

de regulación que ponga en riesgo la corrección del Error de Control de Área por el AGC, se considerará que esta unidad falló en prestar el servicio de RRO en este período.

Cualquier oferta que durante un mismo día sea declarada indisponible en más de una ocasión para prestar el servicio de RRO, será inhabilitada para la prestación del mismo por el resto del día. Previo a volver a prestar el servicio, el Participante Productor deberá informar al AMM sobre las acciones correctivas que se tomaron, pudiendo el AMM verificar si las mismas fueron efectivas previo a incluirla nuevamente en el despacho prestando el servicio de RRO.

Los causantes identificados de la degradación de la respuesta de regulación por parte de la unidad generadora bajo AGC son:

- i. Interrupción de la comunicación entre la unidad generadora y el SITR del AMM, excedido el "Tiempo de Suspensión de Unidad"
- ii. Degradación del margen y rango habilitados por el Participante Productor por problemas técnicos de la unidad generadora.
- iii. Aumento del tiempo de respuesta para dar inicio a la rampa de cambio de carga respecto al valor establecido en las pruebas de habilitación para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa.
- iv. Reducción del valor de rampa de cambio de carga con la que se habilitó para el servicio de Reserva Rodante Operativa.

Artículo 13. Se modifica el inciso b, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- b) Contar con un canal de comunicación y con un canal de comunicación de redundancia en tiempo real con el centro de control que soporta la aplicación de AGC.

Artículo 14. Se modifica el inciso d, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- d) Que pueda garantizar disponibilidad de un rango de regulación mínimo de 5 MW, medidos en el mismo punto en donde se ubica la medición comercial, para asignarse a la RRO.

Artículo 15. Se modifica el inciso e, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- e) La rampa de cambio de generación para subir o bajar a requerimiento del AGC, será determinada según la respuesta que permita su tecnología, medida en las pruebas de sintonización, según se establece en el numeral A.8.1.2.3 del anexo 8.1 de esta norma. En todo caso, el valor de rampa para subir o bajar generación a utilizar, no deberá ser menor al valor más alto entre: la razón determinada por la potencia equivalente al 50 % del margen de RRO que se solicite habilitar para dicha unidad en un minuto; y el valor de rampa determinado en las pruebas de sintonización. Para unidades con margen de RRO menor a 5 MW, la rampa no deberá ser menor a 2.5 MW/min.

Artículo 16. Se agrega el inciso i, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- i) La Banda Muerta de las unidades generadoras de operación bajo el AGC deberá ser menor a 0.1 MW

Artículo 17. Se agrega el inciso j, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- j) El tiempo de respuesta máximo para iniciar la rampa de cambio de carga luego de que sea emitida la consigna desde el SITR de AMM será de 30 segundos. Este tiempo incluye el retardo en la transmisión de la consigna por el canal de comunicación con que disponga el Participante Productor.

Artículo 18. Se agrega el inciso k, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- k) La unidad generadora deberá disponer de suficiente capacidad de regulación, que le permita generar bajo el AGC de manera continua el total de la consigna máxima emitida por al menos dos horas, tanto para subir generación como para bajar generación.

De considerarlo necesario el AMM podrá solicitar al Participante Productor una prueba que determine su capacidad de regulación previo a su habilitación para el servicio de RRO. Esta prueba deberá hacerse tanto para subir y para bajar generación de manera separada.

Artículo 19. Se agrega el inciso l, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- l) Para el caso de las centrales hidroeléctricas, deberán enviar entre sus señales de telemetría al SITR del AMM, por medio de la UTR, el nivel de embalse y caudal entrante.

Artículo 20. Se agrega el inciso m, del numeral A.8.1.2.1, el cual queda así:

- m) Para el caso de unidades generadoras de una misma central que por sí solas no pueden cumplir con el rango de regulación mínimo de habilitación podrán conformar un Grupo Generador operando por medio de un lazo de control cerrado implementado en la misma central, para que opere como una sola unidad generadora. En este caso, los requisitos técnicos y la normativa aplicable para la asignación del margen, remuneración y liquidación serán los mismos que para los de una unidad generadora. El Grupo Generador deberá cumplir con lo siguiente:

- i. Estar compuesto por unidades de una misma central.
- ii. Las unidades generadoras que lo componen tienen un mismo Costo Variable.
- iii. Cada unidad generadora que lo componen debe tener su propia medición comercial habilitada.

- iv. Responder al AGC mediante un lazo cerrado de control instalado en la central generadora por el Participante Productor interesado. Este lazo de control debe ser plenamente compatible con el AGC del SITR del AMM y responder a las consignas como una unidad generadora. Así mismo, el lazo de control por medio de la UTR debe de reportar la identificación de las unidades que conforman el Grupo Generador que están regulando bajo el AGC, la potencia generada del Grupo, la potencia mínima y máxima disponible de regulación de acuerdo a las unidades que estén generadas bajo el AGC en cada hora.
- v. Cumplir los mismos requisitos técnicos descritos en esta normativa para unidades generadoras habilitadas para el servicio de RRO.
- vi. Para los incisos e), i), y j) del presente numeral, deberá considerarse que independientemente de la combinación que surja entre las unidades que conformen el Grupo Generador operando bajo AGC a diferentes valores de asignación de margen de RRO, la función de transferencia, o respuesta de su sistema de control deberá ser siempre la misma ante el AGC del AMM.
- vii. Estar regido a las mismas reglas de asignación del margen de regulación, remuneración y liquidación, como cualquier unidad generadora habilitada para prestar el servicio de RRO.

Artículo 21. Se modifica el inciso b, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- b) **Pruebas de rampa.** Se observa la respuesta de la unidad a rampas generadas por el programa de AGC y se realizan ajustes finos sobre los parámetros del modelo. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de rampa que será válido para su habilitación.

Artículo 22. Se agrega el inciso c, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- c) **Pruebas de tiempo de respuesta.** Se observa que el tiempo de respuesta para iniciar rampa de cambio de carga luego de ser emitida la consigna desde el SITR de AMM, sea el adecuado según lo establecido en el numeral A.8.1.2.1 del anexo 8.1 de esta norma. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de tiempo de respuesta del Grupo Generador.

Artículo 23. Se agrega el inciso d, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- d) **Prueba de verificación de banda muerta de la unidad bajo el AGC.** Se observa que la banda muerta de la unidad bajo el AGC esté entre los mínimos establecidos en el numeral A.8.1.2.1 del anexo 8.1 de esta norma. Para el caso de un Grupo Generador, se realizarán pruebas de medición para todas las combinaciones posibles de unidades generadoras que lo conforman, a manera de determinar el valor de banda muerta del Grupo Generador.

Artículo 24. Se agrega el inciso e, del numeral A.8.1.2.3.2, el cual queda así:

- e) **Medición del margen y Rango de regulación.** Se determina la potencia mínima y máxima en la que la unidad generadora puede regular bajo AGC.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Se deberá considerar un período de 9 meses, contados a partir de la aprobación y publicación en el diario de Centro América, para que las centrales hidroeléctricas habilitadas para el servicio de la RRO, cumplan lo establecido en los numerales A.8.1.1.5 y A.8.1.2.1., en relación a la información que deberán enviar por medio de la telemetría hacia el SITR del AMM.

Así mismo, se deberá considerar un período de 6 meses, contados a partir de la aprobación y publicación en el diario de Centro América, para que los generadores habilitados para el servicio de RRO habiliten un canal de comunicación redundante con el Centro de Control de AMM que soporta la aplicación del AGC.

Artículo 25. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el diario de Centro América.

Artículo 26. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en el cumplimiento del Artículo 13, literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

(204088-2)-4-diciembre



Publica la Resolución CNEE-295-2020 de fecha 1 de diciembre de 2020 mediante la cual resuelve: Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-, Determinación de los Criterios de Calidad y niveles mínimos de servicio, emitida por El Administrador del Mercado Mayorista mediante la Resolución Número 2658-03 de fecha 19 de noviembre de 2020.

RESOLUCIÓN CNEE-295-2020
Guatemala, 1 de diciembre de 2020
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad -LGE-, en el artículo 4, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas -MEM-, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, teniendo entre otras, lo de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su Reglamento, en materia de su competencia; así como la de emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 44, estipula que es función del Administrador del Mercado Mayorista -AMM- la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 1, preceptúa que las Normas de Coordinación: "Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, este Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.". Asimismo, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-, en el artículo 13 literal j) establece lo siguiente: "Acciones de verificación. (Reformado por el artículo 5, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para cumplir con las funciones contenidas en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley y el presente Reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá ejecutar las siguientes acciones: (...) j) Aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones."

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 13, literal j) del RAMM, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista; por lo que, dicho ente operador remitió a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación, la nota identificada como GG-709-2020, la cual contiene la modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-, Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio. Mediante dicha nota, el Administrador del Mercado Mayorista manifestó que, a través del Acta Número 2658, correspondiente a la sesión celebrada el diecinueve de noviembre de dos mil veinte, en su parte conducente, se encuentra la Resolución Número 2658-03, que textualmente indica: "...El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere la normativa (...) RESUELVE: I) EMITIR: La Siguiente: MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NO. 4. DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MÍNIMOS DE SERVICIO...".

CONSIDERANDO:

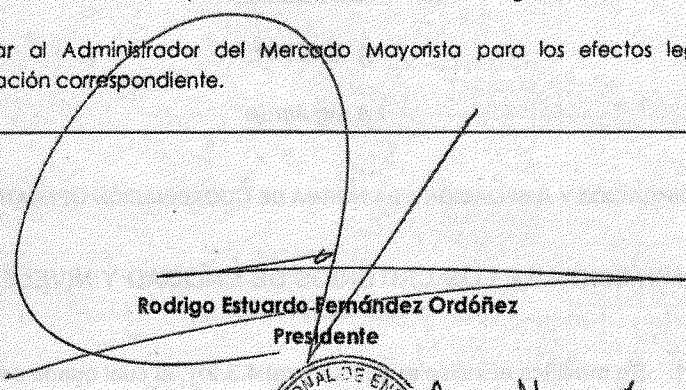
Que el veinticinco de noviembre de dos mil veinte, la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos de esta Comisión, emitió el dictamen identificado como GTM-Dictamen-1174, en el cual opinó lo siguiente: "Es procedente APROBAR la propuesta de modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 (NCO-04), denominada Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio (...) Propuesta remitida por parte del Administrador del Mercado Mayorista mediante nota con referencia GG-709-2020. Lo anterior en observancia del literal j) del artículo 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista...". Asimismo, opinó que se debe instruir al AMM, que proceda de acuerdo con el artículo 20 literal k) del RAMM, para que realice una versión consolidada de la Norma relacionada. Por su parte, el veintiséis de noviembre de dos mil veinte, la Gerencia Jurídica de esta Comisión emitió el dictamen jurídico identificado como GJ-Dictamen-14709, mediante el cual opinó que: "...es procedente que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emita resolución por medio de la cual apruebe la modificación propuesta por el Administrador del Mercado Mayorista, a la Norma de Coordinación Operativa No. 4, Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, de conformidad con lo indicado el dictamen técnico identificado como GTM-Dictamen-1174 y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 13 literal j) del RAMM, puesto que no existen objeciones de carácter técnico."

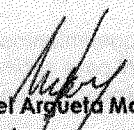
POR TANTO:

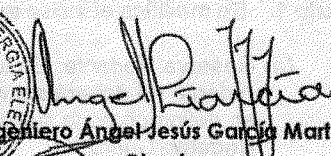
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y normas citadas,


RESUELVE:


- I. Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-, Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, contenida en la Resolución Número 2658-03 del Acta Número 2658, de la sesión celebrada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, de fecha diecinueve de noviembre de dos mil veinte, consistente en la modificación de la referida Norma, la cual se anexa a la presente resolución.
- II. Se instruye al Administrador del Mercado Mayorista para que realice una versión consolidada de la Norma de Coordinación Operativa a la que se hace referencia en el numeral romano I. anterior, de manera que en dicha versión se incorporen las modificaciones aprobadas mediante la presente resolución y las mismas se encuentren disponibles para todos los Participantes del Mercado Mayorista.
- III. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Operativa No. 4, Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, que no están siendo modificadas mediante la presente resolución, continúan vigentes e inalterables.
- IV. Notificar al Administrador del Mercado Mayorista para los efectos legales y su publicación correspondiente.


Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
 Presidente


Ingeniero José Rafael Argueta Montenegro
 Director


Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
 Director


Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
 Secretaria General


 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
 Secretaria General

RESOLUCIÓN NÚMERO 2658-03**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA****CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista y en el inciso a, del artículo 44 preceptúa que es a este al que le corresponde realizar la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico debiendo consecuentemente, después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que es necesario incorporar mejoras a la prestación del servicio de la Reserva Rodante Operativa, por lo que existe la necesidad de actualizar los márgenes de referencia de la reserva de acuerdo con los requerimientos actuales de operación del Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de realizar la coordinación de la operación dentro de los requerimientos de calidad del servicio y seguridad, asegurando el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista realizar la coordinación de la operación dentro de los requerimientos de calidad del servicio y seguridad, por lo que se identificaron mecanismos de mejora a la prestación del servicio de la Reserva Rodante Operativa, entre los cuales están la diferenciación de las magnitudes de reserva en sentidos para subir y para bajar generación, el establecimiento de una ecuación dinámica de cálculo de la magnitud de RRO acorde a lo requerido por el Sistema Nacional Interconectado de manera horaria, el dimensionamiento de RRO para subir y para bajar con magnitudes distintas según sea el requerimiento del sistema.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere la normativa citada; los artículos 44 y 45 de la Ley General de Electricidad, el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos: 1, 14, y 20, inciso c, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista,

RESUELVE:**I) EMITIR:**

La siguiente:

MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA No. 4.**DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MÍNIMOS DE SERVICIO**

Artículo 1. Se modifica el inciso a, del numeral 4.3.2.1, el cual queda así:

- (a) 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.

Artículo 2. Se modifica el inciso c, del numeral 4.3.2.1, el cual queda así:

- (c) 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.

Artículo 3. Se modifica el numeral 4.4.3.2, el cual queda así:

- 4.4.3.2 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.

Artículo 4. Se agrega el anexo 4.2, el cual queda así:

ANEXO 4.2**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:

- Comportamiento histórico y estadístico de la demanda y generación del S.N.I.
- 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.
- 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_{S2Sh} : 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.

$MRS2Sh$: 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:

$$\begin{aligned} R_{S1Bh} &= MRS1Bh * PGSNIh, \\ R_{S2Bh} &= MRS2Bh * PGSNIh \end{aligned}$$

En donde:

R_{S1Bh} : Magnitud en MW de la reserva para bajar por requerimientos operativos del S.N.I. en la hora h.

$MRS1Bh$: Margen en porcentaje de reserva por requerimientos operativos del S.N.I. para bajar, en la hora h, establecido en la PLP vigente.

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

R_{S2Bh} : 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.

$MRS2Bh$: 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:

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

En donde:

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

MR_{eolSh} : 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_{eolBh} : Magnitud en MW de la reserva para bajar por requerimientos operativos del conjunto de centrales eólicas, en la hora h.

MR_{eolBh} : 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:

$$\begin{aligned} R_{solSh} &= MR_{solSh}(Ps_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \text{ época del año, hora del día, } P_{Is} \\ R_{solBh} &= MR_{solBh}(Ps_h) : \begin{cases} [00 - 20]\% \\ [20 - 40]\% \\ [40 - 60]\% \\ [60 - 80]\% \\ [80 - 100]\% \end{cases} \text{ época del año, hora del día, } P_{Is} \end{aligned}$$

En donde:

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

MR_{solSh} : 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.

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

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

MR_{solBh} : 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:

$$RRO_{Sh} = \max\{[R_{S1Sh} + \max(R_{S2Sh}, R_{eolSh}, R_{solSh})], R_{SegOp}\}$$

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:

$$RRO_{Bh} = R_{S1Bh} + \max(R_{S2Bh}, R_{eolBh}, R_{solBh})$$

En donde:

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

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. A partir de la aprobación y publicación en el Diario de Centro América, el Administrador del Mercado Mayorista realizará las adecuaciones necesarias en sus diferentes procedimientos internos, para que se implemente la diferenciación de la Reserva Rodante Operativa para subir y bajar generación, para el año estacional mayo 2021 – abril 2022.
2. Para la Programación de Largo Plazo del año estacional mayo 2021 – abril 2022, para cada hora, la RRO para subir y para bajar será el menor valor entre la RRO Máxima indicada en la Tabla No.1. y el valor calculado de acuerdo a la aplicación del procedimiento descrito en el anexo 4.2:

Tabla No.1. RRO Máxima por hora

Hora		RRO Máxima	
De	A	Para Subir	Para Bajar
00:01	01:00	5.00%	5.00%
01:01	02:00	5.00%	5.00%
02:01	03:00	5.00%	5.00%
03:01	04:00	5.00%	5.00%

04:01	05:00	5.00%	5.00%
05:01	06:00	4.50%	5.50%
06:01	07:00	5.00%	4.00%
07:01	08:00	4.50%	4.50%
08:01	09:00	4.00%	4.00%
09:01	10:00	4.00%	4.00%
10:01	11:00	4.00%	4.00%
11:01	12:00	4.00%	4.00%
12:01	13:00	4.00%	4.00%
13:01	14:00	4.00%	4.00%
14:01	15:00	4.00%	4.00%
15:01	16:00	4.00%	4.00%
16:01	17:00	4.50%	4.50%
17:01	18:00	5.00%	4.00%
18:01	19:00	3.00%	4.00%
19:01	20:00	3.50%	3.50%
20:01	21:00	3.50%	3.50%
21:01	22:00	4.00%	5.00%
22:01	23:00	5.50%	4.50%
23:01	24:00	5.00%	5.00%

Cada año con la Programación de Largo Plazo, el Administrador del Mercado Mayorista actualizará y publicará los porcentajes horarios de RRO Máxima para subir y para bajar indicados en la Tabla No.1., de la siguiente forma:

- Para el rango de horas comprendido entre la hora antes y la hora después de los cambios de banda horaria de demanda, añadiendo entre 0.5% y un 1.0%, de acuerdo con los análisis que se hagan de la operación del S.N.I. según lo estipulado en el artículo 54 y 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; y,
- Para las demás horas, añadiendo hasta un 0.5%, de acuerdo con los análisis que se hagan de la operación del S.N.I. según lo estipulado en el artículo 54 y 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Este procedimiento transitorio estará vigente para cada hora del día, hasta que las actualizaciones porcentuales anuales realizadas en la Programación de Largo Plazo para cada hora alcancen en la hora los valores requeridos por la operación del S.N.I., resultado de la aplicación de la metodología descrita en el numeral A.4.2.3, con una magnitud en MW de la reserva para subir y para bajar debida al Error de Control de Área no corregido en el S.N.I. correspondiente al año anterior. Para el primer año se utilizarán los datos del año 2020.

Artículo 5. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el Diario de Centro América.

Artículo 6. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en el cumplimiento del artículo 13, literal j del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

(204087-2)-4-diciembre



MUNICIPALIDAD DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, DEPARTAMENTO DE SAN MARCOS

ACTA NÚMERO 131-2020 PUNTO SÉPTIMO


El infrascrito Secretario del Concejo Municipal del Municipio de San Pedro Sacatepéquez Departamento de San Marcos, CERTIFICA: Tener a la vista el libro de actas en uso de sesiones ordinarias y extraordinarias del Concejo Municipal, en el que aparece el acta que copiada en lo conducente dice:

ACTA NÚMERO: CIENTO TREINTA y UNO GUIÓN DOS MIL VEINTE (131-2,020). Sesión Pública Ordinaria celebrada por el Concejo Municipal del Municipio de San Pedro Sacatepéquez, Departamento de San Marcos, el día TREINTA de Septiembre del año dos mil veinte, presidida por el Señor Alcalde Municipal, Doctor Juan Elíézer González González, con asistencia del señor Síndico 2º. Municipal Ingeniero Angel Antonio Velásquez González, y de los siguientes Concejales: 1º. Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales Gustavo Adolfo Cifuentes Navarro, 4º. Abogado y

Notario Rubén Boscely Miranda López, 5º. Ciudadano Luis Noel Fuentes Angel, 6º. Doctor Jenner Moisés Cardona López, 7º. Licenciado Roberto Carlos Bautista Vásquez. Ausente por estar sufriendo quebrantos de salud, los siguientes integrantes del Concejo Municipal: Síndico 1º. Municipal Licenciado Abel David Orozco López, Concejales 2º. Municipal Licenciado Abner Antonio Rivera Fuentes, Concejales 3º. Municipal Licenciada Ana Lucrecia López Ramírez de Gutiérrez. Estando presente el Señor Secretario Municipal quién suscribe la presente, Perito Contador Artemio Saúl Bautista Orozco, siendo las seis horas con diez minutos, constituidos en el Salón de Sesiones del Concejo Municipal, se procedió de la siguiente manera: . . . PRIMERO: . . . **SEPTIMO:** El Concejo Municipal del Municipio de San Pedro Sacatepéquez, Departamento de San Marcos, CONSIDERANDO: Que de conformidad con el artículo Ciento Cinco (105) del Decreto Legislativo Doce Guión Dos Mil Dos (12-2002), especifica que el Concejo Municipal podrá resolver la condonación o la rebaja de multas y recargos por falta de pago de arbitrios, tasas y otras contribuciones y derechos, siempre que lo adeudado se cubra en el tiempo que se señala. CONSIDERANDO: Que el Artículo Doce (12) del Código Tributario establece que un Arbitrio es el impuesto decretado por ley a favor de una o varias municipalidades. CONSIDERANDO: Que de conformidad con la Constitución Política de la República de Guatemala y el Código Municipal, contenido en el Decreto Número Doce Guión Dos Mil Dos (12-2002) del Congreso de la República, se establece que el Gobierno Municipal corresponde al Concejo Municipal, el cual está facultado para emitir sus Acuerdos, Reglamentos y Ordenanzas. CONSIDERANDO: Que el Artículo treinta y cinco (35), literal a), del Código Municipal establece que el Concejo Municipal es competente en la iniciativa, deliberación y decisión de los asuntos municipales. CONSIDERANDO: Que esta Municipalidad debe buscar los mecanismos para captar fondos por medio del cobro de arbitrios y tasas municipales. CONSIDERANDO: Que a la fecha existen personas que adeudan a esta comuna, en concepto de pago por: Estacionamiento de Vehículos, Multas de Tránsito, Arrendamiento de Locales de los Centros Comerciales Número Uno y Centro Comercial Número Dos, Mercado La Nueva Terminal de El Mosquito y Mercado La Placita, Impuesto Único Sobre Inmuebles, siendo conveniente para captar fondos y favorecer a los vecinos, rebajar o exonerar las multas e intereses por el atraso de dichos pagos. CONSIDERANDO: Que en el presente caso, el Honorable Concejo Municipal acordó solicitar a los Jueces de Asuntos Municipales y de Tránsito, presentar una propuesta para conceder amnistía para conceder exoneraciones de multas a los distintos contribuyentes de esta Municipalidad, para los meses de Diciembre del año dos mil veinte, y los meses de enero y febrero del año dos mil veintiuno. **POR TANTO:** El Concejo Municipal atendiendo propuesta presentada por los señores Jueces de Asuntos Municipales y de Tránsito de esta Municipalidad, haciendo uso de las facultades que confiere la Constitución Política de la República de Guatemala, Código Tributario y Código Municipal, con el voto favorable de las dos terceras partes de sus integrantes presentes **ACUERDA: Artículo 1º: A)** Conceder exoneración del 50% en multas de tránsito y administrativas impuestas por la Policía Municipal de Tránsito, Juzgado de Asuntos Municipales o Juzgado Municipal de Tránsito de la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, para las personas infractoras que paguen en el período comprendido del 7 al 31 de diciembre del año 2020; **B)** Conceder exoneración del 40% en multas de tránsito y administrativas impuestas por la Policía Municipal de Tránsito, Juzgado de Asuntos Municipales o Juzgado Municipal de Tránsito de la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, para las personas infractoras que paguen en el período comprendido del 1 al 31 de enero del año 2021; **C)** Conceder exoneración del 30% en multas de tránsito y administrativas impuestas por la Policía Municipal de Tránsito, Juzgado de Asuntos Municipales o Juzgado Municipal de Tránsito de la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, para las personas infractoras que paguen en el período comprendido del 1 al 28 de febrero del año 2021; **D)** Conceder exoneración total de los intereses por mora por las multas de tránsito y administrativas pendientes de pago impuestas por la Policía Municipal de Tránsito, Juzgado de Asuntos Municipales o Juzgado Municipal de Tránsito de la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, para las personas infractoras que paguen la multa respectiva en la forma relacionada en los tres incisos anteriores, dentro del período comprendido del 7 al 31 de diciembre del 2020 y del 1 de enero al 28 de febrero del año 2021. **Artículo 2º: A)** Conceder exoneración del 100% de multas, recargos, e intereses por mora, impuestas por la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, y sus dependencias, en concepto de: a) Arrendamiento de Locales de los Centros Comerciales 1 y 2, Mercado La Nueva Terminal de El Mosquito y Mercado La Placita; b) Estacionamiento de Vehículos; c) Impuesto Único Sobre Inmuebles; d) Licencias de Construcción. Esta exoneración procederá para quienes paguen la totalidad de la deuda respectiva dentro del período comprendido del 7 al 31 de diciembre del año 2020. **B)** Conceder exoneración del 85% de multas, recargos, e intereses por mora, impuestas por la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, y sus dependencias, en concepto de: a) Arrendamiento de Locales de los Centros Comerciales 1 y 2, Mercado La Nueva Terminal de El Mosquito y Mercado La Placita; b) Estacionamiento de Vehículos; c) Impuesto Único Sobre Inmuebles; d) Licencias de Construcción. Esta exoneración procederá para quienes paguen la totalidad de la deuda respectiva dentro del período comprendido del 1 al 31 de enero del año 2021. **C)** Conceder exoneración del 75% de multas, recargos, e intereses por mora, impuestas por la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, y sus dependencias, en concepto de: a) Arrendamiento de Locales de los Centros Comerciales 1 y 2, Mercado La Nueva Terminal de El Mosquito y Mercado La Placita; b) Estacionamiento de Vehículos; c) Impuesto Único Sobre Inmuebles; d) Licencias de Construcción. Esta exoneración procederá para quienes paguen la totalidad de la deuda respectiva dentro del período comprendido del 1 al 28 de febrero del año 2021. **Artículo 3º.** El plazo para gozar de estos beneficios tendrá una vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial hasta el veintiocho de febrero del año dos mil veintiuno. Dado en el Salón de Sesiones de esta Municipalidad, a treinta días del mes de Septiembre del año dos mil veinte. **Artículo 4º.** El contenido del presente acuerdo es de observancia general para la población del municipio de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos. Transcribase. FS) Ilegibles. Sellos correspondientes.

Y, para los usos legales que se estimen convenientes, se extiende la presente copia certificada, debidamente confrontada con su original, en el municipio de San Pedro Sacatepéquez, Departamento de San Marcos, a treinta días del mes de Noviembre del año dos mil veinte.-


P.C. Artemio Saúl Bautista Orozco
Secretario Municipal


Vo. Bo. Dr. Juan Elíézer González González
Alcalde Municipal

