subfrecuencia.
- b) EDAC activados por subtensión.
- c) EDAC activados por Desenganche Directo debido a sobrecargas.
- d) EDAG activados por Desenganche Directo debido a sobrecargas.
- e) EDAG activados por sobrefrecuencia.
- f) ERAG activados por Desenganche Directo debido a sobrecargas.
- g) ERAG activados por sobrefrecuencia.

Las Contingencias Simples de interés que deberán ser consideradas para la evaluación técnico-económica y verificación de activación óptima de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG, son las siguientes:

- a) Severidad 3
- b) Severidad 4
- c) Severidad 5.

TÍTULO II. OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Artículo 4 Obligaciones del Coordinador

Las obligaciones del Coordinador respecto de la activación de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG son las siguientes:

- a) Identificar las condiciones operativas y los cambios ocurridos en el SI que, en virtud de los resultados de los estudios establecidos en el artículo 1-9 de la NTSyCS, determinen la necesidad de evaluar el desempeño de algunos de los EDAC, EDAG, ERAG implementados, modificar sus parámetros o atributos, o analizar la necesidad o conveniencia de implementar un nuevo esquema de esas características.
- b) Evaluar el desempeño de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG toda vez que estos operen, particularmente cuando lo hacen en circunstancias no previstas o con respuestas que difieran del comportamiento esperado.
- c) Efectuar las Auditorías Técnicas que estime necesarias para verificar el funcionamiento e información de las instalaciones de los Coordinados, conforme a las exigencias especificadas en la NTSyCS e informar a la Superintendencia los resultados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas".
- d) Solicitar información de las instalaciones de los Coordinados asociados a los esquemas bajo análisis, así como toda información operativa relevante para efectos de la realización de los estudios y análisis que el presente Anexo le encomienda al Coordinador.

Artículo 5 Obligaciones de los Coordinados

Según lo dispuesto en la presente NT, las obligaciones de los Coordinados respecto de la activación de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG son las siguientes:

- a) Cumplir con las formalidades, plazos e instrucciones de Coordinación establecidas en la presente NT.
- b) Entregar al Coordinador los datos y antecedentes que éstas requieran para mantener actualizada la Información Técnica del SI.
- c) Realizar todas las acciones para permitir y facilitar las Auditorías Técnicas que sean efectuadas por el Coordinador.

TÍTULO III. METODOLOGÍAS Y ALGORITMOS DE CÁLCULO PARA LA VERIFICACIÓN DE LA ACTIVACIÓN ÓPTIMA DE LOS EDAC/EDAG/ERAG

Artículo 6 Generalidades

En función del criterio con que el Coordinador establezca el orden de precedencia de los distintos estudios establecidos en el artículo 1-9 de la ~~presente Norma Técnica NTSyCS~~, surgirán dos alternativas: que los niveles de reserva para regulación de frecuencia resulten determinados y optimizados en el estudio correspondiente tomando como base un esquema EDAC fijo, o como contrapartida que el esquema EDAC resulte optimizado en el estudio correspondiente, tomando como fijos los niveles de reserva.

La metodología establecida en el presente Título es genérica y se adaptará en cada caso al criterio empleado por el Coordinador, debiendo entenderse como “esquema a evaluar” al conjunto de condiciones operativas o atributos de diseño susceptibles de ser modificados, tales como: los niveles de reserva, la composición de escalones en un esquema EDAC, las unidades que participan en esquemas EDAG/ERAG, entre otros.

Artículo 7 Evaluación técnico-económica para la aplicación del Criterio N-1

Dado que la evaluación técnico-económica de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG está sujeta a la incertidumbre propia de los escenarios hidrológicos, condiciones de viento, radiación solar, niveles de demanda, contingencias simuladas, tasas de falla, entre otros, el presente anexo define el marco en que se debe calificar si la activación de los EDAC/EDAG/ERAG es óptima.

Se deberá verificar que la evaluación técnico-económica de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG sea óptima para el SI en su conjunto, lo que implica identificar el esquema de operación que minimice el Costo Total Esperado a lo largo de un período de evaluación, tomando en cuenta los Costos de Operación Esperados y los Costos de la Energía No Suministrada asociada a la ocurrencia de las contingencias simples señaladas en el Artículo 3 del presente Anexo. Se deberá considerar durante la verificación la posibilidad de usar los recursos de control de contingencias presentados en el artículo 1-7 numeral 77 de la ~~presente Norma Técnica NTSyCS~~.

$$C_{TOTAL} = \min \{ C_{OPE} + C_{ENS} + C_{IMP} \}$$

Donde:

- C_{TOTAL} : Costo Total Esperado para el SI durante el período de evaluación.
- C_{OPE} : Costo Total de Operación Esperado del Sistema durante el período de análisis determinado, que surge como resultado de la simulación realizada con el modelo de planificación de la operación utilizado por el Coordinador, el que también considera los costos asociados a los niveles de reserva para regulación de frecuencia.
- C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada Esperada durante el período de análisis.
- C_{IMP}

: Costo de Implementación de Recursos para el Control de Contingencias. Estos costos podrán ser incluidos en la suma, en la medida en que se comparen esquemas de operación con diferentes grados de implementación de éstos.

Artículo 8 Procedimiento Detallado

Se deberá verificar el óptimo técnico y económico en la evaluación de los recursos EDAC/EDAG/ERAG, en términos esperados, para el SI en su conjunto y considerando diversos esquemas, niveles de reservas, escenarios y contingencias simples.

La verificación del óptimo técnico y económico siempre lleva implícita la comparación entre diversos esquemas susceptibles de ser optimizados, debiendo entenderse como “esquema a evaluar y comparar” al conjunto de condiciones operativas o atributos de diseño susceptibles de ser modificadas, tales como: los niveles de reserva para regulación de frecuencia, la composición de escalones en un esquema EDAC, las unidades que participan en esquemas EDAG/ERAG, y otros que determine el Coordinador.

Esta verificación deberá ser realizada con el siguiente procedimiento:

- a) El período de análisis para la verificación del óptimo será definido por el Coordinador, considerando para ello la periodicidad de los estudios establecidos en el artículo 1-9 de la presente NT. La determinación de incrementos de Costo de Operación Esperado o de ENS Esperada deberá ser realizada para todo el período de análisis establecido.
- b) Las Tasas de Falla de Contingencias Simples y los Tiempos de Reposición a considerar en los estudios deberán ser definidos a partir de los registros estadísticos recopilados por el Coordinador. En caso de no disponer de dichos registros se podrá hacer uso de estadísticas nacionales o internacionales para contingencias similares.
- c) Para la determinación del COPE se utilizará el modelo de planificación de la operación del Coordinador, considerando condiciones de operación del sistema consistentes con aquellas utilizadas para la última determinación de Reserva Óptima, a menos que la evaluación a realizar involucre precisamente cambios en los niveles de reserva. En ese caso las condiciones de operación del sistema utilizadas en la simulación deberán reflejar los cambios en los requerimientos de niveles de reserva. La información a utilizar en relación con la previsión de demanda y el parque generador, para el período que exceda al de la determinación de reserva óptima para control de frecuencia, deberá ser consistente con la información disponible en el Coordinador, respecto de modificaciones topológicas en el sistema, considerando para ello además lo indicado en el informe de precios de nudo vigente.
- d) En cada una de las simulaciones con el modelo mencionado en el punto anterior, se utilizará una demanda semanal de acuerdo a la metodología utilizada en los estudios de Programación de la Operación. Para la representación de la incertidumbre de las fuentes de energía se debe considerar aquellas introducidas por los escenarios hidrológicos utilizados en el proceso de la programación semanal, así como las provenientes de fuentes de energías renovables no convencionales u otras fuentes de imprevisibilidad.
- e) Para realizar las evaluaciones se utilizarán las bases de datos, los modelos y procesos empleados para realizar los estudios establecidos en el artículo 1-9 de la NTSyCS, y se adoptará el porcentaje de reserva establecido en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

- f) En función del criterio empleado por el Coordinador en cuanto a la precedencia de los estudios establecidos en el artículo 1-9 de la NTSyCS, según se indica en el Artículo 4 del presente Anexo, se adoptará como punto de partida para la verificación un “esquema base” que podrá ser:
- El esquema EDAC/EDAG/ERAG resultante del estudio específico asociado.
 - Un determinado nivel de reservas para CPF y/o CSF establecido en el Estudio de Control de Frecuencia.
 - La situación operativa previa a la implementación de un EDAC por disparo directo o de un EDAG/ERAG y,
 - Otro conjunto de condiciones operativas o atributos de diseño que a criterio del Coordinador sean susceptibles de ser modificadas y optimizadas.
- g) Para el “esquema base” se ejecutará el modelo de planificación de la operación para determinar su $COPE_0$, según las premisas indicadas en los literales (c) y (d). Así, con los resultados de la simulación, se construirán los escenarios para verificar el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, de acuerdo a las premisas indicadas en el literal (e).
- h) Definido el “esquema base”, se definirán esquemas alternativos “k”, resultantes de plantear sensibilidades respecto al atributo que identifica a dicho esquema, modificando:
- Los montos de carga o generación considerados en los distintos escalones de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG. Según sea el caso, se deberán modificar consecuentemente las restricciones de transmisión y el despacho de generación.
 - Los niveles de reserva para CPF.
 - Los niveles de reserva para CRF.
 - La implementación de un EDAC por disparo directo o de un EDAG/ERAG adicionales a los considerados en el esquema base.
 - Otra modificación que el Coordinador determine pertinente.

Para cada esquema alternativo, se determinarán las modificaciones en las restricciones de transmisión que se introducen producto del análisis de un nuevo esquema. Para ello se deberá considerar lo establecido en el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión y en los análisis de las contingencias que definieron cada límite, de manera que no se produzcan sobrecargas en el sistema de transmisión considerando la aplicación del criterio N-1.

- i) Para los esquemas alternativos que registren cambios en los límites o restricciones operativas del sistema, en los niveles de reservas, o en cualquier otra condición de borde que determine modificaciones al despacho con relación al esquema base, se determinará, mediante una nueva simulación con el modelo de planificación de la operación, el nuevo despacho de generación correspondiente al esquema “k”.
- j) Para el “esquema base” y para cada uno de los esquemas alternativos “k”, se construirán escenarios “j” representativos de la operación del sistema para el período de análisis, aptos para realizar la simulación estática y dinámica de la operación, utilizando para ello el modelo base empleado por el Coordinador para la realización de

los Estudios de Programación de la Operación. Los escenarios deberán reflejar distintas condiciones de operación del sistema representativas del período de análisis.

- k) Los escenarios “j” a considerar deben determinarse teniendo en cuenta que la disponibilidad de unidades, de agua y de combustibles y niveles de la demanda bruta son distintos en un horizonte de un año. Luego, el análisis debe considerar escenarios representativos de la operación, con al menos un 95% de representatividad. Para estos efectos se debe:
 - i. Determinar el conjunto de los escenarios posibles de operación dentro del horizonte de análisis, de acuerdo a la combinación de disponibilidad de unidades por mantenimiento mayor, disponibilidad de combustible y demanda bruta.
 - ii. Determinar el porcentaje del tiempo dentro del horizonte de análisis que corresponde a cada escenario posible.
 - iii. Elegir dentro de este conjunto, un subconjunto de escenarios representativos j, cada uno con su respectiva probabilidad de ocurrencia.
- l) En cada escenario “j” se deberá representar el despacho de potencia de cada unidad de generación correspondiente al bloque de demanda y las hipótesis de disponibilidad de recursos variables (hidráulicos, eólicos, solares, etc.) que definen al escenario “j”, para cada uno de los esquemas “k”.
- m) *Factibilidad Técnica desde el punto de vista Estático:* Los despachos mencionados en literal l) deberán ser representativos de estados operativos técnicamente aceptables para cada uno de los bloques, respetando todas las restricciones del sistema y las modalidades de operación utilizadas, y guardando a su vez adecuada consistencia con los valores medios de generación por central obtenidos de la simulación realizada con el modelo de planificación de la operación.

Para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio en la operación del SEN, en particular aquellos relacionados con las tensiones de servicio, se deberán considerar los mecanismos de control de tensión y de compensación de potencia reactiva, conjuntamente con el redespacho de generación, para lograr un adecuado perfil de tensión de operación.

En caso que estas evaluaciones determinen que no se cumplen las restricciones de SyCS, se deberá regresar a la etapa descrita en el punto (h) del presente artículo para realizar los ajustes necesarios en los esquemas alternativos o en los despachos de generación asociados.

- n) Para cada escenario “j” se evaluará el comportamiento del SI ante contingencias, considerando las contingencias simples “i”, identificadas por el Coordinador, que conduzcan a la activación de alguna de las etapas de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG considerados (base o alternativo). En cada simulación se determinará la carga total desprendida por actuación de EDAC, es decir DC_{ijk} , según se define en el literal q).
- o) *Factibilidad Técnica desde el punto de vista Dinámico:* En cada uno de los escenarios representativos de la operación, correspondientes al “esquema alternativo” analizado, se deberá verificar que la operación del SI sea tal, que permita conservar los márgenes

y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una de las Contingencias Simples señaladas en el Artículo 3, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

En caso que estas evaluaciones determinen que no se cumplen las restricciones de SyCS, se deberá regresar al paso (h) para realizar los ajustes necesarios en los atributos que caracterizan los esquemas alternativos, en los despachos de generación asociados y/o en los márgenes de reserva.

- p) Para cada uno de los esquemas definidos (base o alternativos) se calculará el Costo de la Energía No Suministrada, como:

$$CENS_k = \sum_i \sum_j DC_{ijk} * Tc_{ijk} * CFCD * Tfalla_i * H_j$$

Donde,

- $CENS_k$ [US \$] : Costo Total Esperado de ENS para el esquema “k”.
 - DC_{ijk} [kW] : Valor de la carga desprendida para el escenario “j”, en el esquema alternativo “k” para la contingencia “i”. Esta desconexión puede ser resultado de la actuación de un EDAC sistémico o por desenganche directo. A su vez, esta actuación de EDAC puede ser consecuencia directa de la propia contingencia, o resultar ulterior a la disminución de generación por actuación de un EDAG/ERAG.
 - Tc_{ijk} [h] : Duración del déficit de energía para el escenario “j”, en el esquema alternativo “k” para la contingencia “i”. Este tiempo debe ser establecido como un tiempo equivalente de recuperación de la carga, tal que su producto por la carga desprendida arroje como resultado la ENS esperada. Según el tipo de contingencia “i” considerada, este tiempo equivalente de recuperación podrá estar asociado a diversos factores, tales como:
 - i. Curva de oferta de generación para recuperar la potencia desconectada por falla de generación, la cual depende de las reservas en giro para CPF y CSF, así como de la reserva disponible y su curva de oferta en función del tiempo de acuerdo a las tasas de toma de carga y los tiempos de partida de las unidades.
 - ii. Tiempos para ejecución de maniobras de reconexión o de alimentación alternativa, cuando se trate de eventos de falla del transporte que deriven en situaciones de sobrecarga o subtensión que activen alguno de los esquemas EDAC (sistémicos o por desenganche directo).
 - $CFCD$ [US\$ / kWh] : Valor del Costo de falla de corta duración.
 - $Tfalla_i$ [fallas/ h] : Tasa de falla horaria del componente asociado a la contingencia “i”.
 - H_j [h] : Horas del escenario “j” en el período analizado, considerando la probabilidad del escenario “j”.
- q) A partir de los resultados de las simulaciones con el modelo de planificación de la operación se calcularán, para cada uno de los esquemas alternativos “k” definidos, los Costos Totales de Operación Esperados (C_{OPEK}).

- r) Finalmente, para los esquemas alternativos se tendrá el Costo Total (C_{TOTALk}) correspondiente a la suma de los Costos Totales de Operación Esperados, del Costo Total de ENS y de Control Rápido de Frecuencia. Se considerará que el “esquema base” analizado verifica el óptimo económico cuando su costo total C_{TOTAL0} es menor que el de los esquemas alternativos analizados, o bien se encuentre contenido en un intervalo de confianza del 95 % respecto del mínimo de los C_{TOTALk} determinados.

El siguiente diagrama de flujo resume la metodología descrita en el presente artículo.

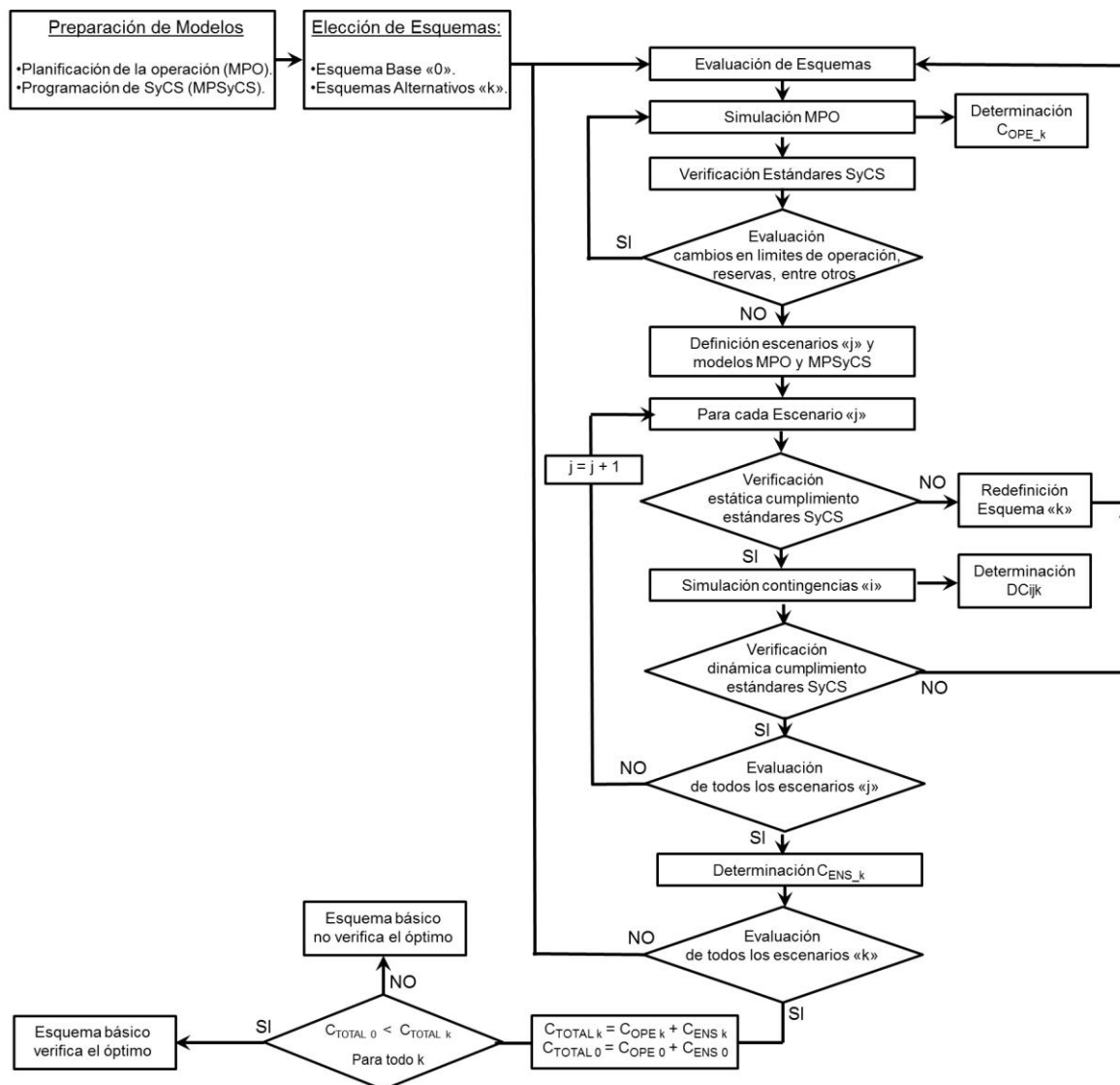


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología a utilizar para verificar la Activación Óptima de EDAC/EDAG/ERAG

Artículo 9 Procedimiento Simplificado

El procedimiento detallado en el artículo anterior podrá ser simplificado cuando los cambios respecto de las condiciones de operación que definieron un esquema EDAC/EDAG/ERAG específico resulten de orden menor, entendiendo como tales aquellos cambios topológicos u operacionales que no alteren las transferencias principales del Sistema de Transmisión Nacional, o bien, que su influencia en el SI se limite a una zona específica.

Para tal efecto, el Coordinador podrá descartar aquellos escenarios de simulación en que:

- No se registren desprendimientos de carga diferentes entre el esquema base y el esquema adicional analizado.
- Las modificaciones puntuales no sean sensibles a la elección de los distintos escenarios de disponibilidad de recursos variables (hidráulicos, eólicos, solares, etc.).

TÍTULO IV. SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DE LOS EDAC, EDAG Y ERAG

Artículo 10 Estadísticas de operación de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG

El Coordinador deberá elaborar una base de datos donde se registrará, para todas aquellas contingencias que impliquen la actuación de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG, el detalle de del desempeño de dichos esquemas. Para ello deberán registrarse como mínimo los siguientes antecedentes:

- a) Fecha y hora del evento.
- b) Elemento fallado o desencadenante de la falla.
- c) Descripción del evento.
- d) Valor alcanzado por la magnitud de activación (frecuencia mínima, frecuencia máxima, corriente máxima, etc.).
- e) Monto de carga/generación previo a la desconexión de cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado.
- f) Calificación de la Operación de o los equipos de protección de cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado: orden de apertura correcta o incorrecta.
- g) Monto de carga/generación desconectada por cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado.
- h) Monto de carga/generación a desconectar por diseño para cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado.
- i) Porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada para cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado.
- j) Hora de normalización de las instalaciones de cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado.
- k) Calificación de la Activación del esquema para cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado, de acuerdo a los siguientes criterios:
 - 1) 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 en 20% y 80%.
 - Incorrecta: Si el porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra en 0% y 20%.
 - 2) 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.
 - 3) Operación del Interruptor:

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

4) 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 una o más de las exigencias mencionadas sea evaluada de forma incorrecta, se calificará de como incorrecta la activación del esquema EDAC/EDAG/ERAG en cuestión.

- l) Porcentaje de carga/generación realmente desconectada respecto de la operación esperada para el sistema en su conjunto.

Dicha base de datos deberá ser publicada en la página Web del Coordinador, sin costo alguno para los usuarios interesados.

Artículo 11 Evaluación del desempeño de los EDAG/EDAC/ERAG

A partir de la información recopilada en la base de datos a la que se refiere el artículo precedente, el Coordinador deberá evaluar en el estudio correspondiente, el desempeño global de los esquemas EDAG, EDAC y ERAG. En particular deberá determinarse:

- El porcentaje global de carga o generación realmente desconectada respecto de la operación esperada, de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG en su conjunto, para todas las contingencias que hayan ocurrido en una ventana móvil de 24 meses.
- El porcentaje de carga o generación realmente desconectada respecto de la operación esperada, de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG, para cada uno de las instalaciones que participen en dichos esquemas, considerando todas las contingencias que hayan ocurrido en una ventana móvil de 12 meses.

En caso de determinar un desempeño insuficiente en alguno de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG, ya sea a nivel sistémico o bien a nivel de algún Coordinado en particular, el Coordinador deberá determinar las medidas correctivas requeridas para subsanar dicha insuficiencia.

Para ello, el Coordinador podrá requerir al Coordinado la realización de pruebas específicas, con el fin de determinar las causas del mal desempeño. En caso de ser necesario, el Coordinador podrá realizar auditorías a las instalaciones que presenten un mal desempeño.

Artículo 12. Factor de desempeño

El factor de desempeño correspondiente al servicio de EDAC, EDAG o ERAG de la instalación j, corresponderá a:

$$FD_{EDA_j} = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_{EDA_j} \text{ es igual o superior a } \alpha_{EDA} \\ 0, & \text{si } DM_{EDA_j} \text{ es inferior a } \alpha_{EDA} \end{cases}$$

donde EDA puede ser EDAC, EDAG o ERAG.

El valor de α_{EDA} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en la NT SSCC.

El desempeño de la prestación del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 13.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades y la respuesta de las instalaciones ante desviaciones de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional, ante contingencias, de acuerdo al siguiente índice:

$$DM_{CRF_j} = \left[\left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times R_{EDA_j}$$

Donde,

DM_{EDA_j} : Desempeño mensual del EDAC, EDAG o ERAG de la j -ésima instalación.

NH_{jind} : Número de horas en que la de la j -ésima instalación estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

R_{EDA_j} : Respuesta del EDAC, EDAG o ERAG de la j -ésima instalación.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_EDA_j = R_{EDA_j}$
- Factor de disponibilidad: $Fact_EDA_j = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 14.

La respuesta del EDAC, EDAG o ERAG señalada en el artículo anterior se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R_{EDA_j} = \frac{Reducción\ real\ EDA_j}{Reducción\ comprometida\ EDA_j} \times RTactCRF_j \times 100$$

La *Reducción comprometida* EDA_j de la unidad generadora o equipo j , corresponderá a la que se adjudique por licitación o subasta, o en su defecto la que instruya el Coordinador. En relación a la *Reducción real* EDA_j de la instalación j , ésta se determinará como el promedio mensual de la respuesta ante cada evento que dé origen a un Estudio de Análisis de Falla, de acuerdo a:

$$Reducción\ real\ EDA_j = |P_{post} - P_{pre}|$$

donde

P_{post} corresponde a la potencia eléctrica medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en la ventana de tiempo que comprende desde 200 ms segundo hasta 10 segundos luego de la perturbación.

P_{pre} corresponde a la potencia eléctrica previa al evento de falla, medida en los terminales de la unidad generadora o equipo, y se determina como el promedio de las muestras en una ventana de 10 segundos previo a la contingencia.

Las relaciones de tiempos de activación $RTactEDA_j$ de la j -ésima instalación se define como:

$$RTactEDA_j = \text{mínimo} \left\{ \frac{Tactivación_{máx}}{Tactivación_{medido}} ; 1 \right\}$$

donde

Tactivación_{máximo}: es el máximo tiempo de activación del EDAC, EDAG o ERAG definido en el Artículo 10 de este Anexo Técnico.

Tactivación_{medido}: es el tiempo de activación de la reserva para CRF medido.