

ANEXO TÉCNICO:

DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LOS EDAC, EDAG Y ERAG

TÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

Artículo 1 Objetivo

El objetivo del presente Anexo Técnico es establecer los criterios y metodologías para la cuantificación del requerimiento de los esquemas EDAC, EDAG y ERAG y las metodologías para evaluar el desempeño de los referidos esquemas, de modo de cumplir con lo estipulado en la NTSSCC.

Artículo 2 Objetivos Específicos

Para dar cumplimiento al objetivo del presente anexo se deberá:

- a) Establecer la metodología que permita determinar el requerimiento de los SSCC de 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 Desconexión de Carga y de Generación que efectúe el Coordinador respecto del análisis, diseño, modificación y/o evaluación de los SSCC de EDAC, EDAG y ERAG.

El dimensionamiento de los referidos SSCC deberá considerar los escenarios operacionales y contingencias que provoquen desbalances relevantes de demanda y generación que no se encuentren cubiertos por las reservas de los SSCC de Control de Frecuencia. Las contingencias a evaluar no podrán corresponder a contingencias de baja probabilidad de ocurrencia y de alto impacto, como contingencias críticas o extremas.

TÍTULO II. OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Artículo 4 Obligaciones del Coordinador

Según lo dispuesto en la presente NT, 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 Sistema Eléctrico que, en virtud de los resultados de los estudios a que se refiere el artículo 1-6 de la NT SSCC, en especial, los resultados del Estudio de Desconexión de Carga y de Generación, 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 NT SSCC o NTSyCS e informar a la Superintendencia los resultados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas" de la NTSyCS.
- 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 o la NT SSCC le encomienda al Coordinador.

Artículo 5 Obligaciones de los Coordinados

Según lo dispuesto en la presente NT SSCC, 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 SSCC.
- b) Entregar al Coordinador los datos y antecedentes que éstas requieran para mantener actualizada la Información Técnica del Sistema Eléctrico.

- c) Realizar todas las acciones para permitir y facilitar las Auditorias Técnicas que sean efectuadas por el Coordinador.

TÍTULO III. METODOLOGÍAS Y ALGORITMOS DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO DE LOS SSCC DE EDAC/EDAG/ERAG

Artículo 6 Generalidades

El Coordinador mediante evaluaciones del comportamiento estático y dinámico del SEN, simulando contingencias que produzcan desbalances entre la demanda y generación, considerando los montos de reserva de Control de Frecuencia determinados de acuerdo al estudio correspondiente y aplicando los criterios del presente AT, deberá determinar la cuantía del recurso técnico requerido de EDAC, EDAG y ERAG, debiendo señalar el número de etapas a implementar, el porcentaje de recurso total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente.

Artículo 7 Criterios para la determinación del requerimiento

Los esquemas EDAC, EDAG o ERAG deberán ser diseñados considerando los siguientes criterios:

- a. El evento de desconexión de instalaciones que signifique la mayor pérdida de generación, inyección o demanda no deberá activar los esquemas EDAC, EDAG o ERAG.
- b. En el caso de EDAC, los montos, en MW, deberán dimensionarse de manera que se verifique que la frecuencia no descienda a valores inferiores al mínimo de frecuencia establecido en la NTSyCS y que la frecuencia no supere el valor nominal después de ocurrido el evento.

Artículo 8 Procedimiento detallado para la determinación del requerimiento

Se deberá determinar el requerimiento de recursos técnicos de los SSCC de EDAC/EDAG/ERAG, para el Sistema Eléctrico en su conjunto y considerando diversos esquemas, escenarios y contingencias.

En el Estudio de Desconexión de Carga y Generación se deberá considerar la operación del SEN ante diferentes contingencias, definiendo atributos de diseño de los esquemas, tales como: la composición de escalones en un esquema, el porcentaje o el monto de recurso total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente, y otros que determine el Coordinador.

Esta evaluación deberá ser realizada con el siguiente procedimiento:

- a) El período de análisis para la evaluación del óptimo será definido por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en la presente NT SSCC.
- 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) Se utilizará el modelo de programación de la operación del Coordinador, considerando condiciones de operación del sistema utilizadas para la última determinación de Reserva para Control de Frecuencia. La información a utilizar en relación con la previsión de demanda, el parque generador y los Sistemas de Almacenamiento de Energía, deberá ser consistente con la información disponible en el Coordinador, respecto de modificaciones topológicas en el sistema.
- 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 generación renovable con recursos primarios variables 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 1-6 de la presente NT SSCC, y se adoptarán los montos de reserva establecidos en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- f) Se adoptará como punto de partida para la evaluación un “esquema base” considerando alguno de los siguientes casos:
 - i. El esquema EDAC/EDAG/ERAG vigente.
 - ii. La situación operativa previa a la implementación de un EDAC por contingencia específica o de un EDAG/ERAG y,
 - iii. Otro conjunto de condiciones operativas o atributos de diseño que a criterio del Coordinador sean susceptibles de ser modificadas y optimizadas.

- g) Se deberá evaluar el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, de acuerdo a las premisas indicadas en el literal (e).
- h) Se definirán esquemas alternativos “k”, resultantes de plantear sensibilidades respecto al atributo que identifica a dicho esquema, modificando:
 - i. Los montos 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.
 - ii. La implementación de un EDAC por disparo directo o de un EDAG/ERAG adicionales a los considerados en el esquema base.
 - iii. 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 a que se refiere el artículo 1-9 de la NTSyCS 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, 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 programación 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 indisponibilidad de instalaciones 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, en caso que corresponda.
- l) En cada escenario “j” se deberá representar el despacho de potencia de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía 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 o inyección por instalación obtenidos de la simulación realizada con el modelo de programación 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 o Sistemas de Almacenamiento de Energía, para lograr un adecuado perfil de tensión de operación.
- En caso que estas evaluaciones determinen que no se cumplen las restricciones de seguridad y calidad de servicio, 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 Sistema Eléctrico ante contingencias, considerando las contingencias “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.

- 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 Sistema Eléctrico sea tal, que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una de las contingencias, en conformidad al Artículo 3 del presente anexoArtículo 3, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del Sistema Eléctrico y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas. Esta verificación se deberá hacer para un conjunto de escenarios de operación que representen las condiciones más desfavorables desde el punto de vista de recuperación del Sistema.

En caso que estas evaluaciones determinen que no se cumplen las restricciones de seguridad y calidad de servicio, 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) Finalmente, el esquema a seleccionar corresponderá a aquel que verifique las exigencias normativas y sea el más eficiente, considerando que minimice los montos de desconexión.

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

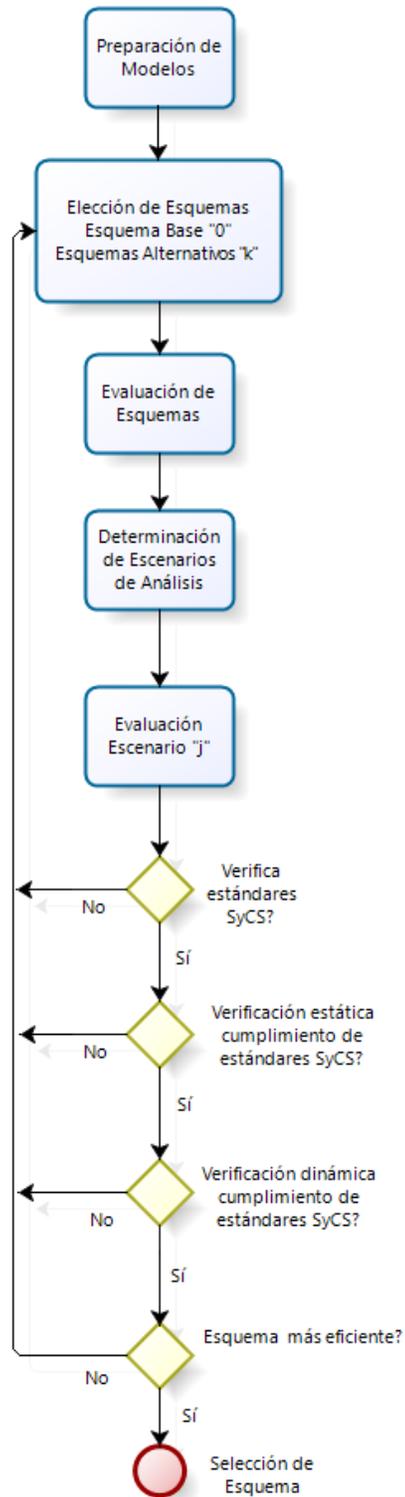


Figura 1: Diagrama de flujo de la metodología para la determinación del requerimiento de SSCC de EDAC/EDAG/ERAG

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 Sistema Eléctrico 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 debió haber operado, de acuerdo a los siguientes criterios:

1) Monto de desconexión:

- Sobreactuación: Si el porcentaje de carga realmente desconectada respecto de la operación esperada es superior al 120%.
- Correcta: Si el porcentaje de carga realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra entre el 80% y 120%.
- Deficiente: Si el porcentaje de carga realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra en 20% y 80%.

- Incorrecta: Si el porcentaje de carga realmente desconectada respecto de la operación esperada se encuentra en 0% y 20%.

La evaluación sobre operación esperada deberá considerar, entre otros aspectos, los montos de consumo observados previo a la activación del servicio. No obstante lo anterior, en la evaluación de operación esperada se deberán considerar las condiciones que establezca el Coordinador para la prestación, entre las cuales se podrá considerar que los montos de desconexión correspondan a consumos cuyos patrones sean poco variables o que los Coordinados, o terceros que realicen agrupaciones de consumidores finales, se comprometan a la entrega de los montos con cierto nivel de confianza, entre otros.

2) Calificación de la Activación del esquema para cada Coordinado cuyo esquema EDAG/ERAG debió haber operado, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Correcta: Si desconectada generación respecto de la operación esperada.
- Incorrecta: Si no desconectada generación respecto de la operación esperada.

3) Operación del Sistema de Protección de esquema EDAC/EDAG/ERAG:

- 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.

4) Operación del Interruptor de esquema EDAC/EDAG/ERAG:

- 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 éste no opera.

5) Tiempo de Actuación de esquema EDAC/EDAG/ERAG:

- 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.