

ANEXO 1:
CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE HONDURAS

Borrador versión 4-2. marzo 2019

Borrador basado en el documento preparado por el Centro Nacional de Despacho de ENEE, 22 DE JUNIO DE 2018 y comentarios y clarificaciones del CND, reflejando criterios vigentes, incluyendo los del MER, y agregados reflejando prácticas regionales e internacionales). Y teniendo en cuenta comentarios recibidos del ODS.

Como es practica internacional, estos criterios definen los requerimientos mínimos que debe cumplir el Operador del Sistema en la programación de la operación y la operación en tiempo real del SIN de Honduras. En consecuencia, los mismos criterios deben ser tenidos en cuenta y verificados en la planificación de la transmisión, para asegurar que el ODS cuente con la infraestructura y sistemas necesarios para poder cumplir con sus obligaciones y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del SIN.

El nombre incluye la expresión “mínimo” ya que corresponde a lo que como mínimo debe cumplir el ODS, pudiendo el ODS utilizar criterios más exigentes, en particular si en la realidad de la operación o programación identifica situaciones que pueden poner en peligro la estabilidad o seguridad del SIN. Esto se desarrolla en mas detalle en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

1 INTRODUCCIÓN

Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) son el conjunto de requerimientos técnicos mínimos que se deben mantener en la planificación de la expansión, la programación y planificación operativa, y la coordinación, despacho y operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras.

Los CCSDM se establecen con el objetivo de (i) mantener un nivel de continuidad y confiabilidad adecuado en el sistema de transmisión; (ii) proteger redes y equipos y mantener un nivel de calidad adecuado para el uso de los equipos eléctricos de los consumidores finales; y (iii) mantener armonía con los criterios regionales de calidad y seguridad entre los sistemas eléctricos nacionales del Mercado Eléctrico Regional (MER). Este documento establece los CCSDM del SIN de Honduras ante condiciones normales de operación, y ante Perturbaciones debido a contingencias y variabilidad de la demanda (consumo de energía tomada de la red) o de la generación, incorporando también los requerimientos y criterios establecidos en Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Los CCSDM se definen para condición de Operación Normal (CCSDM normal), para Estado de Alerta, y para condición de Operación de Emergencia (CCSDM emergencia).

Es responsabilidad del Operador del Sistema (ODS) realizar los estudios eléctricos y económicos, programaciones, y asignaciones para cumplir con los CCSDM, y coordinar con el Ente Operador Regional (EOR) para que los intercambios regionales programados no vulneren los CCSDM del SIN.

Para cumplir con esta obligación, el ODS tiene la autoridad de supervisar, establecer mecanismos y servicios, e instruir las medidas y acciones necesarias, de acuerdo a lo que se establece en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y sus normas técnicas. Es obligación de toda empresa, equipamiento o instalación coordinada por el ODS suministrar la información requerida y cumplir en tiempo y forma con las asignaciones, acciones y medidas que instruya, en forma manual o automática, el ODS para el cumplimiento de los CCSDM.

2 DEFINICIONES

Criterio N-1 y contingencias:

- **Perturbación:** es un suceso no planificado que puede llevar a que la red de transmisión del SIN no cumpla con los CCSDM en la condición de Operación Normal.
- **Criterio N-1:** es el requerimiento que el SIN debe continuar con sus equipamientos e instalaciones conectados a la red de transmisión en operación después de una contingencia simple sin vulnerar ninguno de los CCSDM.
- **Condición N-1:** es la condición en el SIN luego de una contingencia simple incluida en la lista de contingencias de referencia para verificar el cumplimiento del criterio N-1.
- **Contingencia Interna:** es una contingencia producida dentro del SIN, es decir dentro del área de control del ODS, incluidas las interconexiones regionales.
- **Contingencia Externa** es una contingencia producida fuera del área control del ODS, excluyendo las interconexiones regionales/internacionales en Honduras,
- **Análisis de Contingencias:** es el proceso mediante el cual se identifican los efectos de contingencias simples, utilizando modelos de computación para simular contingencias probables o de referencia.

Condiciones de operación:

- **Operación Normal:** es la condición del SIN cuando se cumplen todos los parámetros correspondientes a los CCSDM normal.
- **Operación de Emergencia:** es la condición cuando el SIN se encuentra y opera vulnerando uno o más de los CCSDM para Operación Normal, y en que el ODS está autorizado a operar con los CCSDM para emergencias.
- **Estado de Alerta:** es el estado en el que la red de transmisión del SIN se encuentra dentro de los límites de Seguridad Operativa, pero se ha detectado que para una contingencia incluida en la lista de contingencias de referencia para el Criterio (N-

- 1) las medidas correctoras disponibles no serían suficientes para mantener la condición de Operación Normal si se produjera dicha contingencia.
- Estado de Emergencia: es el estado de la red de transmisión del SIN en que se vulnera uno o más de los requerimientos de CCSDM normal.
 - Estado de Apagón: es el estado en que se interrumpe el servicio de transmisión en la totalidad (apagón total) o una parte (apagón parcial) de la red de transmisión del SIN.
 - Estado de Restablecimiento: es el estado de la red de transmisión del SIN en que el objetivo de todas las actividades del ODS es restablecer el funcionamiento de la red de transmisión y recuperar los CCSDM normal después del estado de apagón o del estado de emergencia.

Seguridad y estabilidad:

- Error de Control de Área (siglas en inglés *Area Control Error*, ACE): es la medida en MW que cuantifica el desbalance en el SIN entre la generación, demanda e intercambios netos con el MER, y que se calcula como la diferencia instantánea, no intencional, entre el valor real y el programado de intercambio de potencia el área de control del ODS y otros sistemas eléctricos nacionales del MER, teniendo en cuenta el efecto de la desviación de la frecuencia.
- Seguridad Operativa: es la capacidad de la red de transmisión de contar con los servicios, equipamientos y sistemas, y mecanismos para mantener o recuperar lo antes posible una condición de Operación Normal. Se caracteriza por límites de seguridad y restricciones a los elementos de transmisión e intercambios regionales, así como el dimensionamiento, asignación y suministro de Servicios Complementarios.
- Estabilidad Dinámica: corresponde a la Estabilidad de Angulo del Rotor, la Estabilidad de la Frecuencia y la Estabilidad del Voltaje.
- Estabilidad de Angulo del Rotor: es la capacidad de las máquinas síncronas de mantenerse en sincronía en una situación normal y después de haber sufrido una Perturbación o contingencia.
- Estabilidad de la Frecuencia: es la capacidad del SIN de mantener la frecuencia estable en la condición de Operación Normal y después de una Perturbación o contingencia.
- Estabilidad de Voltaje: es la capacidad del SIN de mantener voltajes admisibles en todos los nodos de la red de transmisión del SIN en la condición de Operación Normal y después de una Perturbación o contingencia.
- Estabilidad en Estado Estacionario: es el máximo flujo de energía activa que se puede transmitir a través del sistema de transmisión sin que el SIN pierda su estabilidad.

3 ESTADOS DE OPERACIÓN

El ODS deberá programar y mantener los CCSDM que correspondan de acuerdo con la condición de operación del sistema de transmisión del SIN:

- a) Condición de Operación Normal;
- b) Estado de Alerta;

c) Condición de Operación de Emergencia.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en **condición de Operación Normal** cuando se cumplen todas las siguientes condiciones:

- Están disponibles todos los equipamientos previstos, y el predespacho o último redespacho vigente cumple los CCSDM normal;
- Los flujos en cada línea de transmisión no superan la potencia máxima transmisible teniendo en cuenta: (i) la capacidad térmica; (ii) las restricciones de transmisión determinadas por el ODS en los estudios para Seguridad Operativa incluyendo estudios de sistemas de potencia y Análisis de Contingencias, análisis de estabilidad en estado estacionario (Estabilidad en Estado Estacionario) y Estabilidad Dinámica, Estabilidad de Voltaje y Estabilidad de Frecuencia (reservas), para cumplir con los CCSDM normal, y (iii) las sobrecargas transitorias admisibles.
- Los niveles de voltaje en cada barra del sistema de transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en los CCSDM normal, y las reservas de potencia reactiva son suficientes para soportar una contingencia simple, considerando las contingencias de referencia definidas en el Criterio (N-1), sin vulnerar los rangos de CCSDM normal, luego que el ODS tome e instruya medidas correctoras adecuadas para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites establecidos en el criterio de calidad de voltaje
- Las reservas de potencia activa para regulación de frecuencia cumplen con los márgenes requeridos y son suficientes para compensar una contingencia simple, considerando las contingencias de referencia definidas en el Criterio (N-1), sin vulnerar los CCSDM normal, luego que el ODS tome e instruya medidas correctoras y adecuadas para mantener los niveles de frecuencia dentro de los límites establecidos en el criterio de calidad de frecuencia
- Los límites de corriente de cortocircuito cumplen con los CCSDM.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en **Estado de Alerta** cuando existan las siguientes condiciones:

- Los flujos en cada línea de transmisión no superan la potencia máxima transmisible teniendo en cuenta (i) la capacidad térmica; (ii) las restricciones de transmisión determinadas por el ODS en los estudios para Seguridad Operativa incluyendo estudios de sistemas de potencia y de confiabilidad, análisis de Estabilidad Estado Estacionario y Dinámica, Estabilidad de Voltaje y Estabilidad de Frecuencia (reservas), para cumplir con los CCSDM normal, y (iii) las sobrecargas transitorias admisibles; y
- Los niveles de voltaje en cada barra del sistema de transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en los CCSDM normal; y
- Las reservas para regulación de frecuencia se han reducido respecto al margen requerido en más del [20%] durante un periodo mayor que [30 minutos] y el ODS no puede compensar el faltante mediante reasignación de reservas para regulación o generación forzada [o redespacho]; o

- De producirse al menos uno de los tipos de contingencia incluidas como referencia para verificar cumplimiento del criterio N-1) se vulneraría uno o más de los CCSDM normal, incluso después que el ODS tomara medidas correctoras.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en **condición de Operación de Emergencia** cuando exista una o más de las siguientes condiciones:

- Se vulnera por lo menos uno de los CCSDM normal; o
- La frecuencia no cumple con los requerimientos para la condición de Operación Normal ni el Estado de Alerta; o
- Se produce una falla en un equipamiento previsto disponible (contingencia) y la falla o indisponibilidad se mantiene más de 30 minutos, salvo que el ODS realice estudios de contingencia y determina que, pese a esta indisponibilidad, el SIN no viola los CCSDM para la condición de Operación Normal.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en **Estado de Restablecimiento** cuando, luego de una condición de Operación de Emergencia o apagón del SIN, el ODS comienza a tomar y/o activar las medidas para reponer el servicio y volver a la condición de Operación Normal.

4 CONTINGENCIAS Y CRITERIO N-1

El ODS aplicará el Criterio N-1 en el proceso y estudios para la Seguridad Operativa (la planificación operativa) para establecer las restricciones de calidad y seguridad del sistema tal que una contingencia simple en el SIN: (i) pueda ser controlada, mediante el uso de los recursos disponibles de Servicios Complementarios, protecciones y control de demanda, y (ii) los efectos de la contingencia simple no se propaguen a las otras instalaciones del SIN. Como resultado de los estudios y planificación operativa, el ODS determinará: (i) las restricciones de seguridad y calidad de transmisión en las líneas del SIN o vínculos entre zonas, incluyendo importación o exportación máxima admisible en cada interconexión regional; (ii) consignas o requerimientos de control de voltaje para el periodo de análisis; y (iii) margen de reservas para regulación de frecuencia para el periodo de análisis y requerimientos especiales para zonas con posible congestión de transmisión.

A los efectos de definir y verificar el cumplimiento del Criterio N-1, el ODS establecerá las contingencias simples de referencia que se considerarán, incluyendo por lo menos las siguientes:

- Desconexión o falla de la unidad de generación de mayor capacidad conectada y despachada en el SIN o coordinada por el ODS;
- Desconexión de un vínculo o equipamiento de transmisión del SIN, que afecte el balance de energía en una zona del SIN [, salvo de tratarse vínculos o equipamientos simples, es decir sin redundancia]; y
- Apertura de una interconexión con el MER, para establecer límites a la máxima capacidad de importación y exportación.

5 LÍMITES DE OPERACIÓN PARA TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

En Condición de Operación Normal, el límite de operación (o capacidad operativa) para la programación de la operación y análisis de contingencias es (i) para líneas de transmisión, el límite térmico del conductor, corregido a una temperatura ambiente de 40 grados centígrados; y (ii) para los transformadores, la capacidad nominal del transformador. Ambos límites se presentan en amperios, pero se pueden indicar en un equivalente en MW previendo las condiciones especiales de operación de bajo voltaje.

En condición de Operación de Emergencia, el límite de **operación de emergencia de largo plazo** se establece para un periodo no mayor a 5 horas consecutivas es: (i) para líneas de transmisión, el 105% de la capacidad térmica del conductor, corregido a temperatura ambiente de 40 grados centígrados; y (ii) para los transformadores, el 105% de la capacidad nominal del transformador. En esta condición, el ODS deberá tomar e instruir las medidas necesarias para recuperar el límite de Operación Normal. Transcurrido el plazo máximo de 5 horas, el ODS deberá tomar medidas más drásticas para aliviar la sobrecarga.

En condición de Operación de Emergencia, el límite de **operación de emergencia de corto plazo** para líneas de transmisión o transformadores se establece para un periodo no mayor que 30 minutos (i) para líneas de transmisión, el 110% de la capacidad térmica del conductor, corregido a temperatura ambiente de 40 grados centígrados; (ii) para los transformadores, el 110% de la capacidad nominal del transformador. El ODS deberá tomar e instruir medidas inmediatas para reducir la sobrecarga y recuperar el límite de Operación Normal.

6 CRITERIOS DE CALIDAD

La calidad corresponde al control del voltaje dentro de rangos adecuados, el control de la frecuencia, y el control de armónicos y la presencia de fenómenos de distorsión de onda.

6.1 Voltaje

En Condición de Operación Normal el SIN debe contar con los equipos e instalaciones del sistema de transmisión disponibles que puedan proveer potencia reactiva para contar con suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos para cumplir en las barras del sistema de transmisión con los rangos de control de voltaje admisibles como CCSDM normal.

Rango de voltaje admisible: Se deberá mantener el voltaje en barras de transmisión, incluyendo subestaciones con voltajes mayores o iguales a 69 KV y subestaciones para conexión de sistemas de distribución, dentro de un rango que depende de la condición de operación en el SIN:

- En condición de Operación Normal, el voltaje debe mantenerse dentro del rango 0.95-1.05 por unidad (+/-5% del valor nominal), y manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros.

- En condición de Operación de Emergencia con duración no mayor que 5 horas continuas (condición de Operación de Emergencia de largo plazo), el voltaje debe mantenerse dentro de un rango no mayor a 0.93-1.07 por unidad (+/-7% del valor nominal). El ODS deberá tomar e instruir las medidas correctoras necesarias en el área de influencia de la o las barras fuera del rango de voltaje, para recuperar el voltaje al rango de la condición de Operación Normal en todas las barras de transmisión dentro de un periodo no mayor que 5 horas.
- En condición de operación de emergencia con duración no mayor que 15 minutos (condición de operación de emergencia de corto plazo para el voltaje), el voltaje debe mantenerse dentro del un rango de 0.9-1.1 por unidad (+/-10% del valor nominal) durante un periodo no mayor que 15 minutos, debiendo el ODS tomar e instruir todas las medidas correctoras necesarias en el área de influencia de la o las barras fuera del rango de voltaje para recuperar el voltaje al rango de la condición de Operación Normal. El ODS deberá toma acciones inmediatas para evitar esta condición y recuperar la condición normal, incluyendo medidas bajo el Servicio Complementario de Control de Voltaje y requerir generación forzada fuera de despacho económico. Si estas medidas fueran insuficientes, el ODS podrá requerir desconexión de cargas para aliviar la condición y llevar nuevamente el voltaje a condición de Operación Normal. Se considera que las protecciones por alto y bajo voltaje estarán ajustadas a valores superiores a este rango (0.9-1.1). Sin embargo, si los voltajes están fuera de este rango la condición de Operación de Emergencia permanece, y se habilita al ODS ejecutar acciones inmediatas para salvaguardar los equipos conectados a la zona afectada.

En todas estas condiciones, la demanda (la Empresa Distribuidora y los Consumidores Calificados) deberá mantener el factor de potencia requerido en la Norma Técnica de Calidad correspondiente, usando los recursos programados y disponibles de reactivo, salvo condición de operación de emergencia de largo plazo si los voltajes de distribución se encuentran por encima del +5% del voltaje nominal para compensación capacitiva y por debajo del -5% del voltaje nominal para compensación inductiva en la zona de influencia de el o los puntos de conexión de transmisión. Si el usuario conectado a distribución está siendo afectado por voltaje durante una condición de Operación Normal en el SIN, el ODS está autorizado, coordinando con el operador de la empresa distribuidora, a tomar acciones más rápidas tales como convocar generación forzadas, cierre de compensación reactiva en distribución, y en condición de Operación de Emergencia desconexión de carga.

El nivel máximo de distorsión por armónicos y variaciones de la magnitud del voltaje en barras del sistema eléctrico regional (SER) y en el SIN deben cumplir con las normas IEC-61000-4-7, IEC-61000-4-15 e IEEE-519. En caso de modificarse las normas estándar que establece el RMER, el ODS deberá aplicar las normas en la actualización del RMER en tanto se corrijan y armonicen con el MER estos CCSDM.

El ODS supervisará el cumplimiento de este requerimiento conforme a la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión y la Norma Técnica de Calidad de la Distribución. El ODS dentro de un plazo no mayor que [30 días) de la aprobación de este documento deberá

informar a la CREE la descripción e implementación de los mecanismos para supervisar el cumplimiento de este requerimiento.

Las empresas transmisoras deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de voltaje, incluyendo capacitores y banco de reactores. En la planificación de la expansión de la transmisión, el ODS deberá analizar los CCSDM y requerimientos de reactivo en el SIN, e identificar en el plan de expansión las inversiones de transmisión requeridas para aportar al control de voltaje.

6.2 Frecuencia

La frecuencia nominal del SIN es de 60 Hertz (Hz).

En condición de Operación Normal, las variaciones de frecuencia promedio en periodos de 10 minutos deberán estar comprendidas dentro del rango (60 +/- 1.65 (desviación estándar de frecuencia) Hz por lo menos 5 periodos de 10 minutos, para cada intervalo de una hora. El Error de Control de Área (ACE) debe llegar a cero en menos de 15 Minutos.

Los requerimientos de control de la frecuencia en la condición de Operación de Emergencia y ante una contingencia simple son los siguientes:

- El disparo (desconexión imprevista) de la unidad de generación de mayor capacidad conectada al SIN no debe llevar a una caída de frecuencia que active la primera etapa del esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia.
- En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a [57,5] Hz.
- El ODS debe minimizar el tiempo en que la frecuencia permanezca por debajo de [58,5] Hz.
- Después de 50 segundos de ocurrir una Perturbación o contingencia, la frecuencia debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga.

7 CRITERIOS DE SEGURIDAD

7.1 Seguridad Operativa

La Seguridad Operativa corresponde a la capacidad del sistema de transmisión del SIN de responder adecuadamente ante Perturbaciones y contingencias. Para garantizar la Seguridad Operativa requerida, el ODS utilizará sistemas de protecciones y sistemas o servicios de control, incluyendo Servicios Complementarios.

En condición de Operación Normal, el SIN debe ser estable, la carga en los equipamientos e instalaciones no superar su capacidad operativa o restricciones de seguridad, y no debe haber desconexión de carga.

En condición de Operación de Emergencia, ante una contingencia simple causada por una falla liberada por la protección primaria o pérdida/desconexión de un equipamiento o instalación sin que exista falla, se deben cumplir las siguientes condiciones en el SIN:

- El SIN debe permanecer estable, incluyendo estabilidad del voltaje;
- No deben producirse disparos en cascada (o sea no debe propagarse la falla a otros elementos);
- La carga en cada equipamiento o instalación no debe superar su límite térmico;
- No debe actuar el primer escalón del esquema de desconexión automática de cargas (de subfrecuencia o de caída de voltaje);
- El ODS debe tomar medidas correctoras en el SIN para recuperar la condición de operación previa a la contingencia sin modificar o reducir de manera significativa las transferencias con el MER, salvo que el ODS acuerde un redespacho con el EOR.

Reserva de capacidad en transmisión - Estudios de máxima transferencia interna:

Como parte de la programación semanal y solamente a los efectos de estudios de Seguridad Operativa, el ODS deberá realizar estudios de despacho económico semanal sin restricciones de transmisión para analizar e identificar si existen elementos de transmisión que llegarían o superarían el 90% de la capacidad nominal. Con dicho objetivo, se identificarán los posibles enlaces entre zonas que tendrían congestión, haciendo para ellos los respectivos análisis de corriente alterna (AC) para establecer las restricciones de transferencias a incluir en el modelo de despacho económico diario con el objeto de asegurar que dichos enlaces no lleguen a superar sus límites nominales y se mantenga una reserva de capacidad de transmisión que resista una pérdida de generación razonable en la zona importadora. De estos resultados obtenidos en la planificación operativa, el ODS determinará la restricción para mantener reserva en capacidad de transmisión en enlaces entre zonas tal que (a) se cumplan los CCSDM establecidos como criterios de calidad para el voltaje en este documento; los voltajes en las subestaciones para conexión de sistemas de distribución deben mantenerse dentro del criterio para la condición de Operación Normal, contemplando los siguientes dos criterios adicionales:

1. La pérdida o contingencia del generador de mayor capacidad ubicado en la zona importadora y disponible que no produzca el disparo del elemento de transmisión que se identificó congestionado; y
2. Mantener el voltaje de transmisión por encima del límite inferior del rango para Operación de Emergencia con duración no mayor que 5 horas mayor (o sea, mayor o igual 93% del voltaje nominal) en la zona importadora aun efectuando la prueba del criterio anterior.

El ODS utilizará los resultados del análisis y estudios para determinar la restricción en el despacho a los elementos de transmisión que correspondan. Para la planificación operativa semanal y diaria y la operación en tiempo real, el ODS podrá utilizar la reserva en transmisión determinada en la programación semanal. Se exceptúa el criterio 1 anteriormente mencionado de tratarse de zonas de seguridad y zonas radiales (conectadas con un único vínculo), y se excluye del Criterio N-1 transformadores confiables (con muy bajo índice de falla) si no existe vínculo de transmisión redundante que permita mantener la continuidad de servicio y no existe en la zona importadora suficiente capacidad de generación disponible para mantener en operación una isla de forma independiente. El

objetivo es excluir de este criterio las zonas dónde es imposible formar una isla capaz de garantizar el control de voltajes y frecuencia. En los estudios del plan de expansión de la transmisión, el ODS deberá tener en cuenta estas situaciones de congestión de transmisión y problemas en el control de voltaje que fueron identificadas por el ODS en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del SIN, para evaluar técnica y económicamente inversiones que justifiquen resolver la restricción.

7.2 Contingencia Múltiple:

Ante la pérdida de dos o más elementos por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más equipamientos o instalaciones sin que ocurra falla (por ejemplo, pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple:

- El SIN debe permanecer estable incluyendo estabilidad del voltaje.
- No deben producirse disparos en cascada.
- La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico.

Como parte de los estudios para la Seguridad Operativa, el ODS debe realizar análisis de contingencias y estudios para prever en el despacho y asignar e instruir las medidas necesarias para cumplir con estos requerimientos, incluyendo desconectar carga y/o generación.

7.3 Contingencia Extrema:

Se considera contingencia extrema a la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas, pérdida de todas las líneas de transmisión en un mismo vínculo / derecho de paso y/o todas las secciones de barra de una subestación. Ante esta condición:

- Todo o porciones del SIN podrían no alcanzar una condición de operación estable (apagón total o parcial del SIN).
- El ODS puede desconectar (manual o automáticamente) demanda y/o generación
- El ODS debe contar con los planes y esquemas necesarios para la formación de islas, e instruir y administrar la condición de islas coordinando con empresas distribuidoras, el Servicio Complementario de arranque en negro, y eventualmente con el EOR para recomponer la interconexión del sistema y restablecer la Operación Normal en el SIN.

7.4 Corriente de Cortocircuito y Protecciones

Mediante estudios eléctricos del SIN, el ODS determinará la corriente de cortocircuito máxima a la que se supera la capacidad nominal de los interruptores y otros equipos, y la corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los equipos de protección.

El ODS deberá tomar las medidas necesarias y establecer en los requerimientos en sistemas de protección y de conexión a la red para evitar que existan desvíos a la corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los esquemas de protecciones del sistema de transmisión.

El ODS debe establecer los tiempos máximos de actuación de protecciones para el despeje ante una falla.

Los esquemas de protección deberán de ser diseñados bajo el criterio de dos contingencias (es decir, N-2), lo cual implica que además de proteger por medio de los relevadores el elemento con falla o condición anormal de operación, estos esquemas deberá de considerar la posibilidad que los esquemas de protección pueden fallar – incluyendo transformador de corriente (TC), transformador de potencia (TP), relevador, interruptor y cable de comunicación) – asegurando que los tiempos de operación de las protecciones de respaldo sean los adecuados.

8 CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Los criterios de desempeño están relacionados con la confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión. El ODS evaluará los requerimientos e impactos mediante estudios eléctricos (estudios de sistemas de potencia) y económicos, incluyendo estudios de Estabilidad en Estado Estacionario y Estabilidad Dinámica, y Análisis de Contingencias. Asimismo, el SIN es un área de control del MER administrada por el ODS, y debe cumplir con los requerimientos de control de frecuencia y voltaje en el RMER para áreas de control.

8.1 Regulación de Frecuencia

El ODS tiene la responsabilidad de administrar recursos de Servicios Complementarios para controlar la frecuencia SIN y los intercambios regionales con el MER.

El ODS debe administrar los Servicios Complementarios a fin de mantener suficiente reserva para regulación de frecuencia en el SIN con el objetivo de controlar las desviaciones de frecuencia tanto durante la Operación Normal como ante la ocurrencia de contingencias, cumpliendo con los CCSDM en la condición de operación que corresponda. Es obligación de las unidades o centrales generadoras, incluyendo parques eólicos y fotovoltaicos, contribuir al control de la frecuencia en el SIN y el cumplimiento de los requerimientos en el RMER para los agentes del MER. Para ello, los reguladores de velocidad de la generación sincrónica deben cumplir con los siguientes criterios:

- La banda muerta de intencional del regulador de velocidad debe ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.
- El regulador de velocidad debe operar con un estatismo (“Speed Droop” por su nombre en inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

Regulación Primaria: La reserva total asignada por el ODS para regulación primaria en el SIN debe ser como mínimo la requerida en el RMER: el 5% de la demanda durante periodos de demanda máxima, media y mínima. Mediante estudios eléctricos/técnicos y económicos, el ODS deberá evaluar los márgenes de reserva requeridos en el SIN para el

cumplimiento de los CCSDM, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Control de Frecuencia de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Regulación secundaria: El ODS tendrá disponible en servicio y utilizará un sistema de Control Automático de Generación (AGC, siglas en inglés para Automatic Generation Control) para administrar la regulación secundaria de frecuencia en el SIN. El AGC debe operar en el modo que se acuerde con el EOR y/o requiera el RMER.

Actualmente, el AGC debe operar en el modo de frecuencia y control de intercambios (conocido por su nombre en inglés “Tie-Line Frequency Bias”). Esta modalidad de operación podría modificarse si el ODS acuerda compartir reservas para regulación con el operador del sistema (OS/OM) de otra área de control del MER.

Todas las centrales generadoras mayores a 8MW conectadas al sistema de transmisión del SIN y/o coordinadas por el ODS deben contar con los sistemas y capacidad para participar en la regulación secundaria de frecuencia, con al menos el 5 % de su capacidad nominal. De no poder cumplir este requisito, el Generador y el ODS administrarán los mecanismos de reemplazo y compensación establecidos en el Anexo Control de Frecuencia de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

La reserva total asignada por el ODS para regulación secundaria y para emergencias o Perturbaciones (regulación terciaria) debe ser suficiente para cumplir con los criterios establecido en el MER para el AGC.

8.2 Desempeño ante una Contingencia de Referencia

En la programación y despacho y ante una contingencia simple de pérdida de generación en el SIN, el ODS deberá programar e instruir las consignas y medidas necesarias para cumplir con los siguientes requerimientos del RMER:

- Reducir a cero el Error de Control de Área en un tiempo máximo de 15 minutos después de ocurrida la pérdida de generación.
- Realizar asignación de reservas, despacho y redespacho para contar con suficiente reserva para contingencias simples, incluyendo las reservas para regulación y esquemas de desconexión de cargas establecidos la Norma Técnica de Servicios Complementarios, incluyendo sus Anexos.

En la programación y despacho y ante una desconexión intempestiva en el SIN de un circuito de línea o transformador de transmisión (contingencia simple de transmisión) de corta duración (no mayor a 15 minutos), el ODS deberá programar e instruir las consignas y medidas necesaria para que la sobrecarga resultante en los vínculos y transformadores en servicio, una vez finalizado el transitorio después de la contingencia, no supere las restricciones a la máxima carga transmisible para cumplir con los CCSDM normal.

El ODS debe programar y coordinar la operación en condición normal para cumplir con los siguientes requerimientos ante una Contingencia Simple de referencia:

- El SIN se mantenga transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección disponibles, y evitando el apagón total o parcial (formación de islas eléctricas).
- Dentro de los [20 segundos] de ocurrida la contingencia, los voltajes en las barras de transmisión se encuentran dentro del rango +/- 10% del valor nominal;

En la programación y planificación operativa, el ODS debe realizar el Análisis de Contingencias y estudios eléctricos necesarios para verificar el cumplimiento de estos criterios, utilizando la configuración de demanda y generación esperada o pronosticada en despacho en condición de Operación Normal, incluyendo la variabilidad de la generación.

8.3 Regulación de Voltaje

Todas las centrales (o parques) de generación con capacidad igual o mayor a [10] MW deben contar con equipos de regulación de voltaje para operar de manera paralela con otras centrales de generación del SIN en el modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).

El ODS debe realizar los estudios de Seguridad Operativa para determinar y asignar los requerimientos de potencia reactiva y control de voltaje de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Servicios Complementarios, para cumplir con los criterios de calidad para el voltaje establecidos en este Anexo como CCSDM normal, para mantener los perfiles de voltaje en las conexiones de transmisión dentro del rango de Operación Normal ante variaciones de potencia esperados (variabilidad de demanda y generación), Perturbaciones y ante contingencia (N-1) del sistema principal de transmisión. La administración y requerimientos de detalle se establecen en el Anexo Control de Voltaje de la Norma Técnica Servicios Complementarios. Todas las centrales generadoras o parques de generación conectados al sistema de transmisión del SIN y/o coordinadas por el ODS deben contar con la capacidad de recibir del ODS y cumplir consigna de voltaje, en su punto de entrega/conexión y dentro de los límites de Operación Normal. Cada central o parque generador debe poder proveer una capacidad reactiva equivalente al +/- 33% de su potencia nominal, para generadores no convencionales y para generadores convencionales +/- 50% de su potencia nominal.

9 TRANSITORIOS

Toda referencia a la programación de la operación y operación en tiempo real del SIN por el ODS se entenderá corresponde al Centro Nacional de Despacho de la ENEE (CND) en tanto el ODS no entre en operación comercial. En tanto no se implemente el plan de expansión de transmisión posterior a la aprobación de este Anexo, el ODS podrá administrar el control de voltaje manteniendo rangos fuera de los CCSDM de voltaje en la medida que: (i) no es factible cumplir con los CCSDM para voltaje con el equipamiento existente de transmisión; (ii) informe junto con el predespacho la condición voltaje existente y los nodos en que se presentan problemas junto con el motivo; y (iii) en el plan de expansión de la transmisión preparado por el ODS se incluyen las inversiones requeridas para mantener los CCSDM para voltaje.