

RESOLUCIÓN 157-15

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista, señalando su conformación, funcionamiento y mecanismos de financiamiento.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j), 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

EMITE:

La siguiente;

Norma de Coordinación Operativa No. 4

Artículo 1. Contenido de la Norma.

DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO

4.1 FUNDAMENTOS

El AMM controlará permanentemente que la operación del SNI se efectúe dentro de los niveles de calidad especificados en las Normas Técnicas y en el presente capítulo de las NCO. En tal sentido ejecutará y hará ejecutar las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normales como de emergencia.

4.2 Criterios de calidad y confiabilidad

4.2.1 La CNEE definirá en las Normas Técnicas los criterios de calidad y confiabilidad para condiciones normales, de emergencia y excepcionales.

- 4.2.2 Todos los Participantes deberán instalar de acuerdo a lo que defina la CNEE en las Normas Técnicas, los sistemas de protección necesarios para evitar daños a sus equipos por fallas originadas dentro de sus instalaciones o en el SNI y la propagación de aquéllas a equipos de otros Participantes.
- 4.2.3 Los criterios indicados en el presente capítulo de las NCO podrán ser convalidados o modificados posteriormente por el AMM sobre la base de estudios técnico-económicos de la operación del SNI, tomando en cuenta los sistemas interconectados.
- 4.2.4 Cualquier Participante podrá requerir a su costo servicios complementarios que mejoren la calidad de desempeño del SNI o de una parte de éste respecto de los niveles programados por el AMM.
- 4.2.5 Todos los agentes y participantes del MM deberán integrarse a los esquemas de control suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el AMM juzgue necesario implementar para preservar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado o de la mayor parte del mismo que sea posible. Estos esquemas podrían ser, entre otros: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje (EDACBV), Esquema de Desconexión Automática de Transmisión por Alto Voltaje (EDATAV), Esquema de Disparo Automático de Generación (EDAG), Esquema de Separación Controlada en Islas (ESCI).
- 4.2.6 **(Adicionado por el Artículo 1 de la Resolución 1647-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los estudios para la coordinación de los esquemas de protección de las instalaciones de los participantes, deberán ser efectuados de acuerdo a los criterios generales y directrices establecidos en el Anexo 4.1 de la presente norma. Cuando el estudio de coordinación sea parte de la autorización de conexión al sistema de transporte, deberá efectuarse mediante el procedimiento que se indica a continuación:
- (a) En un plazo no mayor a veinte (20) días contados a partir de la recepción de la notificación de Aprobación de los Diseños y Obras Complementarias por parte de la CNEE conforme la Norma Técnica correspondiente, el AMM procederá a convocar a una reunión de trabajo al Interesado y a los agentes transportistas involucrados en el Proceso de Conexión en la que se tratarán entre otros los siguientes aspectos:
 - Identificación del área de influencia del proyecto.
 - Entrega al Interesado de copia en formato digital de la base de datos oficial del AMM para la ejecución de los estudios.
 - Definición de escenarios a evaluar.
 - Definición de condiciones particulares a considerar en el estudio.
 - Suscripción del documento con las premisas acordadas por los participantes en la reunión.
 - (b) Posterior a la suscripción de las premisas, el Interesado procederá a realizar el estudio correspondiente.
 - (c) Al finalizar el Estudio de Coordinación de Protecciones, el Interesado presentará al Agente o Agentes Transportistas involucrados los resultados del Estudio de Coordinación de Protecciones, quienes remitirán al interesado sus comentarios y recomendaciones.
 - (d) Una vez resueltas todas las observaciones y comentarios realizados por el o los agentes transportistas, el Interesado presentará al AMM el Informe Final

del Estudio de Coordinación de Protecciones, con los anexos indicados en la presente norma.

- (e) El AMM dispondrá de veinte (20) días para efectuar la revisión del mismo y de no existir observaciones o solicitud de aclaraciones, procederá a notificar que se ha cumplido con lo establecido en la presente norma.

4.3 Reservas operativas

4.3.1 Definiciones

Las reservas operativas incluyen:

- (a) Reserva Rodante, definida como la suma de la capacidad de generación sincronizada disponible en el SNI, que sirve para cubrir incrementos imprevistos de demanda y contingencias de generación o de transporte de energía;
- (b) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 2777-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Reserva Rápida, definida como la generación que puede entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no superior a treinta (30) minutos;
- (c) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 3117-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** Reserva Fría, definida como el conjunto de unidades de generación que será utilizada para cubrir fallas de Larga Duración a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, o cuando ocurran condiciones de abastecimiento críticas no esperadas, derivadas del potencial déficit sostenido de energía renovable, fallas mayores de centrales generadoras, fallas de líneas de transmisión que afecten la generación en el S.N.I. o interconexiones internacionales. La unidad de Reserva Fría debe ser arrancada y conectada al SNI según el tiempo de sincronización en condición fría de cada unidad.

4.3.2 Márgenes de reserva

4.3.2.1 (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 1236-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Los márgenes de reserva a mantener en todo momento serán los siguientes:

- (a) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 2658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Reserva Rodante: En todo caso, por requerimientos operativos, la reserva rodante no deberá ser menor que 50 MW para subir y 30 MW para bajar y, se define como la suma de la Reserva Rodante Regulante más la Reserva Rodante Operativa.
- (b) Reserva Rodante Regulante: La magnitud de esta reserva será 3% de la generación en cada hora.
- (c) **(Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 2658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** Reserva Rodante Operativa:

La magnitud horaria de referencia de esta reserva, para subir generación, estará comprendida entre el rango del 2% y el 7.5% de la potencia generada en el S.N.I. Así mismo, la magnitud horaria de referencia de esta reserva,

para bajar generación, estará comprendida entre el rango del 2% y el 7.5% de la potencia generada del S.N.I.

El dimensionamiento de los márgenes de reserva para subir y bajar generación, así como la metodología de su aplicación se llevará a cabo de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo 4.2 de esta norma.

- (d) Reserva Rodante más Reserva Rápida: Todas las unidades comprometidas en el Mercado a Término que tengan tiempos de arranque y conexión no superior a una (1) hora, deberán permanecer en disponibilidad durante las veinticuatro horas del día para ser convocadas por el CDC. La capacidad disponible como reserva rápida deberá ser como mínimo igual a la capacidad que corresponda a la reserva rodante. Cuando la capacidad disponible como reserva rápida en el SNI no iguale al valor mínimo requerido, se remunerarán unidades con tiempos de arranque y conexión no superior a una (1) hora y que no formen parte del Mercado a Término, para que estén disponibles dentro de la reserva rápida, a fin de alcanzar la capacidad en reserva rápida requerida.

4.3.2.2 Las unidades con tiempos de arranque y conexión no superior a una (1) hora que formen parte del Mercado a Término, no serán objeto de remuneración por concepto de Reserva Rápida.

4.3.2.3 **(Eliminado por el Artículo 2 de la Resolución 3117-04 del Administrador del Mercado Mayorista)**

4.3.2.3 **(Renumerado por el Artículo 3 de la resolución 3117-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** El AMM podrá celebrar acuerdos con los países interconectados a fin de compartir los servicios de reservas operativas, estipulando las condiciones técnicas, operativas y económicas, de lo cual informará a los participantes del MM.

4.4 Regulación de frecuencia

4.4.1 Definición

4.4.1.1 La frecuencia nominal del SNI es 60 Hz y permanecerá constante mientras haya un balance exacto entre la generación y la demanda más las pérdidas.

4.4.1.2 La frecuencia del SNI deberá mantenerse dentro de los límites establecidos en las Normas Técnicas para condiciones normales y de emergencia. En tanto la CNEE no defina estos valores los límites serán, en condiciones normales 59.9 Hz y 60.1 Hz, en condiciones de emergencia 59.8 Hz y 60.2 Hz.

4.4.1.3 A fin de suministrar una base de tiempo confiable para equipos que utilizan la frecuencia de línea a tal efecto, el AMM procurará que el error de tiempo tienda a cero. La corrección se iniciará cuando la desviación sea de treinta (30) segundos.

4.4.1.4 El control de frecuencia se obtiene por los siguientes medios:

- (a) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 3139-13 del Administrador del Mercado Mayorista)** Regulación Primaria de frecuencia: mediante el gobernador o sistemas de control de potencia-frecuencia de las unidades generadoras;

- (b) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 3139-13 del Administrador del Mercado Mayorista)** Regulación Secundaria de frecuencia: mediante unidades generadoras con control automático de generación o control local de frecuencia;
- (c) órdenes del AMM para modificar el valor de referencia de los gobernadores anticipándose a cambios en la demanda;
- (d) reducción de tensión (ver punto 4.4.4.1 de estas NCO) para disminuir la carga del SNI;
- (e) reducción manual de carga;
- (f) actuación de los relés de desconexión de cargas por baja frecuencia;
- (g) esquema de desconexión automática de generadores por alta frecuencia.

4.4.1.5 El AMM podrá celebrar acuerdos con los países interconectados a fin de compartir el servicio de regulación de frecuencia, estipulando las condiciones técnicas, operativas y económicas.

4.4.2 (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 3139-13 del Administrador del Mercado Mayorista) Regulación Primaria de Frecuencia

Todas las unidades generadoras deberán operar con sus gobernadores o sistemas de control potencia-frecuencia desbloqueados, salvo autorización previa y en contrario del AMM. Su estatismo o su equivalente en generadores no síncronos deberán ajustarse a niveles establecidos por el AMM, comprendidos entre 2 y 6 %. La banda muerta deberá ser inferior al 0,1 % (0,06 Hz):

4.4.3 (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 1236-08 del Administrador del Mercado Mayorista) Regulación Secundaria de Frecuencia

4.4.3.1 Los Generadores con unidades habilitadas para control automático de generación deberán acatar inmediatamente las instrucciones del AMM para conectarlo o desconectarlo.

4.4.3.2 **(Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 2658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)** La capacidad total bajo control automático de generación deberá mantenerse en principio como mínimo los valores descritos en la sección 4.3.2.1 inciso (c). En condiciones normales de operación el AMM procurará que el control automático de generación no alcance los valores límites.

4.4.4 Reducción de tensión

4.4.4.1 Si el AMM detectara que la frecuencia del SNI hubiera caído o estuviera por caer por debajo de 59,7 Hz y no dispusiera de reservas de generación suficientes para restablecerla a valores normales, declarará una condición de emergencia y ordenará a los agentes tomar acciones específicas a fin de lograr una reducción de los niveles de tensión del SNI. Esta reducción se efectuará hasta valores que no pongan al sistema en riesgo inminente de caer en un colapso de tensión (véase punto 4.6.1.1. inciso c) de estas normas), o bien hasta valores que mediante estudios adecuados se determine que aún son seguros.

- 4.4.4.2 Una vez superada la situación el AMM ordenará el restablecimiento de los valores de tensión normales.

4.4.5 Reducción manual de carga

Si, durante una condición de emergencia, el AMM detectara que la frecuencia del SNI hubiera caído o estuviera por caer por debajo de 59,5 Hz y no dispusiera de reservas de generación suficientes para restablecerla a valores normales, ordenará a los Distribuidores y Grandes Usuarios Participantes del MM la desconexión manual de carga conforme las ofertas de demanda interrumpible. Si esta medida no fuera suficiente para restablecer la frecuencia por lo menos hasta el valor de 59.5 Hz, entonces se administrará el déficit conforme lo expuesto en el Artículo 42 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

4.4.6 Desconexión automática por baja frecuencia

- 4.4.6.1 A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, por lo menos el 45 % de la carga del SNI debe estar controlado por equipos de desconexión automática por baja frecuencia. Sólo las cargas esenciales (hospitales, comisariías, cuarteles de bomberos, estaciones de radio y TV, torres de control de aeropuertos y otras instalaciones de seguridad pública) no formarán parte de este esquema, al que se denominará Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF).

- 4.4.6.2 Para establecer el EDACBF se efectuarán los estudios técnicos correspondientes, los que deberán tomar en consideración a los sistemas interconectados con Sistema Nacional Interconectado. El número y los valores de frecuencia de disparo de las etapas de desconexión de carga por baja frecuencia, se establecerán de acuerdo a los resultados de los estudios correspondientes, asignándose a los agentes consumidores un porcentaje de participación igual al porcentaje que su demanda representa con relación a la demanda total del sistema Nacional Interconectado. Se procurará en la medida que sea posible, que la carga a desconectar se distribuya en todas las etapas del Esquema y que tenga la mayor dispersión geográfica. Los relés de disparo de las unidades generadoras deberán ajustarse conforme los valores que se determinen en los estudios técnicos correspondientes.

4.5 Control de potencia reactiva y tensión

4.5.1 Definición

- 4.5.1.1 El control de las tensiones del SNI es crítico para asegurar que los niveles de tensión de los usuarios permanezcan dentro de valores aceptables como para no producir daños a equipos por alta o baja tensión.

- 4.5.1.2 El mantenimiento de las tensiones cerca de los máximos niveles de seguridad reduce las pérdidas del SNI y la vulnerabilidad a un colapso de tensión y a problemas de estabilidad estática o dinámica.

- 4.5.1.3 La provisión de un servicio satisfactorio incluye también el control de desbalance de tensiones y de armónicas.

- 4.5.1.4 El control de tensión se obtiene por los siguientes medios:

- (a) generadores sincrónicos equipados con reguladores de tensión, los cuales, complementados con lazos estabilizantes (PSS), pueden contribuir a mejorar la estabilidad dinámica del SNI;
- (b) compensadores sincrónicos o compensadores estáticos de VAR's;
- (c) capacitores o reactores;
- (d) conmutadores de tomas en transformadores y/o auto transformadores;
- (e) Unidades Generadoras Forzadas.
- (f) Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje (DACBV).
- (g) Desconexión Automática de Transmisión por Alto Voltaje (DATAV).
- (h) **(Adicionado por el Artículo 3 de la Resolución 3139-13 del Administrador del Mercado Mayorista)** Inversores de corriente directa a corriente alterna que sean utilizados por generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA.

4.5.1.5 En las Normas Técnicas se definen los límites admisibles de tensión en el SNI en condiciones de operación normales y de emergencia.

4.5.2 Responsabilidades

4.5.2.1 El AMM es responsable de determinar los niveles de tensión en cada subestación que forme parte del sistema de transporte para una operación segura del SNI, de comunicarlos a los Participantes responsables y a los conectados directamente a cada una de ellas y de operar el SNI de manera que esos niveles se mantengan. En los casos de subestaciones que formen parte de una red de distribución que esté cumpliendo función de transportista, el Agente Distribuidor definirá y el AMM aprobará, los niveles de tensión de las mismas para una operación segura de dicha red.

4.5.2.2 Si se observaran oscilaciones en el SNI el AMM efectuará estudios y determinará eventualmente la instalación de lazos estabilizantes (PSS) en determinadas unidades generadoras. Dicha instalación será efectuada por los respectivos Generadores, a quienes el AMM otorgará un plazo razonable para ello y será costeadada conforme lo estipula la Ley y sus Reglamentos.

4.5.2.3 Los Participantes del MM a cuyo cargo estén los equipos de control mencionados anteriormente deberán acatar las instrucciones para su operación que reciban del AMM. Cualquier problema que impida cumplir con los requerimientos del AMM deberá ser comunicado de inmediato a éste.

4.5.3 Desbalance de corrientes y tensiones, contenido armónico y fluctuaciones de tensión

Lo referente a estos aspectos se regirá conforme lo contemplado en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE.

4.6 Estabilidad del SNI

4.6.1 Definiciones

El SNI está sujeto a varios tipos de perturbaciones mayores debido a problemas de estabilidad. Ellos son:

- (a) Inestabilidad transitoria: normalmente es resultado de una falla y/o pérdida de generación que origina oscilaciones no amortiguadas entre partes del sistema, las cuales pueden conducir a su separación en pocos segundos.
- (b) Inestabilidad dinámica: cuando el sistema es operado muy cerca de una condición inestable pueden aparecer pequeñas oscilaciones no amortiguadas sin una causa aparente.
- (c) Inestabilidad de tensiones: cuando las tensiones caen a niveles inferiores a los mínimos controlables por los equipos de control de tensión puede llegarse al colapso de tensiones.

4.6.2 Responsabilidades por los estudios de estabilidad

4.6.2.1 Será responsabilidad del AMM el desarrollo o la supervisión del desarrollo de todos los estudios necesarios para establecer zonas de operación segura que permitan superar problemas de estabilidad debidos a desconexiones y condiciones operativas creibles.

4.6.2.2 Todos los Participantes del MM deberán suministrar los datos e información necesarios para los estudios.

4.6.3 Responsabilidades por la operación estable

Las responsabilidades por la operación estable del SNI serán las siguientes:

- (a) el AMM debe operar el SNI dentro de las zonas de operación segura definidas por los estudios periódicos de estabilidad;
- (b) los Generadores deben cumplir con los siguientes requisitos:
 - (1) mantener sus equipos de control de tensión para asegurar que el SNI disponga de un soporte reactivo total;
 - (2) mantener en todo momento la capacidad reactiva de diseño de sus equipos;
 - (3) no desconectar sus equipos durante perturbaciones del SNI, salvo que existan condiciones preestablecidas de alta o baja frecuencia o tensión que pudieran dañarlos;
- (c) los Distribuidores y Grandes Usuarios Participantes del MM deben mantener todos los equipos de control de tensión de sus sistemas de manera que puedan operar según las previsiones y contribuir con la amortiguación de fenómenos transitorios.

4.7 Recuperación del servicio

4.7.1 Responsabilidades

Todos los Participantes del MM deben cumplir las instrucciones del AMM para asegurar la recuperación del SNI en forma rápida, segura y sin inconvenientes.

4.7.2 Recuperación luego de una desconexión parcial del sistema

Cuando se hayan establecido una o más islas de operación estable se procederá como sigue:

- (a) **(Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 1236-08 del Administrador del Mercado Mayorista)** el AMM evaluará rápidamente, con la información que le brinden los Participantes del MM, el estado del SNI y determinará el grado y naturaleza de los daños sufridos por las instalaciones, y de ser necesario requerirá información al Ente Operador Regional (EOR);
- (b) el o los Participantes responsables de las instalaciones dañadas deberán planificar las reparaciones provisorias o definitivas a encarar;
- (c) se estabilizarán las islas separadas a 60 Hz y se las resincronizará en la medida de lo posible;
- (d) se suministrará energía auxiliar a las centrales más importantes para permitir el arranque de sus unidades y su posterior sincronización, cuando el AMM la ordene;
- (e) se arrancarán todas las unidades que, a juicio del AMM, sean necesarias para facilitar el proceso de recuperación y se las sincronizará cuando lo indique el AMM;
- (f) se arrancarán las unidades aptas para arranque en negro en las áreas fuera de servicio y se las sincronizará cuando se restablezca la tensión en el punto de conexión de la central y el AMM lo ordene;
- (g) el AMM ordenará la toma de carga por las unidades generadoras, cuidando de no sobrecargar el sistema de transmisión ni provocar caídas de tensión inadmisibles;
- (h) se restablecerá lo más rápidamente posible alimentación auxiliar a todas las subestaciones fuera de servicio a fin de posibilitar las maniobras de reenergización de líneas, cuidando que éstas no ocasionen sobretensiones;
- (i) el AMM instruirá a los Distribuidores la iniciación del proceso de recierre de alimentadores abiertos, evitando sobrecargas o caídas de tensión excesivas en el sistema de transmisión, sobrecargas en los alimentadores y una disminución de la Reserva Rodante hasta niveles inseguros; en la medida que sea técnicamente posible, se dará prioridad al recierre de cargas esenciales y luego a aquellas cargas que tengan contrato de suministro con los generadores que se vayan reintegrando a la operación;
- (j) se evitará la toma de carga por unidades generadoras aisladas, salvo que resultara imposible su previa sincronización con islas estables y que tales unidades estuvieran habilitadas para aquella operación.

4.7.3 Recuperación luego de una desconexión total del sistema

Luego de una desconexión total del sistema deberán adicionarse los siguientes pasos a los indicados para apagones parciales:

- (a) deberán arrancarse las unidades aptas para arranque en negro y para toma de carga en forma aislada, iniciándose un proceso de energización de líneas y subestaciones y de toma de carga local;
- (b) el proceso anterior deberá extenderse con el agregado de generación local y de otras líneas, subestaciones y cargas;
- (c) una vez establecidas varias islas autosuficientes y estables, deberán extenderse para permitir su sincronización con las islas vecinas;
- (d) dependiendo de la duración y extensión del apagón, deberá recargarse las baterías de centrales y subestaciones antes de reponer en servicio estas instalaciones y escalonar la energización de alimentadores para evitar su sobrecarga y facilitar la estabilización de la carga.

(Adicionado por el Artículo 2 de la resolución 1647-02 del Administrador del Mercado Mayorista) ANEXO 4.1

CRITERIOS GENERALES PARA ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCION EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

A.4.1.1 Objetivos.

Establecer los criterios generales y directrices que se deben tomar en cuenta, para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, de acuerdo a lo establecido en las Normas de Coordinación y en la Norma Técnica de Conexión Resolución CNEE-256-2014 y sus modificaciones.

A.4.1.2 Alcance

- a) Definir los requisitos básicos que debe cumplir el estudio de coordinación de protecciones y su informe final, para conexiones al sistema de transmisión, así como del consultor a cargo de la ejecución de los estudios y del software de modelación.
- b) Definir los criterios generales de coordinación y requisitos mínimos que deben cumplir los esquemas de protección de los diferentes componentes que conforman el SNI.

A.4.1.3 Contenido del Informe.

El Informe de coordinación de protecciones, deberá ser entregado al AMM por el Interesado, en original y copia en papel, y en formato digital, en idioma español y deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Resumen ejecutivo, con el alcance del proyecto, así como las características generales de la modificación a efectuar en el sistema de transporte.
- b) Descripción de la metodología empleada para la verificación de la coordinación de protecciones.
- c) Memoria de cálculo.
- d) Deberá incluir los ajustes a detalle, resultantes del estudio de coordinación, tanto del campo o campos que serán interconectados al sistema de transporte y los ajustes de los esquemas de protección asociados a bahías adyacentes y remotas

que resulten afectadas por la incorporación del proyecto, y requieran realizar modificaciones en sus ajustes, para garantizar una correcta coordinación.

- e) Al informe deberán adjuntarse, en formato digital, las bases de datos empleadas para el desarrollo del estudio, así como los modelos de relevadores incorporados en la misma.

A.4.1.4 Alcance del Estudio de Coordinación

- a) El estudio de Coordinación de Protecciones, deberá permitir al Interesado, establecer y calcular cuáles serán los ajustes de los equipos de protección que serán implementados en las nuevas instalaciones, que se conectarán a la red de transporte.
- b) De la misma manera, deberá verificar la correcta coordinación para la liberación de fallas tanto dentro de su zona de protección, así como en zonas adyacentes al proyecto a conectar.
- c) El estudio deberá representar los tiempos esperados de liberación de falla para las diferentes zonas de protección, de acuerdo al tipo de elemento, equipo o infraestructura que se conectará al SNI.
- d) Como parte de las simulaciones se deberán considerar los siguientes efectos para el libramiento de fallas monofásicas:
 - i. Efecto de acoplamiento mutuo de secuencia cero.
 - ii. Influencia de aporte remoto (Infeed) para fallas a tierra de alta impedancia.
 - iii. Impedancia de arco.
- e) La verificación de la coordinación, deberá realizarse para los escenarios de máximo y mínimo nivel de corto circuito en el área de influencia, para lo cual el AMM proporcionará las bases de datos oficiales para la elaboración de estudios eléctricos NEAST, NTAUCT y de Coordinación de Protecciones.
- f) El alcance del estudio también deberá considerar la evaluación de la modificación de ajustes necesarios en subestaciones remotas, debido a la incorporación del proyecto bajo estudio.
- g) Si la modificación en la topología de la red debido a la incorporación de nuevos proyectos, implica modificaciones en la coordinación de otros esquemas de protección del SNI; el estudio también deberá definir los nuevos ajustes de alcances de zonas y/o tiempos de actuación de las zonas de respaldo, de elementos de protecciones de subestaciones adyacentes y/o remotas, así como ajustes de protecciones de sobrecorriente implementadas como respaldo en dichas bahías.
- h) El correcto funcionamiento del esquema de protecciones, así como la implementación de los ajustes en los relevadores que forman el esquema de protección de la nueva infraestructura que será conectada al SNI, será responsabilidad del Interesado, que realiza la conexión a las instalaciones de transmisión. Asimismo, será responsabilidad del Interesado realizar la modificación de los ajustes de protecciones de bahías remotas, cuando sea necesario según resultados del Estudio de Coordinación de Protecciones; ésta responsabilidad podrá ser delegada al Transportista por acuerdo entre partes.

A.4.1.5 Programa de Simulación

- a) Para la ejecución del estudio de coordinación de protecciones, el consultor deberá usar sistemas informáticos.
- b) Cuando se realicen modificaciones en la topología de la red del Sistema Principal, o en elementos de transmisión que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR), el consultor deberá emplear un software especializado para verificación de la correcta coordinación de protecciones, el cual podrá ser cualquiera que utilice la CNEE o el AMM; en caso contrario, el solicitante podrá

proponer la utilización de otro programa, solicitando previamente la aprobación del AMM.

- c) La verificación de la correcta coordinación de esquemas de protección, que correspondan a alimentadores de demanda, o sistemas radiales, podrá realizarse empleando hojas de cálculo o un software especializado.

A.4.1.6 Responsabilidad Técnica.

Toda actividad técnica relacionada con este procedimiento, deberá ser realizada y avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo o empresa de consultoría, que comprueben ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la capacidad técnica para la realización de estos trabajos.

A.4.1.7 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Líneas de Transmisión.

- a) El objetivo del esquema de protección de línea de transmisión, es ejecutar la desconexión de la línea en sus extremos ante la ocurrencia de una falla, en un tiempo inferior al máximo admisible; el cual se establece de la siguiente manera:
 - i. El libramiento de fallas en líneas de transmisión de 400 kV o voltaje superior deberá ejecutarse en un tiempo máximo de 100 milisegundos, para lo cual deberá auxiliarse de esquemas de teleprotección.
 - ii. Libramiento de fallas en líneas de transmisión de 230 kV deberá ejecutarse en un tiempo máximo de 100 milisegundos. Cuando el disparo sea auxiliado por esquemas de teleprotección se permitirá un tiempo de libramiento de hasta 150 milisegundos.
 - iii. El libramiento de fallas de líneas de transmisión de 138 kV o voltaje inferior, podrá realizarse en un tiempo máximo de 150 milisegundos cuando la operación corresponda a la zona 1, y hasta en 500 milisegundos cuando los esquemas de protección operen en zonas de respaldo.
 - iv. Los tiempos de libramiento indicados en los incisos anteriores, podrán ser modificados, si a través de un estudio de estabilidad transitoria se establece la necesidad de tiempos distintos.
- b) Las líneas de transmisión que sean catalogadas como cortas, y tengan fuente de alimentación de corto circuito en ambos extremos, deberán ser protegidas mediante relevadores diferenciales de Línea. Se considerarán como líneas cortas aquellas cuyo resultado de la relación entre Impedancia de Fuente de mínimo valor de Corto Circuito e impedancia de línea sea superior a 4 ($S_{IR} = Z_S/Z_L > 4$) de acuerdo con la Norma IEEE C37.113 Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines; o cuando la longitud de la línea sea inferior a la indicada a continuación:
 - i. Líneas de transmisión de 400 kV o voltaje superior = 25 km.
 - ii. Líneas de transmisión de 230 kV = 15 km.
 - iii. Líneas de Transmisión de 138 kV o voltaje inferior = 10 km.
- c) Las líneas de transmisión con voltaje de operación de 138 kV o mayor, deberán disponer en cada extremo de un mínimo de dos relevadores independientes de protección. Para líneas cortas tal y como se indicó previamente, al menos un relevador deberá ser Diferencial de Línea. Cuando se trate de líneas medias o largas, ambos relevadores podrán ser de distancia auxiliados con esquema de teleprotección para aceleración de disparo; sin embargo, no se limita el uso de otro tipo de tecnologías tales como: relevadores diferenciales de línea, relevadores de comparación direccional, relevadores de fase segregada, relevadores de frente de onda, etc., los cuales deben ser capaces de liberar las fallas en los tiempos preestablecidos, y permitan realizar una coordinación adecuada con los esquemas de protección de líneas adyacentes.

- d) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión indicados en el literal anterior, deberán ser independientes, con la finalidad de garantizar la adecuada operación ante la falta de algún componente del Esquema de Protecciones, es decir, por ejemplo:
 - i. Cada Relevador deberá recibir señales de núcleos diferentes de transformadores de corriente.
 - ii. La fuente de alimentación de corriente directa del relevador y del circuito de disparo deberá ser independiente.
 - iii. El circuito de disparo la protección 1, deberá estar alambrada a la bobina 1 del interruptor. De la misma manera, el circuito de disparo de la protección 2 deberá estar a la bobina 2 del interruptor.
- e) Las líneas de transmisión de 69 kV podrán ser protegidas por un solo relevador de distancia, siempre y cuando no se trate de línea corta en la cual la protección será mediante protección diferencial de línea. Sin embargo, cuando las líneas de transmisión de 69 kV correspondan a subestaciones cuyo valor de corto circuito sea superior a 15 KA, se deberá instalar adicionalmente una protección de respaldo consistente en un relevador independiente, el cual podrá ser similar a la protección principal o mediante relevador de sobrecorriente direccional.
- f) El criterio general de ajuste para protecciones de distancia será el siguiente:
 - i. El valor de zona 1 podrá tener un alcance entre el 70% y 90% del valor de impedancia de la línea a proteger con un tiempo de actuación instantáneo.
 - ii. El valor de zona 2 podrá tener un alcance del 100% de la línea propia más un porcentaje entre el 20% y 50% de la línea adyacente más corta, excluyendo líneas cortas protegidas por protecciones diferenciales de línea. El porcentaje final a implementar como ajuste de protección, deberá calcularse como parte del estudio en función del análisis del efecto Infeed, sin embargo no se debe alcanzar la zona 1 de los relevadores adyacentes. El retardo de tiempo podrá ajustarse entre 300 milisegundos y 400 milisegundos de acuerdo a la topología o para garantizar una correcta coordinación con los demás elementos de la red.
 - iii. Se deberá implementar al menos, una zona adicional a la zona 2, hacia adelante con la finalidad de operar como respaldo de los esquemas de protección de líneas adyacentes. El valor de zona adicional podrá tener un alcance del 100% de la línea propia más un 100% de la línea siguiente más larga con un retardo intencional entre 700 y 900 milisegundos, el cual deberá verificarse mediante el estudio de coordinación con la finalidad que dicha zona cumpla con su función de respaldo ante fallas no liberadas por los esquemas de protección de líneas aguas abajo, por lo cual los valores finales de alcance y retardo de tiempo podrán ser diferentes a lo indicado previamente si el estudio demuestra valores más apropiados.
 - iv. El interesado podrá implementar zonas de protección en dirección reversa, con finalidad de monitoreo o para implementar esquemas de teleprotección de bloqueo o desbloqueo, o para otros fines los cuales deben ser indicados en el estudio de coordinación. No se recomienda que dichas zonas sean usadas para el disparo del interruptor.
- g) Los criterios generales de ajuste para protecciones de sobrecorriente son los siguientes:
 - i. Los esquemas de protección por sobrecorriente, deberán ser temporizados, de preferencia mediante curvas de tiempo inverso normalizadas ANSI ó IEC.
 - ii. Los esquemas de protección de líneas de 138 kV o voltaje superior no deberán tener elementos de sobrecorriente de fase o secuencia positiva, exceptuando líneas radiales cuyo estudio de coordinación de protecciones demuestre su utilidad como respaldo.

- iii. Los esquemas de sobrecorriente de fase a implementarse en líneas de transmisión con voltaje inferior a 138 kV deberán ser direccionales, la operación será un respaldo a las protecciones principales, con un margen de coordinación de al menos 300 milisegundos.
 - iv. Los esquemas de protección por sobrecorriente direccional de neutro, tierra, secuencia cero, secuencia negativa, etc. deberán ser ajustados como respaldo a las protecciones principales y deberán tener un margen de coordinación de al menos 300 milisegundos.
 - v. Si el interesado lo considera conveniente, con la finalidad de detectar fallas de alta impedancia y mejorar el desempeño del esquema de protección, podrá implementar esquemas de aceleración de disparo mediante teleprotección empleando elementos de sobrecorriente direccional de neutro en ambos extremos de línea.
- h) Recierre automático de líneas de transmisión.
- i. Las líneas de transmisión de 138 kV, 230 kV, 400 kV y voltajes superiores; deberán disponer de esquemas de protección con disparo monopolar y recierre automático para el libramiento de fallas monofásicas. La lógica de recierre podrá ser ejecutada como una función adicional de los relevadores de protección principales. Bajo condiciones particulares, también podrá implementarse esquemas de recierre tripolar siempre y cuando se verifique el cumplimiento de una condición de sincronismo previo a la orden de cierre o que uno de los elementos (barra – línea) se encuentren sin tensión.
 - ii. En líneas de transmisión de 69 kV se podrá implementar recierres tripolares, siempre y cuando se realice verificación de sincronismo o que uno de los elementos (barra – línea) se encuentren sin tensión y el mismo no sea contraproducente en la seguridad del SNI.
- i) Cuando sea necesario, se deberán implementar disparos de líneas de transmisión por alto o bajo voltaje, los ajustes a implementar podrán ser indicados por el AMM o ser una recomendación del estudio de coordinación de protecciones o por el propietario de las instalaciones en función de las características de los equipos de alta tensión que serán instalados, así como por la topología de la red.
- j) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

A.4.1.8 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Transformadores de Potencia.

- a) El objetivo del esquema de protección de transformadores de potencia es aislar al transformador ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible. De la misma manera debe proveer un respaldo a los esquemas de protección adyacentes y evitar que una operación indebida de dichos esquemas de protección ocasionen un daño permanente en el transformador de potencia.
- b) El transformador deberá disponer de elementos de protección eléctricos y mecánicos, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) El esquema de protección de los transformadores de potencia con una capacidad nominal superior a 5 MVA, deberán contar con relevador diferencial como protección principal. De la misma manera deberá contar con relevadores de respaldo por sobrecorriente para cada devanado, los cuales deberán ser independientes a la protección diferencial.

- d) La protección diferencial deberá ser ajustada para operar de forma instantánea para fallas dentro de su zona de protección, podrá tener una o más pendientes de operación, según sea el criterio del agente transportista o la recomendación del fabricante.
- e) La protección diferencial deberá tener capacidad de filtrar corrientes de secuencia cero cuando el grupo de conexión involucre devanados conectados en Delta y Estrella, de la misma manera deberá tener filtrado de corrientes armónicas de magnetización.
- f) Los elementos de protección de sobrecorriente, deberán ajustarse para operar como elementos de respaldo de la protección principal, y/o respaldo de los esquemas de protección adyacentes. El margen de coordinación entre las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia y los esquemas de protección de las líneas de transmisión y/o alimentadores adyacentes deberá ser de al menos 400 milisegundos, calculados para una condición máxima de corto circuito.
- g) El valor de ajuste de arranque de los elementos de protección de sobrecorriente de fase o secuencia positiva de los transformadores de potencia, deberá ser ajustado con un valor del 110% su capacidad nominal ONAF, dejando que las protecciones de imagen térmica y temperatura de aceite operen como elementos de protección contra sobrecarga.
- h) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología o ajustes diferentes para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

A.4.1.9 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Generadores.

- a) El objetivo del esquema de protección de Generadores es aislar al generador y cuando corresponda al transformador de potencia de la unidad, ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible. De la misma manera debe proveer un respaldo a los esquemas de protección adyacentes y evitar que una operación indebida de dichos esquemas de protección ocasionen un daño permanente en el generador y/o transformador de potencia.
- b) El Generador deberá disponer con elementos de protecciones propias eléctricos y mecánicos, de acuerdo a su tecnología, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) Adicionalmente, los generadores o grupo generador - transformador, deberán contar con protecciones diferenciales, acordes al diseño particular de la instalación.
- d) La protección diferencial deberá ser ajustada para operar de forma instantánea para fallas dentro de su zona de protección, podrá tener una o más pendientes de operación, según sea el criterio implementado por el fabricante.
- e) La protección diferencial deberá tener capacidad de filtrar corrientes de secuencia cero cuando el grupo de conexión involucre devanados conectados en Delta y Estrella, de la misma manera deberá tener filtrado de corrientes armónicas de magnetización.
- f) Los Elementos de protección de sobrecorriente, que operen para liberación de fallas fuera de su zona principal de protección, deberán ajustarse como elementos de respaldo de la protección principal, y/o respaldo de los esquemas de protección adyacentes. El margen de coordinación entre las protecciones de sobrecorriente del grupo generador - transformador de potencia y los esquemas

- de protección de las líneas de transmisión adyacentes deberá ser de al menos 400 milisegundos, calculados para una condición máxima de corto circuito.
- g) Los ajustes de protección de bajo y alto voltaje del generador deberán permitir una operación continua en un rango de $\pm 5\%$ del voltaje nominal. De la misma manera deberá permitir una operación en condición de emergencia de $\pm 10\%$ del voltaje nominal por un período mínimo de 15 minutos.
 - h) De la misma manera el conjunto de ajustes que protegen al generador, así como al mecanismo de accionamiento o fuente primaria de energía, deberán soportar transitorios ocasionados por fallas en la red de transmisión por un período entre 500 milisegundos y 1.0 segundo dependiendo de las características de diseño de los equipos.
 - i) Los ajustes de alta y baja frecuencia del generador deberán permitir una operación con baja frecuencia de hasta 57.5 Hz por 3.0 segundos y una operación con alta frecuencia de 61.50 Hz por 2.5 segundos como primera etapa. De la misma manera podrá efectuar el disparo de forma instantánea de la unidad al alcanzar una frecuencia inferior a 57.0 Hz o superior a 62.0 Hz.
 - j) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

A.4.1.10 Criterios generales de esquemas de protección de Barras de Subestaciones y Falla de Interruptor.

- a) Protección Diferencial de Barras:
 - i. Los proyectos que impliquen la construcción o modificación de algún elemento que forme parte de la RTR deberán contar con protección diferencial de Barras.
 - ii. De la misma manera, se deberá implementar protecciones diferenciales de barras en las subestaciones, cuyo tiempo crítico de libramiento de falla sea inferior a 400 milisegundos.
 - iii. El criterio de ajuste y zonificación de la protección diferencial, será acorde al diseño o topología de la subestación, es decir, que ante la ocurrencia de una falla, debe ser selectiva y aislar el área o zona afectada y permitir la continuidad del servicio en los demás elementos de la subestación.
- b) Protección por Falla de Interruptor:
 - i. Se deberá implementar Esquema de Falla de Interruptor en las subestaciones que tengan implementada protección diferencial de barra.
 - ii. El criterio de ajuste y zonificación de la protección por falla de interruptor, será acorde al diseño o topología de la subestación, es decir, que ante la ocurrencia de una falla, debe ser selectiva y aislar el área o zona afectada y permitir la continuidad del servicio en los demás elementos de la subestación.
 - iii. La protección contra falla de interruptor podrá estar implementada en un relevador independiente o como parte de la lógica de cualquiera de las protecciones principales de cada campo.
 - iv. Cuando corresponda, el esquema de Falla de Interruptor deberá contar con un sistema de disparo transferido directo, para desconectar el o los interruptores de líneas de transmisión que estén ubicados al otro extremo de la línea afectada.
 - v. El tiempo de actuación del esquema deberá ser inferior a 200 milisegundos.

A.4.1.11 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de

protección Bancos de Compensación Reactiva

- a) El objetivo del esquema de protección de bancos de compensación reactiva es aislar a dicho equipo, ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible.
- b) El banco de compensación deberá disponer de elementos de protección eléctricos y mecánicos, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) Los ajustes de protección de bajo y alto voltaje del banco de compensación reactiva deberán permitir una operación continua en un rango de $\pm 5\%$ del voltaje nominal. De la misma manera deberá permitir una operación en condición de emergencia de $\pm 10\%$ del voltaje nominal por un período mínimo de 15 minutos.
- d) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

A.4.1.12 Requisitos adicionales

- a) Los relevadores que forman parte del esquema de protección, deberán estar sincronizados satelitalmente por el sistema GPS, mediante una red IRIG-B o por protocolo de comunicación con el integrador.
- b) Cuando el proyecto contemple la adición de demanda o modificación en la red de distribución, los equipos de protección deberán tener la disponibilidad de implementar disparos por baja frecuencia y por bajo voltaje, con la finalidad de que participen en los mecanismos de defensa del SNI ante contingencias severas. El ajuste de umbral de frecuencia y/o voltaje será proporcionados por el AMM para su implementación.
- c) Con la finalidad de disponer de medios de análisis de eventos mayores que ocurran en el SNI, todas las bahías de salidas de líneas de transmisión y transformadores de potencia de subestaciones que formen parte de la RTR, deberán contar con registradores de fallas y disturbios con las siguientes características básicas:
 - i. Debe tener capacidad de registrar eventos transitorios con una duración de al menos 1 minuto de duración.
 - ii. Debe tener capacidad de registrar eventos dinámicos con una duración mínima de al menos 10 minutos de duración.
 - iii. Debe permitir ajuste de arranque de eventos transitorios y dinámicos de forma independiente.
 - iv. Deben disponer de medio de comunicación para interrogación remota y descarga de eventos.
 - v. De ser posible, deberán contar con sistema de registro y reporte de Medición de Fasores Sincronizados (PMU por sus siglas en inglés) de acuerdo a la normativa vigente IEEE.
- d) **(Adicionado por el Artículo 1 de la Resolución 2556-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Si como resultado del proceso de identificación de la Red de Transmisión Regional, se incorporan a dicha red bahías de líneas de transmisión o transformadores de potencia que no cuenten con registrador de fallas y disturbios, el propietario de las bahías correspondientes tendrá el plazo que defina el AMM, en función de las adecuaciones que se deban realizar, para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral A.4.1.12, literal c, de esta norma.
- e) **(Adicionado por el Artículo 1 de la Resolución 2556-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Previo a la adquisición de los equipos, los propietarios de las bahías deberán coordinar con el AMM, en base a las características técnicas de los equipos instalados, el listado de señales analógicas y digitales a monitorear

sobre el estado de la red de transporte e interruptores de potencia, así como la configuración, parametrización y características del enlace de comunicación para acceso remoto con el que deben contar. La provisión del enlace de comunicación será responsabilidad del propietario de la bahía, para la conexión de los registradores de falla y disturbios instalados en la RTR.

ANEXO 4.2 (Adicionado por el Artículo 4 de la Resolución 2658-03 del Administrador del Mercado Mayorista)

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA MAGNITUD DE LA RESERVA RODANTE OPERATIVA (RRO) DIFERENCIANDO LOS SENTIDOS PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

A.4.2.1 Objetivos.

El presente procedimiento tiene por objeto, establecer los márgenes de Reserva Rodante Operativa para subir y bajar generación, así como la metodología de su aplicación en la Programación Semanal, Programa de Despacho Diario y Redespachos.

A.4.2.2 Cálculo de los márgenes de la RRO

El AMM realizará el cálculo de los márgenes de RRO a utilizarse en el S.N.I. sobre la base de la información histórica disponible. Dicha actualización de márgenes de RRO serán publicados en la Programación de Largo Plazo en su versión definitiva, y aplicados para el Año Estacional que corresponde. Los estudios técnicos y económicos que sirven de base para la elaboración de la Programación de Largo Plazo se darán a conocer junto con esta.

De no actualizarse los márgenes de RRO, continuarán utilizándose los publicados en la última Programación de Largo Plazo versión definitiva.

A.4.2.2.1 Criterios a considerar en el dimensionamiento de los márgenes de la RRO

Los márgenes de la RRO deberán ser dimensionados diferenciando los sentidos de subir y bajar generación, considerando los siguientes criterios:

- a) Comportamiento histórico y estadístico de la demanda y generación del S.N.I.
- b) Comportamiento histórico y estadístico de la variabilidad de la generación de las centrales del tipo renovable no gestionable (eólico y solar) conectadas al S.N.I.
- c) El mínimo de seguridad operativa, de acuerdo con el estadístico e histórico de disparos de unidades generadoras en el S.N.I.

A.4.2.2.2 Cálculo de los márgenes de RRO por requerimientos operativos del S.N.I.

El AMM determinará los márgenes de esta reserva sobre la base de la potencia a generar en el S.N.I. para cada hora, diferenciando los sentidos para subir y para bajar generación, según estacionalidades de época seca y época lluviosa. Para su determinación, se tomarán las variaciones de la demanda en ventanas de 10 minutos, causantes del Error de Control de Área del S.N.I. con una base histórica de por lo menos un año. La magnitud en MW de RRO necesaria será determinada a manera de cubrir, con al menos el 95% de probabilidad, dichas variaciones en cada hora.

A.4.2.2.3 Cálculo de los márgenes de RRO por otros requerimientos operativos del S.N.I.

El AMM determinará los márgenes de esta reserva sobre la base de la potencia a generar en el S.N.I. para cada hora, diferenciando los sentidos para subir y para bajar generación, según estacionalidades de época seca y época lluviosa. Para su determinación, se tomará el Error de Control de Área no corregido asociado a los requerimientos operativos del S.N.I. en ventanas de 10 minutos, con una base histórica de por lo menos un año. La magnitud en MW de RRO necesaria será determinada a manera de cubrir, con al menos el 95% de probabilidad, dichas variaciones en cada hora.

A.4.2.2.4 Cálculo de la RRO necesaria para cubrir la variabilidad de las centrales del tipo eólicas y solares

El AMM determinará la magnitud de la reserva para dar cubrimiento a la variabilidad de potencia de las centrales eólicas, así como, la magnitud de la reserva para dar cubrimiento a la variabilidad de potencia para las centrales solares, según sentido para subir y para bajar generación para cada hora y según estacionalidad del recurso primario de las mismas. Para su determinación tomará en consideración al menos una base histórica de un año, compuesta por las variaciones de potencia medidas en ventanas de 10 minutos de los conjuntos de centrales eólicas y solares de manera separada. La magnitud en MW de RRO necesaria será determinada a manera de cubrir, con al menos el 95% de probabilidad, dichas variaciones en cada hora. La magnitud de la reserva estará contenida en las tablas que se publicarán en la Programación de Largo Plazo, en las que se establece la clasificación por época del año, hora del día y por la proporción, en función de la potencia total instalada, para cada de una de las tecnologías de generación solar y eólica.

A.4.2.2.5 Cálculo de la RRO mínima requerida por seguridad operativa

La magnitud total horaria mínima de RRO para subir generación, debe ser suficiente para cubrir la pérdida de la unidad generadora más grande probable en el S.N.I. Para la determinación de su magnitud, el AMM realizará un análisis basado en la cantidad y magnitud de las unidades generadoras que forman parte del parque generador, así como en el historial de fallas de las mismas de al menos un año, con la finalidad de establecer la magnitud en MW de la reserva en función de la probabilidad de falla.

A.4.2.3 RRO a utilizar en la Programación Semanal, Programa de Despacho Diario y Redespachos en el S.N.I.

A partir de los márgenes y magnitudes publicadas en la Programación de Largo Plazo, producto del estudio técnico y económico que realice el AMM, y los valores proyectados de potencia a generar en el S.N.I. se calcularán los valores de RRO en MW, para subir y bajar generación, a utilizarse en la Programación Semanal, Programa de Despacho Diario y Redespachos para el S.N.I.

Para ello, se seguirá lo siguiente:

A.4.2.3.1 Magnitud de RRO requerida por requerimientos operativos del S.N.I.

Para cada hora, serán determinados dos valores de RRO por requerimientos operativos del S.N.I. en función de los márgenes establecidos en la Programación de Largo Plazo (PLP) vigente, según la estacionalidad en curso, y la potencia a generar en el S.N.I. para cada hora, de acuerdo a lo siguiente:

Los valores de RRO se calcularán observando el procedimiento siguiente:

$$R_{S1_{Sh}} = MRS1_{Sh} * PGSNI_h,$$

$$R_{S2_{Sh}} = MRS2_{Sh} * PGSNI_h$$

En donde:

$R_{S1_{Sh}}$: Magnitud en MW de la reserva para subir por requerimientos operativos del S.N.I. en la hora h.

$MRS1_{Sh}$: Margen en porcentaje de reserva por requerimientos operativos del S.N.I. para subir, en la hora h, establecidos en la PLP vigente.

$PGSNI_h$: Potencia a generar en el S.N.I. para la hora h.

$R_{S2_{Sh}}$: Magnitud en MW de la reserva para subir debido al Error de Control de Área no corregido en el S.N.I. en la hora h.

$MRS2_{Sh}$: Margen en porcentaje de reserva debido al Error de Control de Área no corregido en el S.N.I. para subir, en la hora h, establecidos en la PLP vigente.

La RRO por requerimientos operativos en el S.N.I. para bajar:

$$R_{S1_{Bh}} = MRS1_{Bh} * PGSNI_h,$$

$$R_{S2_{Bh}} = MRS2_{Bh} * PGSNI_h$$

En donde:

$R_{S1_{Bh}}$: Magnitud en MW de la reserva para bajar por requerimientos operativos del S.N.I. en la hora h.

$MRS1_{Bh}$: Margen en porcentaje de reserva por requerimientos operativos del S.N.I. para bajar, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

$PGSNI_h$: Potencia a generar en el S.N.I. para la hora h.

$R_{S2_{Bh}}$: Magnitud en MW de la reserva para bajar debido al Error de Control de Área no corregido en el S.N.I. en la hora h.

$MRS2_{Bh}$: Margen en porcentaje de reserva debido al Error de Control de Área no corregido en el S.N.I. para bajar, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

A.4.2.3.2 Cálculo de la RRO necesaria para cubrir la variabilidad de las centrales eólicas

Para cada hora, los valores de esta reserva se calculan sobre la base de la potencia proyectada a generar por el grupo de centrales eólicas. Se selecciona el margen de reserva establecido en la Programación de Largo Plazo vigente indicado en el numeral A.4.2.2.4, que corresponda a la época del año en curso, la hora del día y la relación entre

la potencia proyectada a generar por el grupo de centrales eólicas y la potencia total instalada de centrales eólicas, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$R_{eol_{Sh}} = MR_{eol_{Sh}}(Pe_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \begin{matrix} \\ \\ época del año, hora del día, \\ \\ \\ \end{matrix} P_{Ie}$$

$$R_{eol_{Bh}} = MR_{eol_{Bh}}(Pe_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \begin{matrix} \\ \\ época del año, hora del día, \\ \\ \\ \end{matrix} P_{Ie}$$

En donde:

$R_{eol_{Sh}}$: Magnitud en MW de la reserva para subir por requerimientos operativos del conjunto de centrales eólicas, en la hora h.

$MR_{eol_{Sh}}$: Margen de reserva por requerimientos operativos del conjunto de centrales eólicas para subir, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

Pe_h : Magnitud de potencia en MW proyectada del conjunto de centrales eólicas, para la hora h.

P_{Ie} : Valor pico instalado del conjunto de centrales eólicas, según lo establecido en la PLP vigente.

$R_{eol_{Bh}}$: Magnitud en MW de la reserva para bajar por requerimientos operativos del conjunto de centrales eólicas, en la hora h.

$MR_{eol_{Bh}}$: Margen de reserva por requerimientos operativos del conjunto de centrales eólicas para bajar, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

A.4.2.3.3 Cálculo de la RRO necesaria para cubrir la variabilidad de las centrales solares

Para cada hora, los valores de esta reserva se calculan sobre la base de la potencia proyectada a generar por el grupo de centrales solares. Se selecciona el margen de reserva establecido en la Programación de Largo Plazo vigente indicado en el numeral A.4.2.2.4, que corresponda a la época del año en curso, la hora del día y la relación entre la potencia proyectada a generar por el grupo de centrales solares y la potencia total instalada de centrales solares, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$R_{sol_{Sh}} = MR_{sol_{Sh}} (Ps_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \text{ PIs} \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \text{ época del año, hora del día,}$$

$$R_{sol_{Bh}} = MR_{sol_{Bh}} (Ps_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \text{ PIs} \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \text{ época del año, hora del día,}$$

En donde:

$R_{sol_{Sh}}$: Magnitud en MW de la reserva para subir por requerimientos operativos del conjunto de centrales solares, en la hora h.

$MR_{sol_{Sh}}$: Margen de reserva por requerimientos operativos del conjunto de centrales solares para subir, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

Ps_h : Magnitud de potencia en MW proyectada del conjunto de centrales solares, para la hora h.

PIs : Valor pico instalado del conjunto de centrales solares, según lo establecido en la PLP vigente.

$R_{sol_{Bh}}$: Magnitud en MW de la reserva para bajar por requerimientos operativos del conjunto de centrales solares, en la hora h.

$MR_{sol_{Bh}}$: Margen de reserva por requerimientos operativos del conjunto de centrales solares para bajar, en la hora h, establecidos en la PLP vigente.

A.4.2.3.4 Cálculo de la RRO total a utilizar en la Programación Semanal y a despachar en el Programa de Despacho Diario y Redespachos del S.N.I.

La RRO total para cada hora está integrada por el conjunto de reservas anteriormente descritas según la siguiente formulación:

a) Reserva total para subir generación en el S.N.I. para cada hora:

$$RRO_{Sh} = \max\{[R_{S1_{Sh}} + \max(R_{S2_{Sh}}, R_{eol_{Sh}}, R_{sol_{Sh}})], R_{SegOp}\}$$

En donde:

RRO_{Sh} : Magnitud en MW de la reserva total para subir, en la hora h.

R_{SegOp} : Magnitud en MW de la reserva para subir mínima requerida por seguridad operativa, establecido en la PLP vigente.

- b) Reserva total para bajar generación en el S.N.I. para cada hora:

$$RRO_{Bh} = R_{S1_{Bh}} + \max(R_{S2_{Bh}}, R_{eol_{Bh}}, R_{sol_{Bh}})$$

En donde:

RRO_{Bh} : Magnitud en MW de la reserva total para bajar, en la hora h.

(Modificado por el Artículo 1 de la resolución 3099-02 del Administrador del Mercado Mayorista) DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

En tanto se finalicen los estudios técnicos correspondientes para la determinación Esquema de Desconexión Automática de carga por Baja Frecuencia, los distribuidores participarán de acuerdo a las etapas, valores de frecuencia y porcentajes de carga a desconectar de acuerdo al “ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS CEL – INDE” Elaborado por representantes del INDE, EEGSA y CEL, en mayo de 1996.

(Adicionada por el Artículo 3 de la resolución 1647-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Las instalaciones o proyectos que hayan iniciado el proceso para la conexión y uso de instalaciones de transmisión de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión, y que están pendientes de la puesta en servicio de la conexión a la fecha de publicación de la presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4, tendrán un plazo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación indicada, para cumplir con lo dispuesto en el numeral 4.2.6 y Anexo 4.1 de esta la norma. Los propietarios de las bahías de transmisión de subestaciones que formen parte de la RTR, dispondrán de un plazo de dos (2) años contados a partir de la publicación de la presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4, para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral A.4.1.12, literal c.

Artículo 2. (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 3099-02 del Administrador del Mercado Mayorista) PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente modificación normativa cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario oficial, para su aplicación a partir del Año Estacional 2024-2025.

Artículo 3. Pase a la comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Artículo 4. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

Dada en la Ciudad de Guatemala el treinta de Octubre de dos mil.

Nota:

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en los numerales 4.3, 4.4 y 4.7 de acuerdo con la resolución del AMM No. 1236-08 de fecha 23 de mayo de 2013 y resolución CNEE 123-2013 de fecha 24 de mayo de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de mayo de 2013.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en el numeral 4.2, se adicionó el Anexo 4.1 y una Disposición Transitoria, de acuerdo con la resolución del AMM No. 1647-02 de fecha 14

de octubre de 2015 y resolución CNEE 344-2015 de fecha 3 de diciembre de 2015, ambas publicadas en el Diario Oficial el 11 de diciembre de 2015.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en el numeral A.4.1.12 del Anexo 4.1, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2556-02 de fecha 13 de mayo de 2020 y resolución CNEE 250-2020 de fecha 13 de octubre de 2020, ambas publicadas en el Diario Oficial el 26 de octubre de 2020.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en los numerales 4.3 y 4.4, y se adicionó el Anexo 4.2, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2658-03 de fecha 19 de noviembre de 2020 y resolución CNEE 295-2020 de fecha 1 de diciembre de 2020, ambas publicadas en el Diario Oficial el 4 de diciembre de 2020.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en el numeral 4.3.1, literal b), de acuerdo con la resolución del AMM No. 2777-03 de fecha 8 de julio de 2021 y resolución CNEE 197-2021 de fecha 10 de agosto de 2021, ambas publicadas en el Diario Oficial el 17 de agosto de 2021.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en las DISPOSICIONES TRANSITORIAS, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3099-02 de fecha 27 de septiembre de 2023 y resolución CNEE-44-2024 de fecha 13 de febrero de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 23 de febrero de 2024.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en los numerales 4.3.1 y 4.3.2, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3117-04 de fecha 12 de diciembre de 2023 y resolución CNEE-50-2024 de fecha 20 de febrero de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 29 de febrero de 2024.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4 fue modificada en los numerales 4.4 y 4.5, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3139-13 de fecha 17 de abril de 2024 y resolución CNEE 128-2024 de fecha 14 de mayo de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 21 de mayo de 2024.