



Año CIX

Panamá, R. de Panamá lunes 28 de octubre de 2013

Nº
27404-B

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº AN 6739-Elec
(De viernes 25 de octubre de 2013)

QUE APRUEBA LA METODOLOGÍA DE DETALLE PARA LA MITIGACIÓN DEL RIESGO DE DESABASTECIMIENTO (MRD).

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº AN 6740-Elec
(De viernes 25 de octubre de 2013)

QUE APRUEBA LA METODOLOGÍA DE DETALLE A APLICAR CUANDO HAY GENERACIÓN OBLIGADA (MGO).

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº AN 6741-Elec
(De viernes 25 de octubre de 2013)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DEL APÉNDICE E DEL SISTEMA REGULATORIO UNIFORME DE CUENTAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO (SRUC), APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-1623 DE 15 DE OCTUBRE DE 1999 Y SUS MODIFICACIONES.



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 6939 -Elec

Panamá, 25 de octubre de 2013

"Que aprueba la Metodología de Detalle para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD)"

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el artículo 59 del Texto Único de la referida Ley 6 establece que la Operación Integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional y la misma está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);
4. Que el artículo 60 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señala las funciones de la Operación Integrada, las cuales deberán realizarse cediéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación;
5. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
6. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados **Metodologías de Detalle**, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación;



Resolución AN No. 6739 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 2

7. Que las modificaciones introducidas a las Reglas Comerciales a través de las Resoluciones AN No.6007-Elec de 13 de marzo de 2013 y AN No.6166-Elec de 27 de mayo de 2013, hacen necesario realizar cambios a las Metodologías de Detalle, identificándose la necesidad de crear la metodología para la Mitigación del Riesgo de Desahastecimiento (MRD);
8. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - 7.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa,
 - 7.2 El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
 - 7.3 El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe."
9. Que mediante Nota No. ETE-DCND-039-2013 de 14 de agosto de 2013, el CND presentó a la ASEP el Informe Final de Metodología No. CND-07-2013, por lo que en cumplimiento a lo establecido en el numeral 15.4.18 de las Reglas Comerciales, la ASEP mediante Nota DSAN No. 2287-13 de 16 de septiembre de 2013, envió comentarios que, a juicio de esta Autoridad Reguladora, son necesarios incluir, así como las modificaciones propuestas por el CND al Comité Operativo;
10. Que el Comité Operativo remitió mediante Nota No. CO-024-2013 de 1 de octubre de 2013, el documento al cual se refiere el considerando anterior, con una serie de comentarios al texto del mismo;
11. Que por otro lado el CND mediante Nota No. DCND-GOP-961-2013 de 4 de octubre de 2013, presentó por segunda vez a esta Autoridad Reguladora para su respectivo análisis los comentarios relacionados con la propuesta de modificación;
12. Que la ASEP mediante Nota DSAN No. 2618-2013 de 16 de octubre de 2013, envió nuevamente para el análisis del Comité Operativo las modificaciones a dicho proyecto de metodología; en vista que los cambios propuestos eran considerables, esta Autoridad Reguladora consideró pertinente que el referido Comité analizara los mismos;
13. Que finalmente, el Comité Operativo remitió la Nota No. CO-028-2013 de 24 de octubre de 2013 indicando a esta Autoridad Reguladora sus comentarios finales a la metodología indicada;

*
09-10-13



Resolución AN No. 6739 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 3

14. Que en atención a lo antes expuesto y a lo establecido en el numeral 15/4.1.8 de las Reglas Comerciales, corresponde a la ASEP aprobar, modificar o rechazar la propuesta incluida en el Informe Final de la "Metodología de Detalle para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD)";
15. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios, así como la propuesta de modificación, considera que la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Metodología de Detalle para la Mitigación de Riesgo de Desabastecimiento (MRD), cuyo texto constituye el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No.26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Texto Único de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

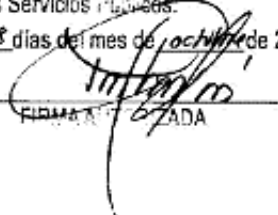

ZELMAR RODRIGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los veintiocho (28) días
del mes octubre de 2013
a las 11:25 de la AM
Notifico al Sr. Mariangel Herrera
Resolución que antecede.


9.278.1437

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 28 días del mes de octubre de 2013


FIRMA AUTORIZADA





ASEP

Autoridad Nacional
de los Servicios Públicos

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 6739 -ELEC DE 25 DE octubre DE 2013



METODOLOGÍA PARA LA MITIGACIÓN DEL RIESGO DE DESABASTECIMIENTO

(ATENCIÓN: Este procedimiento deberá leerse conjuntamente con los siguientes procedimientos: Cálculo del Valor del Agua, Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; y Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(MRD.1) Objetivos

(MRD.1.1) Establecer la metodología a seguir para definir la política operativa, tomando en cuenta las restricciones de seguridad para mantener en los embalses del sistema un nivel que garantice el abastecimiento del sistema ante condiciones hidráulicas secas.

(MRD.1.2) Establecer criterios para determinar las cantidades de energía óptimas a producir por los recursos de generación de los cuales dispone el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

(MRD.2) Generalidades

(MRD.2.1) La energía óptima a producir es aquella que surge de un proceso jerárquico de optimización y parte del Despacho de Mediano Plazo (CVA.3) y representa lo mejor posible las características técnicas del SIN y de los requerimientos de confiabilidad asociados a la seguridad de la operación y al abastecimiento de la Demanda, en cumplimiento del Reglamento de Operación MDP.1.6 y MDP.1.7.

(MRD.3) Construcción de la curva de aversión al riesgo (CAR)

Como medida preventiva para minimizar los riesgos de desabastecimiento se calculará una vez al año la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) que represente la cantidad de energía mínima que el sistema tendrá almacenada en etapas semanales durante un periodo de doce meses que garantice el abastecimiento seguro y confiable de la Demanda. La CAR deberá publicarse oportunamente, cada vez que se calcule o modifique la misma, e implementarse en la siguiente semana de despacho con respecto de su publicación. La publicación anual de la CAR deberá realizarse considerando lo establecido en el (MRD.3.2), para que la implementación de la misma considere el año hidrológico completo.

La CAR es la energía mínima requerida en los embalses con capacidad de regulación superior a 90 días para cubrir la demanda luego de considerar las demás contribuciones de generación (generación térmica, generación de pasada, generación producida por los caudales recibidos sobre los embalses, generación de autogeneradores).

El CND remitirá a la ASEP, con carácter informativo, a más tardar 3 días hábiles después de construida la CAR o de cada actualización que se le haga, el archivo en formato EXCEL, que permita la reproducción de los cálculos.



(MRD.3.1) Definición del año seco.

El cálculo de la CAR estará basado en el mínimo valor esperado de disponibilidad de generación hidráulica. La verificación de dicho régimen se calculará con datos secuenciales/cronológicos que van de julio a junio del siguiente año.

(MRD.3.2) Selección de la semana de referencia para la construcción de la CAR.

El análisis regresivo para definir la CAR considerará como semana de referencia del siguiente año para el cálculo del año hidrológico de la CAR, la semana que históricamente presenta los máximos aportes hidrológicos, certificados por HIDROMET (ETESA). El año hidrológico son las 52 semanas anteriores a la semana de referencia antes indicada.

(MRD.3.3) Construcción de la CAR.

Se establecerá un nivel de energía para cada semana del período de la CAR realizando un análisis regresivo. El nivel de los embalses deberá garantizar el abastecimiento de la Demanda de manera confiable y segura para cada una de las semanas, considerando las premisas establecidas en MRD.3.4. El cálculo de esta reserva de energía es desarrollado en la (MRD.3.5). El nivel mínimo de los embalses con regulación mayor a 90 días debe garantizar, para todo el período de la CAR, una operación de dichas centrales hidroeléctricas considerando aportes hidrológicos nulos y la central despachada a plena carga, por 8 horas diarias en días hábiles, durante 30 días calendario.

(MRD.3.4) Contribución de la Generación y Demanda estimada.

(MRD.3.4.1) Contribución de generación térmica (G_T): Se utilizará como contribución de generación térmica la capacidad de las centrales térmicas afectadas por el último Factor de Disponibilidad Equivalente (EA) calculado considerando su operación real de los últimos 36 meses, salvo para las semanas de los meses de marzo a mayo en el cual debe utilizarse para cada uno de estos meses, la disponibilidad semanal más baja coincidente en el plantel térmico completo correspondiente a cada mes, que se haya registrado en el año en que se construye la CAR.

(MRD.3.4.2) Contribución de generación de pasada (G_{HP}): Se calculará de acuerdo al año seleccionado en el (MRD.3.1).

(MRD.3.4.3) Contribución de generación de embalses (G_{HE}): Se calculará de acuerdo al año seleccionado en el (MRD.3.1).

(MRD.3.4.4) Contribución de autogeneradores (G_{AG}): Se considera la capacidad de la central térmica de aquellas unidades requeridas para el respaldo de sus requerimientos igual a cero.



(MRD.3.4.5) Sólo se considerará generación que haya entrado en operación comercial a la fecha del cálculo de la CAR.

(MRD.3.4.6) El CND determinará la Demanda a considerar en el cálculo de la CAR, para lo cual utilizará como referencia el Informe Indicativo de Demandas, el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y/o sus propios análisis.

(MRD.3.5) La ecuación a utilizar para construir la CAR será la siguiente:

$$CAR_t = \min\{E_{max,emb}, \max[E_{min,emb}, (D_{t+1} - (G_{T,t+1} + G_{HP,t+1} + G_{AF,t+1} + G_{AG,t+1}) + CAR_{t+1})]\}$$

Donde:

- t: etapa semanal
- CAR: energía mínima requerida en la etapa t en los embalses con regulación mayor a 90 días.
- E_{max,emb}: Energía máxima a almacenar en los embalses de regulación mayor a 90 días, considerando el Volumen de Espera que establezca el Centro Nacional de Despacho para garantizar la optimización del recurso hidroeléctrico.
- E_{min,emb}: Energía mínima a almacenar en los embalses de regulación mayor a 90 días, de acuerdo a MRD.3.3
- D: Demanda estimada
- G_T: Contribución de Generación Térmica.
- G_{HP}: Contribución de Generación de las unidades Hidráulica de Pasada.
- G_{AF}: Contribución de generación afluente en los embalses.
- G_{AG}: Contribución de Generación de autogeneradores.

Para la condición final del análisis regresivo, la energía mínima a almacenar, en los embalses que tengan regulación mayor a 90 días, será calculada considerando la energía requerida para garantizar el abastecimiento de la demanda de manera confiable y segura, considerando el mínimo establecido en el (MRD.3.3).

(MRD.3.6) El CND deberá distribuir la CAR obtenida entre los embalses que participen en la construcción de la misma.

(MRD.3.7) Durante el periodo de vigencia de la CAR, la misma se modificará únicamente para las semanas futuras y sólo cuando se tenga al menos una de las siguientes causales:





- Por la entrada en operación comercial de una nueva central de generación no contemplada en el cálculo original de la CAR para dicho período.
- Ante el retiro imprevisto, total o parcial, permanente o temporal de más de cuatro (4) semanas consecutivas, de generación considerada originalmente en la construcción de la CAR. Dicha generación deberá retirarse del cálculo de la CAR durante el período estimado que determine el CND. Ante diferencias en la reincorporación real de generación con respecto a lo originalmente estimado, el CND deberá realizar las actualizaciones que sean necesarias para que la CAR refleje en todo momento la disponibilidad real del plantel de generación.
- Por variaciones en las proyecciones de demanda considerada en el cálculo de la CAR que provoque un cambio porcentual de 5% de la energía prevista a almacenar en el sistema para garantizar el abastecimiento seguro y confiable de la Demanda.

(MRD.3.8) Al requerirse modificaciones a la CAR debido a las causales establecidas en el numeral (MRD.3.7), su implementación se realizará en la siguiente semana de despacho y la misma deberá ser publicada.

(MRD.4) Incorporación de la CAR para la administración óptima de los recursos de generación

(MRD.4.1) El CND, semanalmente, realizará un Estudio de Mediano Plazo Estocástico con las premisas establecidas en la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA). En dicho Estudio, sólo se representará la Curva de Aversión al Riesgo, y no se considerarán ningún otro tipo de restricciones, con el objetivo de identificar las Alertas Tempranas sobre violaciones a la CAR que conlleven posibles situaciones de déficit.

(MRD.4.2) La penalidad por violación de la CAR debe ser tal que garantice que sólo se despachará la unidad hidráulica para minimizar que se utilice la energía almacenada en reserva destinada para reducir el riesgo de desabastecimiento y la generación térmica fuera de mérito necesaria para garantizar los niveles de la CAR.

(MRD.4.3) La administración óptima de los recursos de generación para garantizar el suministro deberá internalizarse en la programación de corto plazo. Como resultado de dicha administración óptima en el Predespacho Semanal, la energía total almacenada en los embalses al final de la semana programada, deberá procurar ser superior a la energía total determinada por la CAR. El CND deberá aplicar los correctivos necesarios llamando al despacho generación fuera de mérito en dicha semana y la subsiguientes.

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 6740 -Elec

Panamá, 25 de octubre de 2013

"Que aprueba la Metodología de Detalle a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO)"

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ANSP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el artículo 59 del Texto Único de la referida Ley 6 establece que la Operación Integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional y la misma está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);
4. Que el artículo 60 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señala las funciones de la Operación Integrada, las cuales deberán realizarse cifiéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación;
5. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
6. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados **Metodologías de Detalle**, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación;

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 6740 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 2

7. Que las modificaciones introducidas a las Reglas Comerciales a través de las Resoluciones AN No.6007-Elec de 13 de marzo de 2013 y AN No.6166-Elec de 27 de mayo de 2013, hacen necesario realizar cambios a la Metodología de Detalle que establece el procedimiento a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO);
8. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:
 - 7.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.
 - 7.2.El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
 - 7.3.El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe."
9. Que mediante Nota No. ETE-DCND-039-2013 de 14 de agosto de 2013, el CND presentó a la ASEP el Informe Final de Metodología No. CND-07-2013, por lo que al cumplir con lo establecido en el numeral 15.4.18 de las Reglas Comerciales, la ASEP mediante Nota DSAN No. 2287-13 de 16 de septiembre de 2013, envió comentarios que, a juicio de esta Autoridad Reguladora, son necesarios incluir, así como las modificaciones propuestas por el CND al Comité Operativo;
10. Que el Comité Operativo remitió mediante Nota No. CO-024-2013 de 1 de octubre de 2013, el documento al cual se refiere el considerando anterior, con una serie de comentarios al texto del mismo;
11. Que por otro lado el CND mediante Nota No. DCND-GOP-961-2013 de 4 de octubre de 2013, presentó por segunda vez a esta Autoridad Reguladora para su respectivo análisis los comentarios relacionados con la propuesta de modificación;
12. Que la ASEP mediante Nota DSAN No. 2618-2013 de 16 de octubre de 2013, envió nuevamente para el análisis del Comité Operativo las modificaciones a dicho proyecto de metodología; en vista que los cambios propuestos eran considerables, esta Autoridad Reguladora consideró pertinente que el referido Comité analizara los mismos;
13. Que finalmente, el Comité Operativo remitió la Nota No. CO-028-2013 de 24 de octubre de 2013 indicando a esta Autoridad Reguladora sus comentarios finales a la metodología indicada;
14. Que en atención a lo antes expuesto y a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, corresponde a la ASEP aprobar, modificar o rechazar la propuesta incluida en el Informe Final de la "Metodología de Detalle para Aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO)";

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 6940 -Elec
Panamá, 25 de octubre de 2013
Página N° 3

15. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios, así como la propuesta de modificación, considera que la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR la Metodología de Detalle a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO), cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No.26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Texto Único de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚPLASE,

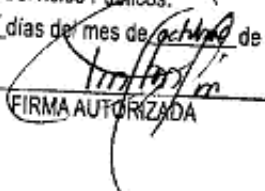

ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los veintiocho (28) días
del mes octubre de 2013
a las 11:35 de la PM
Notifico al Sr. Monzón Herrera de la
Resolución que antecede.


8-238-1437

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 28 días del mes de octubre de 20 13


FIRMA AUTORIZADA





ASEP

Autoridad Nacional
de los Servicios Públicos

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 6740 -ELEC DE 25 DE octubre DE 2013



METODOLOGÍA A APLICAR CUANDO HAY GENERACIÓN OBLIGADA

(MGO.1)

DEFINICIÓN Y GENERALIDADES

(MGO.1.1)

Generación Obligada es aquella que se produce por motivos distintos al Despacho Económico, alterando el orden de entrada de las unidades generadoras de acuerdo a los criterios de despacho económico. La generación obligada se presenta debido a restricciones de diferente índole en el sistema, las cuales obligan al CND a incorporar otros generadores a la operación integrada para mantener los requisitos técnicos de una operación del sistema en forma confiable, segura y de calidad.

(MGO.1.2)

La generación obligada resultante siempre deberá tener una justificación técnica y una económica. Esto significa que la restricción deberá estar técnicamente justificada y que el beneficio al sistema como consecuencia de la implementación de una generación obligada, sea mayor que el costo que ocasione tal generación.

(MGO.1.3)

Los tipos de restricciones o limitaciones que justifican la generación obligada son:

(MGO.1.3.1)

Requerimientos del reactivo necesario para mantener los niveles de tensión en la red y/o superar limitaciones en la capacidad de la línea o bien por restricciones en la red de transmisión y/o distribución para garantizar la estabilidad en el sistema.

(MGO.1.3.2)

Trabajos de mantenimiento en el sistema o libranzas de los Agentes.

(MGO.1.3.3)

Las limitaciones operativas de unidades generadoras.

(MGO.1.3.4)

Por requerimientos de la demanda.

(MGO.1.3.5)

Por criterios de despacho económico.

(MGO.1.3.6)

Por mitigación del riesgo de desabastecimiento.

(MGO.2)

LIMITACIONES EN LAS REDES: Esta restricción puede darse por limitaciones en la red de transmisión, o por limitaciones en la red de distribución.

(MGO.2.1)

Limitaciones en la red de transmisión.

(MGO.2.1.1)

Restricción: Esta situación se presenta cuando en un momento dado: i) se requiere reactivo adicional, debido a la configuración de la red, condiciones de cargabilidad de las líneas de transmisión y/o el despacho económico de la generación, ii) existen limitaciones para mantener los niveles de voltaje en las subestaciones de transmisión dentro de los límites establecidos en las Normas



de Diseño y las Normas de Calidad del Sistema de Transmisión contenidas en el Reglamento de Transmisión, incluyendo restricciones que surjan por incumplimientos en el criterio de seguridad N-1, iii) cuando por consecuencia de eventos en la red de transmisión, sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real, que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda y iv) cuando por condiciones de cargabilidad por restricción térmica de las líneas de transmisión y/o por restricciones de flujo por seguridad operativa, sea necesaria la sincronización de unidades de generación fuera de mérito en tiempo real, que no fueron contempladas en el predespacho diario, o la programación de unidades de generación fuera de mérito cuya ocurrencia es previsible, es decir, que son consideradas en el Predespacho Semanal o en el Predespacho Diario

- (MGO.2.1.2)

Procedimiento: Le corresponde al CND dar la instrucción de arranque de la unidad generadora que corresponda dentro del plan de despacho de carga, o alterar el orden de arranque de acuerdo a las condiciones técnicas más favorables para resolver el problema. Antes de optar por esta medida, el CND deberá agotar todas las opciones a mano para controlar el reactivo, tales como: operar los reguladores de voltaje en los transformadores de transmisión a los bancos de condensadores (capacitores) del sistema de transmisión.
- (MGO.2.1.3)

Responsable
- (MGO.2.1.3.1)

El Agente Transportista es responsable de prestar el servicio público de transmisión de electricidad, con un nivel de calidad satisfactorio acorde con los parámetros establecidos en las normas, para lo cual debe realizar los trabajos e inversiones que estime convenientes. Será el Agente Transportista quién deberá pagar la compensación asociada a la generación obligada en estos casos.
- (MGO.2.1.3.2)

El CND identificará a los Agentes transportistas responsables que dan origen a la generación obligada causada por limitaciones de la red de transmisión y que deberán pagar la compensación asociada a la generación obligada y costos de arranques de las unidades generadoras requeridas por el despacho.
- (MGO.2.1.4)

Compensación: El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.
- (MGO.2.2)

Limitaciones de los Distribuidores
- (MGO.2.2.1)

Restricción
- (MGO.2.2.1.1)

Esta situación se presenta cuando en un momento dado: i) el factor de potencia de los distribuidores, en los puntos de entrega, esté fuera de las Normas de Calidad del Servicio Técnico para las Redes de Transmisión (Capítulo VII.2,

A.



Sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva); lo que se puede dar por efectos de indisponibilidad de los bancos de condensadores (capacitores) existentes o por insuficiencia de los mismos frente a los aumentos de carga en el sistema del Agente Distribuidor, y ii) cuando por consecuencia de eventos en la red de distribución sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda.

- (MGO.2.2.1.2) Antes de tomar la acción, el CND deberá asegurarse que ha tomado todas las medidas operacionales disponibles para control del reactivo a nivel de la red de transmisión, pero que a pesar de ello, en el punto de entrega del Distribuidor, persiste la situación de un factor de potencia fuera de lo establecido en las Normas de Calidad vigentes.
- (MGO.2.2.2) **Procedimiento**
- (MGO.2.2.2.1) El CND notificará por escrito la situación al Distribuidor que corresponda para que corrija el problema.
- (MGO.2.2.2.2) El Distribuidor tendrá hasta tres meses para su corrección, luego de lo cual, si no ha cumplido, el CND comunicará por escrito los hechos al Ente Regulador de los Servicios Públicos.
- (MGO.2.2.2.3) No obstante lo anterior, y si la condición de tensión en el punto de entrega es lo suficientemente grave, de tal manera que se afecta significativamente la calidad del servicio al cliente, el CND podrá solicitar la sincronización de un generador habilitando generación obligada. El CND notificará inmediatamente al Distribuidor sobre tal solicitud.
- (MGO.2.2.2.4) Ante eventos en la red de distribución le corresponderá al CND dar la instrucción de arranque de la unidad generadora que corresponda dentro del plan de despacho de carga, o alterar el orden de arranque de acuerdo a las condiciones técnicas más favorables para resolver el problema.
- (MGO.2.2.3) **Responsable** El CND comunicará y asignará al Distribuidor infractor de la norma de calidad, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.
- (MGO.2.2.4) **Compensación** El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.
- (MGO.3) **TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA O LIBRANZAS DE LOS AGENTES**



- (MGO.3.1) **Restricción:** La salida programada para mantenimiento de una línea y/o equipos del sistema de transmisión, y/o el exceso en el tiempo de ejecución de los trabajos de mantenimiento con respecto a lo previsto y acordado con el CND, y/o las libranzas solicitada por los Agentes, pueden obligar a la sincronización de generadores no programados por el despacho económico, habilitando generación obligada para mantener las normas de seguridad y calidad en la operación de la red.
- (MGO.3.2) **Procedimiento**
- (MGO.3.2.1) En estos casos le corresponde al CND analizar y evaluar, en el entorno del programa de despacho económico, los parámetros operativos que resulten de la simulación del sistema bajo las condiciones del mantenimiento.
- (MGO.3.2.2) Le corresponde al CND hacer esta simulación para cada una de las solicitudes de mantenimiento o libranza.
- (MGO.3.2.3) Le corresponde al CND decidir sobre la necesidad de incorporar generación obligada en función de los resultados de la simulación de las normas de seguridad y calidad para la operación de la red.
- (MGO.3.2.4) Le corresponde al CND notificar a los Agentes sobre la situación.
- (MGO.3.3) **Responsable:** El CND identificará a el o a los responsables de cada restricción que origina generación obligada debido a mantenimiento o libranzas.
- (MGO.3.4) **Compensación:** El agente productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al Despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional. El pago de la compensación asociada a dicha generación obligada le corresponderá a el o a los responsables en forma proporcional a su participación en tal generación.

(MGO.4) **LAS LIMITACIONES OPERATIVAS DE UNIDADES GENERADORAS**

- (MGO.4.1) **Restricciones:**
- (MGO.4.1.1) Cuando el Agente generador declara una unidad con valor mayor a la potencia neta mínima despachable efectiva. El CND, con la colaboración del Agente respectivo, debe establecer tal potencia neta mínima despachable para la unidad de acuerdo a parámetros técnicos de general aceptación (por ejemplo: los del fabricante).
- (MGO.4.1.2) Cuando producto de una salida forzada de varias unidades, o cuando el CND solicita el arranque de varias unidades y éstas no entran en línea o entran con un retardo más allá del tiempo establecido para esta operación o, no pueden

Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada



mantenerse en línea el tiempo necesario para satisfacer los requerimientos de calidad, seguridad y suministro de la demanda del SIN en la operación del sistema en tiempo real y en consecuencia, el CND se vea obligado a arrancar las siguientes unidades con mayor costo variable. Esta condición se mantendrá desde la ocurrencia de la indisponibilidad de las unidades hasta que se compruebe la disponibilidad de las unidades sin ningún tipo de restricción y/o hasta las 24:00 horas del día en operación (final del día).

(MGO.4.2) **Procedimiento**

(MGO.4.2.1) El CND notificará a los Agentes Productores que ocasionen la restricción o cambios en el despacho económico por la indisponibilidad de sus unidades generadoras, sobre el o los arranques de las nuevas unidades generadoras no consideradas en el predespacho diario, y la generación obligada, en proporción a la energía dejada de entregar, para satisfacer los requerimientos de seguridad, calidad y suministro de la demanda del SIN en la operación del sistema en tiempo real, de acuerdo a las normas vigentes actuales.

(MGO.4.2.2) El CND comunicará y asignará el pago de los sobre costos debido a los arranques y la generación obligada, a los Agentes Productores con las limitaciones y/o indisponibilidades en sus unidades que hayan causado la entrada en operación de unidades no consideradas a operar en el predespacho diario.

(MGO.4.2.3) En el caso establecido en el (MGO.4.1.2), la unidad que entró con retardo es la que establece el precio en el mercado de ocasión durante todo el periodo en que la otra (de mayor costo variable) tenga que permanecer en línea, incluyendo el tiempo por condiciones operativas propias de esta última unidad.

(MGO.4.3) **Responsable**

(MGO.4.3.1.) El Agente Productor cuya unidad tenga las limitaciones operativas y ocasione la restricción es responsable y debe pagar la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.4.3.2) Para el caso descrito en el numeral MGO.4.1.2: Los Agentes Productores cuyas unidades: i) no entraron en línea, ii) entraron en línea con retraso, iii) se encuentra en salida forzada, es responsable y deberá pagar la compensación asociada a la generación obligada y los costos de arranques de las unidades generadoras utilizadas en su reemplazo. En el caso de existir más de un Agente Productor responsable, la compensación asociada a la generación obligada y los costos de arranques de las unidades generadoras utilizada en su reemplazo se distribuirá en proporción a la energía dejada de entregar.

(MGO.4.4) **Compensación**

Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligatoria

A



- (MGO.4.4.1) El Agente Productor que cubrió la generación obligada del caso, recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.
- (MGO.5) **POR REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA**
- (MGO.5.1) Si por un cambio significativo en las condiciones de oferta y demanda a lo largo de una hora, una energía resulta despachada parte de una hora y el precio horario de la energía para esa hora resulta inferior a su costo variable para el despacho, recibirá el tratamiento de una generación obligada por requerimiento de la demanda.
- (MGO.5.2) **Responsable** Se consideran responsables de la restricción a todos los Agentes Consumidores, según se establece en el numeral 9.6.1.6 de las Reglas Comerciales.
- (MGO.5.3) **Procedimiento** El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Agentes Consumidores.
- (MGO.5.4) **Compensación** El Agente o los Agentes Productores reciben en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su costo variable sea superior al precio horario en el Mercado Ocasional.
- (MGO.6) **POR CRITERIOS DE DESPACHO ECONOMICO**
- (MGO.6.1) Se considera como generación obligada por criterios de despacho económico cuando una unidad generadora se mantiene en línea durante un período debido a que ello resulta en un costo total menor de operación, comparado contra el costo total de operación que se hubiese registrado si se hubiera parado tal unidad.
- (MGO.6.2) **Responsable** El Despacho Económico.
- (MGO.6.3) **Procedimiento:** En los casos en que se mantenga esta generación obligada por despacho, el CND deberá tener disponibles los resultados de despacho para demostrar a los Agentes que el no parar la unidad generadora es la operación de menor costo.
- (MGO.6.4) **Compensación:** El Agente o los Agentes Productores reciben en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su Costo Variable aplicable al despacho sea superior al precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, en cuyo caso, el pago de la compensación asociada a esa



generación obligada, será asignado en forma proporcional a su participación en tal generación entre los Agentes que en ese momento compren en Mercado Ocasional.

(MGO.7) **PRUEBA DE LAS PLANTAS O UNIDADES GENERADORAS**

(MGO.7.1) Las pruebas requeridas por las plantas o unidades generadoras, pueden desplazar generación programada por el despacho económico.

(MGO.7.2) **Procedimiento**

(MGO.7.2.1) El Agente que solicita las pruebas deberá informar al CND antes que éste prepare el programa de generación semanal, para que la solicitud sea considerada en la siguiente semana, cumpliendo de esta manera con los numerales MDP.2.1, MDP.2.4 y MDP.2.7 del Reglamento de Operación. También deberá informar el tiempo de duración de las pruebas y suministrar un programa de potencia en sus respectivos periodos de prueba.

(MGO.7.2.2) Cuando se trate de una prueba que incida en el despacho semanal con un bloque de energía superior al 5% de la generación total de la semana, la prueba debe ser programada y modelada con por lo menos un mes de antelación para dar margen a que las partes afectada estudien posibles alternativas a la compensación económica de esta prueba (MGO.7.3).

(MGO.7.2.3) El CND despachará las plantas considerando la prueba solicitada.

(MGO.7.2.4) Durante el tiempo que duren las pruebas, las planta despachada por prueba entrará al despacho con costo cero, y no determinará el costo marginal durante ese periodo.

(MGO.7.2.5) El Agente Productor que realiza la prueba recibirá en compensación por la energía generada, el precio horario del mercado ocasional al momento de la prueba.

(MGO.7.2.6) El costo marginal económico será determinado de la manera usual, de acuerdo a lo establecido en el artículo 9.5 de las Reglas Comerciales.

(MGO.7.2.7) El CND no aprobará pruebas de una planta cuando ésta tenga que desplazar energía hidráulica en condiciones críticas de vertimiento de los embalses. Se considerará condición crítica cuando los organismos encargados de los pronósticos hidrológicos establezcan una probabilidad de vertimiento mayor del 75% en un horizonte de doce semanas.

(MGO.7.3) **Compensación:** La liquidación del Mercado Mayorista se hará de la manera usual. Como alternativa el generador en prueba podrá negociar previamente con los otros Agentes Productores afectados. Esta negociación estará sujeta a lo siguiente:

Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada



- (MGO.7.3.1) Presentación al CND de un documento debidamente firmado por los Agentes Productores afectados.
- (MGO.7.3.2) Aprobación del CND.
- (MGO.7.3.3) No debe afectar el Despacho de Precio.

- (MGO.8) **GENERACIÓN OBLIGADA POR MITIGACIÓN DEL RIESGO DE DESABASTECIMIENTO.**
- (MGO.8.1) Se considera como generación obligada por restricciones para la mitigación del riesgo de desabastecimiento la energía adicional fuera del orden de mérito, requerida para mantener un nivel de operación mínimo en los embalses para garantizar el abastecimiento de la Demanda.
- (MGO.8.2) **Responsable.** Se consideran responsables de la restricción a todos los Participantes Consumidores.
- (MGO.8.3) **Procedimiento.** La generación fuera de mérito que resulte en el Predespacho Semanal, aplicando lo indicado en la Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base, referente a para la mitigación del riesgo de desabastecimiento, será considerada generación obligada.
- (MGO.8.4) **Compensación.** El Agente o los Agentes Productores reciben en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su Costo Variable aplicable al despacho sea superior al precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

- (MGO.9) **NORMAS GENERALES**
- (MGO.9.1) El criterio para arrancar las unidades por generación obligada será el mismo criterio que se utiliza para el despacho económico del sistema, o sea, en orden ascendente de precios.
- (MGO.9.2) La generación obligada no participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional.
- (MGO.9.3) El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación, el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional y el costo de arranque si fuese el caso.



- (MGO.9.4) El Agente Productor desplazado por una generación obligada comprará la energía requerida para cumplir sus obligaciones a precio no mayor de sus costos de generación. En caso de que sea necesario cubrir la diferencia entre su costo de generación y el precio del Mercado Ocasional, esto será responsabilidad del causante de la restricción.
- (MGO.9.5) El CND debe identificar el o los responsables de cada restricción que da lugar a la generación obligada y asignarle el pago de la compensación asociada dicha generación obligada.
- (MGO.9.5.1) En la asignación de generación obligada o desplazada en el Informe de Post Despacho y en el Informe de Identificación de la Generación Fuera de Mérito programada en el Predespacho Semanal, deben ser consideradas las siguientes descripciones:
- A = Generación obligada por requerimiento de la Demanda (Ver Numeral 9.6.1.6 de las Reglas Comerciales y el (MGO.5.1) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: Participantes Consumidores
 - B = Generación Obligada por Seguridad (Ver Numeral 9.6.1.1 de las Reglas Comerciales y el (MGO.1.2) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: Participantes Consumidores
 - Ci = Generación Obligada por Calidad del Servicio (Ver Numeral 9.6.1.1 y 9.6.1.8 de las Reglas Comerciales, (MGO.2) de la Metodología de Generación Obligada y las Normas de Calidad del servicio técnico, para las redes de transmisión eléctricas), Resolución AN N° 2434-Elec del 17 de febrero de 2009.
Responsable: El CND, identificará el o los responsables.
 - Di = Generación Obligada por trabajos de Mantenimiento, Libranza o fallas del Sistema Interconectado (Ver Numeral 9.6.1.8. de las Reglas Comerciales, el (MGO.3.0) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: El CND, identificará el o los responsables.
 - Ri = Generación Obligada por violación de Restricción Técnica del Agente Productor. (Tiempo mínimo de corrida y de re arranque, dada por el fabricante (MGO.4.3.1) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: El CND, identificará el o los responsables.
 - Ei = Generación Obligada por retardo de puesta en línea de cualquier unidad a solicitud del CND, ver Metodología de Generación Obligada (MGO. 4.1.2) y (MGO.4.3.2)

Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada

[Handwritten signature]



Responsable El CND debe identificar el responsable.

- F = Generación Obligada por Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda (por Despacho Económico) (ver Numeral 10.7 de las Reglas Comerciales Reformadas, el (MGO.6.1) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: Participantes Consumidores.
- Gi = Generación Obligada ocasionada por pruebas de los Agentes Productores (Ver Metodología de Generación Obligada (MGO.7.1) y (MGO.7.3)).
Responsable: El CND identificará el ó los responsables.
- Ki = Compensación por Generación desplazada, debido a Trabajos de Mantenimiento ó Libranza.
(Ver Normas Generales (MGO.9.4)).
Responsable: El CND identificará el ó los Participantes Generadores afectados.
- M= Sobre Costos debido a las ofertas de importación solicitadas por el CND al EOR. (Ver Metodología Despacho de Precio de la Energía del Mercado de Ocasión (PMO.3.4.2)).
Responsables: Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.
- Ni= Sobre Costos debido a las ofertas de importación solicitadas por los Participante Nacionales al EOR. (Ver Metodología Despacho de Precio de la Energía del Mercado de Ocasión. (PMO.3.4.2)).
Responsables: Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.
- i = número que representa al Agente de Mercado responsable de la compensación y/o Generación Obligada.
- H= Generación obligada por restricciones para mantener un nivel de operación mínimo en los embalses de las centrales hidráulicas, para garantizar la seguridad del abastecimiento del sistema ante condiciones hidráulicas secas y así mitigar el riesgo de desabastecimiento (Ver (MGO.8.1)).
Responsable: Todos los Participantes Consumidores. (Ver (MGO.8.2)).

(MGO.9.5.2)

El CND mantendrá un listado actualizado de los números asignados a cada agente y lo anejará en el documento de Metodología publicado en su sitio web, cada vez que entre un nuevo Agente del Mercado. La actualización de este listado no requerirá de una aprobación de modificación de ésta Metodología.

Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada

[Handwritten signature]

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 6741 -ElecPanamá, 25 de Julio de 2013

"Por la cual se aprueba la modificación del Apéndice E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC), aprobado mediante Resolución JD-1623 de 15 de octubre de 1999 y sus modificaciones."

LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 13 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que son funciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los sistemas uniformes de información, codificación de cuentas y contabilidad, que deben aplicar quienes presten el servicio público de electricidad, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y siempre con sujeción a los principios de contabilidad generalmente aceptados;
4. Que mediante Resolución JD-1623 de 15 de octubre de 1999, modificada por la Resolución JD-4859 de 13 de agosto de 2004 y la Resolución AN No. 6133-Elec de 6 de mayo de 2013, esta Autoridad Reguladora aprobó el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC);
5. Que mediante Resolución AN No. 6133-Elec de 6 de mayo de 2013, esta Autoridad Reguladora aprobó la etapa de transición para la entrega de la información del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) correspondiente a los años 2010, 2011, 2012, 2013 y la red inicial;
6. Que con respecto a la información solicitada a través del Apéndice E "Manual Regulatorio para el Reporte de Adiciones, Retiros y Depreciación de Activos para las Empresas de Distribución Eléctrica" del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico (SRUC), aprobado mediante Resolución JD-1623 de 15 de octubre de 1999 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora señala lo siguiente:
 - 6.1) Que dicha información corresponde a los proyectos de inversión puestos en operación durante el año hasta el 31 de diciembre y debe ser entregada a esta Autoridad Reguladora, anualmente, a más tardar el 31 de marzo del año siguiente.
 - 6.2) Que permite, entre otros aspectos, lograr una mejor gestión por parte de las empresas distribuidoras, tener un adecuado conocimiento de la infraestructura eléctrica del país, facilitar las revisiones tarifarias cuatrienales, además de ser una herramienta de referencia para realizar una mejor comparación de costos internacionales.

*Qui**CP*



Resolución AN No. 6741 -Elec
de 25 de octubre de 2013
Página No. 2

- 6.3. Que a través de la contabilidad regulatoria, que constituye un elemento imprescindible que posibilita el seguimiento de las inversiones en equipamiento y activos, se puede evidenciar el desempeño de las empresas distribuidoras en el entorno nacional e internacional.
- 6.4. Que, en ese sentido, las empresas distribuidoras deben presentar a esta Autoridad Reguladora, los montos y características de las inversiones puestas en operación en cada año de manera correcta, cuidando y controlando que no exista inconsistencia en la misma, ya que no se admitirán correcciones posteriores.
- 6.5. Que dicha información es imprescindible, tanto para la labor de regulación y fiscalización de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como para la gestión operativa de las empresas distribuidoras.
7. Que debido a la relevancia de la referida información, y a que la misma debe ser presentada no sólo en forma adecuada sino también de manera oportuna, esta Autoridad Reguladora procedió a elaborar una propuesta de modificación del Apéndice E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC), para incorporar un numeral que trata sobre penalizaciones por incumplimiento;
8. Que la referida propuesta se sometió a Consulta Pública No. 009-13 dentro del periodo del 17 al 25 de enero de 2013, y esta Autoridad Reguladora recibió los comentarios de:
 - 8.1. Elektra Noreste, S.A. (en adelante, ENSA)
 - 8.2. Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (en adelante, EDEMET)
 - 8.3. Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (en adelante, EDECHI)
9. Que sobre los comentarios presentados, esta Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:

9.1. Comentarios de carácter general:

9.1.1. Sobre los Sistemas de Gestión y Contabilidad de las Empresas Distribuidoras.

EDEMET-EDECHI señalan que como han sustentado antes en sus comentarios a la Consulta Pública que aprobó la modificación del Apéndice D y E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC) y la etapa de transición para la entrega de la información correspondiente a los años 2010, 2011, 2012, 2013 y la red inicial, no han podido terminar la adecuación de los sistemas para poder presentar la información como se ha solicitado.

Además, reiteran que sus sistemas de gestión y contabilidad requieren cambios sustanciales para poder cumplir con lo solicitado, los cuales requieren más tiempo del establecido. Señalan que para cumplir con el nivel de detalle de la Etapa de transición la información tendrá que ser procesada manualmente.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Mediante Resolución AN No. 6267-Elec de 28 de junio de 2013, se modificaron las fechas de entrega de la etapa de transición, adicionándose dos meses a los plazos establecidos para entregar la información correspondiente al año 2010 y un mes adicional para la entrega de la información relativa al año 2011.

9.1.1.

*27.



Resolución AN No. 6341 -Elec
de 25 de octubre de 2013
Página No. 3

Con respecto al cumplimiento de la información de acuerdo a la nueva especificación de los apéndices D y E y en la etapa de transición, se reitera la necesidad de adaptar rápidamente los sistemas para que la extracción de la información sea a través de métodos informáticos, ya que procesándola de forma manual no se podrán cumplir los objetivos establecidos. Ha transcurrido el tiempo necesario para la adopción de sistemas informáticos más flexibles que permitan la realización de modificaciones o adecuaciones con mayor facilidad, por lo que se les exhorta a que se realicen dichos cambios.

9.1.2. Sobre los Activos.

EDEMET-EDECHI señalan que como la solicitud de información de los activos tiene entre sus objetivos la determinación de la base de capital para la revisión tarifaria de cada periodo tarifario, consideran que el nivel de detalle solicitado podría superar los requerimientos para determinar la eficiencia en las inversiones, cuyas comparaciones se hacen a nivel global, y no por obra o proyecto, motivo por el cual no sería necesario el suministro de la información a este nivel de detalle.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Este comentario no se refiere al tema objeto de la consulta; sin embargo, reiteramos que el detalle solicitado es necesario para tener un adecuado conocimiento de la infraestructura eléctrica de la red de distribución a nivel nacional, así como para facilitar las revisiones tarifarias cuatrienales. Por otro lado, con la utilización de esta nueva especificación las empresas distribuidoras también lograrán una mejor gestión de sus activos.

9.1.3. Sobre la Información que solicita el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico (SRUC).

EDEMET-EDECHI señalan que han realizado un "benchmarking" regional e internacional y no han identificado a ninguna otra empresa que regulatoriamente esté obligada a presentar la información de los apéndices D y E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico (SRUC) de la misma forma en que se está solicitando a las empresas distribuidoras panameñas. Solicitan que se les indique en qué empresas y países se presenta la información de esta manera, y el uso que se le da.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Este comentario no aborda el tema de la consulta, sin embargo, aclaramos que la información que deben presentar las empresas distribuidoras correspondiente al Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico (SRUC), se ha presentado hasta el año 2009 con el detalle de la red y los montos de las inversiones según el formato anterior utilizando el Código Descriptivo, por lo que, no es una novedad la responsabilidad de presentar información detallada contable y técnica en esta forma.

Las modificaciones que se aprobaron para el Apéndice E están principalmente orientadas al cambio de formato en el cual se presentará la información, agregando la referencia geográfica. Con esta nueva especificación se facilitará el manejo y uso de la información en los análisis y ajustes tarifarios cuatrienales, en la fiscalización del crecimiento de la red y para el conocimiento de la infraestructura de la red de distribución nacional por parte del regulador.

2/10/13

707.



Resolución AN No. 6741 -Elec
de 25 de octubre de 2013
Página No. 4

Si se observa a países de Latinoamérica como México, Perú y Argentina, entre otros, y también a Estados Unidos, se podrá confirmar que las empresas de distribución eléctrica tienen que presentar información de sus activos e inversiones, incluso con un mayor nivel de detalle que en Panamá, y en algunos casos, le corresponde entregar la información de forma mensual, bimestral o semestral.

9.2. Comentarios sobre la adición del numeral 4 al Apéndice E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC), denominado "Penalizaciones por incumplimiento a lo solicitado en este manual":

ENSA señala que en la actualidad las empresas distribuidoras ya están siendo penalizadas por información considerada como inconsistente por esta Autoridad Reguladora en los reportes que realiza del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Además, indica que dicha penalización se da al momento de aplicar eficiencias a la Base de Capital durante cada revisión tarifaria, lo cual reduce el Ingreso Máximo Permitido para el siguiente periodo tarifario.

Adicionalmente, manifiesta que las penalizaciones impuestas a las empresas distribuidoras a través de la Resolución AN No. 6133-Elec de 6 de mayo de 2013, constituyen un elemento de sorpresa e incertidumbre en el cálculo de las reservas y planes que ya se han publicado en presupuestos y declaraciones de obligaciones expresadas a terceros.

Solicita que se aclare cómo será el manejo del fondo de inversiones y cuál será el tratamiento que reciban dichas inversiones una vez realizadas.

EDEMET-EDECHI consideran que la aplicación de las multas señaladas (en general), podrían significar una doble penalidad al tema de los activos, dado que de la revisión que realiza esta Autoridad Reguladora, en cada periodo tarifario, se han aplicado factores de eficiencia que han reducido en sumas importantes el monto de los activos reconocidos.

En adición a lo anterior, señalan que las auditorías que se desean realizar para verificar la existencia de la obra y que cumple con las características técnicas y económicas podrían establecerse con otra metodología menos exigente, para que las empresas presenten los proyectos realizados y esta Autoridad Reguladora pueda hacer sus inspecciones de manera aleatoria.

Solicitan, de ser posible, se revise todo el nivel de detalle requerido de los activos.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

No coincidimos con lo señalado por ENSA y EDEMET-EDECHI con respecto a la teoría de la doble penalidad, ya que el reconocimiento del valor de los activos a cada empresa distribuidora como parte de las revisiones tarifarias corresponde a un ajuste por eficiencia establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 de electricidad, por razón de que los costos a reconocer deben ser eficientes y no es la práctica traspasar las ineficiencias de las empresas reguladas a las tarifas eléctricas.

Si bien es cierto, cuando se han dado inconsistencias en la información, o que la misma no es suficiente, se ha reducido su valor, consideramos precisamente que la presentación de la información utilizando los mecanismos y metodología establecidos reducirán significativamente o eliminarán la posibilidad de errores e inconsistencias beneficiando en ese sentido a las empresas distribuidoras.

D. J. J.

#27



Resolución AN No. 0741 -Elec
de 25 de octubre de 2013
Página No. 5

La penalización incluida tiene como objetivo que la información presentada sea oportuna y consistente.

El fondo de inversiones va a ser contabilizado por las empresas distribuidoras y los montos por las penalizaciones en caso de existir, se irán acumulando según se vaya instruyendo, para utilizarlos en una fecha y proyecto determinado en coordinación con esta Autoridad Reguladora. Dicho fondo de inversiones también recibirá aportaciones por las penalidades de tipo global contempladas en las normas de calidad del servicio eléctrico de los Títulos IX, X y XII del Reglamento de Distribución y Comercialización y las provenientes de los incumplimientos al Título VI de dicho Reglamento.

Las inversiones provenientes del fondo de inversiones serán reconocidas como aportes de terceros por ser producto de penalizaciones, y para fines tarifarios se reconocerán los costos de operación y mantenimiento de las obras ejecutadas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos elaborará un documento para el manejo de este Fondo de Inversiones, el cual será sometido a la consulta ciudadana.

En cuanto a lo señalado por EDEMET-EDECHI con respecto al uso de una metodología menos exigente y que se revise todo el nivel de detalle solicitado, le indicamos que este tema no es objeto de la Consulta Pública No. 009-13, y que el formato para presentar los datos de los proyectos de inversión fue establecido y validado en las modificaciones aprobadas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico (SRUC) para los apéndices D y F conforme se establece en la Resolución AN No. 6133-Elec de 6 de mayo de 2013.

Por lo anterior, no es posible adoptar otra metodología en este momento, debido a que la misma ya fue aprobada.

Por lo anterior señalado, no se aceptan los comentarios presentados por ENSA y EDEMET-EDECHI sobre este punto.

9.3. **Comentarios a los literales a y b del numeral 4 sobre las Penalizaciones por incumplimiento a lo solicitado en este manual:**

ENSA señala que en el literal a, por el retraso en la presentación de la información anual especificada, debe agregarse que será aceptable la información provisional debidamente soportada por la empresa distribuidora.

Además, en el literal b que trata sobre la inconsistencia en la información presentada, ENSA sugiere lo siguiente:

- a) Que se aclare que cuando se auditen los sistemas contables se debe comprobar debidamente que la información reportada en los proyectos presentan diferencias relevantes no compatibles con las prácticas contables aceptadas.
- b) Que en lo que respecta a la inspección de las propiedades de los elementos de red reportados, se cambie la redacción actual sobre que *"los datos reportados no son ciertos, han sido omitidos o ha existido modificación de los mismos"*, por *"los datos no corresponden con el nivel suficiente de inversión y desempeño declarado o no estén presentes en ese momento"*.
- c) Que se adicione al final, lo siguiente: *"La Distribuidora Eléctrica tendrá derecho a un descargo o explicación debidamente sustentado de las diferencias o modificaciones encontradas en las auditorías y/o inspecciones que serán documentadas junto con el dictamen."*

Esp. fca.

47

Resolución AN No. 6741 -Elec
de 25 de octubre de 2013
Página No. 6

- d) En este literal, ENSA también solicita que se detallen los criterios a utilizar para señalar que la información proporcionada por la empresa distribuidora es incorrecta y que se indique el proceso de la auditoría.

Adicionalmente, ENSA señala que tomando en cuenta el volumen de los registros, el nivel de exactitud y de detalles requeridos, la penalización diaria por retraso de entrega del informe anual es una imposición severa que no debería aplicar, siempre y cuando el retraso esté debidamente sustentado y notificado a esta Autoridad Reguladora de forma oportuna. Además, considera que la aplicación de una penalización diaria no es compatible con el objetivo principal de este informe que es la evaluación de la Base de Capital para cada periodo tarifario.

EDEMET-EDECHI solicitan que se haga una verificación de las penalidades (en general) y en particular la referente a la inconsistencia en la información presentada, dado que en dichos registros y procesamiento se pueden dar errores desde la parte física hasta la parte económica, que no son controlados por las empresas distribuidoras, debido a errores humanos, administrativos o de los sistemas. Señalan que una vez detectados los errores, pueden ser corregidos, tomando en cuenta que no es un objetivo de las empresas presentar información engañosa o incorrecta.

Por lo tanto, solicitan que se reconsidere la propuesta de modificación consultada desestimando las multas.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se requiere que las empresas distribuidoras tengan un manejo preciso de sus inversiones, y que esta información sea remitida a esta Autoridad Reguladora, de manera oportuna.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ha visto la necesidad de incluir penalizaciones, debido a que la experiencia al respecto ha sido de largas demoras e inconsistencias.

Por lo anterior señalado, no se admitirán retrasos e imprecisiones en la entrega de la misma, sin ser penalizados. Sólo se considera presentar información provisional hasta el 31 de marzo de cada año, bajo las siguientes condiciones:

- a) Señalando claramente cuál información es provisional y su fundamento.
- b) La ASEP podrá dar a la empresa distribuidora hasta treinta (30) días calendarios adicionales para realizar la presentación final.
- c) En caso de no realizar la presentación final en el tiempo requerido, la ASEP anulará la presentación final y valorará las inversiones de acuerdo a la presentación provisional, y aplicará las sanciones correspondientes por el retraso.

Lo anterior se adicionará en el numeral 4 que trata sobre las penalizaciones.

Respecto a las auditorías a realizar, las mismas se efectuarán sobre los datos reportados por las empresas distribuidoras, comparándolos con la información de la contabilidad y con las características de los elementos de la red de distribución que corresponden a los proyectos seleccionados. Se presentará un informe de auditoría al finalizar las mismas, el cual contendrá los detalles encontrados. Este informe de auditoría se podrá compartir con las empresas distribuidoras.

En cuanto a lo señalado por EDEMET-EDECHI de que se pueden dar errores en la información presentada, que una vez detectados pueden ser corregidos, le indicamos que las penalizaciones están orientadas a lograr que las empresas

Resolución AN No. 6741 -Elec
de 05 de octubre de 2013
Página No. 7

distribuidoras cuiden y controlen los detalles para que la información que proporcionen sea consistente y que no requiera correcciones posteriores.

Por lo anterior, no se modificará la redacción propuesta ni se desestimarán las penalizaciones, en lo correspondiente al numeral 4 y sólo se adicionará la entrega de información provisional bajo las condiciones antes señaladas.

9.4. **Comentarios sobre la adición del literal V que corresponde a los lineamientos a utilizar en la etapa de transición hacia la utilización del Apéndice E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC):**

ENSA comenta que las penalizaciones propuestas para el período de transición no deberían ser aplicadas, ya que en este período es que se deben adaptar nuestros sistemas, procesos y reportes para poder cumplir con el mayor detalle exigido por la regulación. Señala además, que no se opone a la realización de las auditorías en este período, pero sí consideran que las mismas deberán realizarse sin incurrir en penalizaciones y sus resultados deben ser utilizados para mejorar los reportes a entregar una vez finalizada la Etapa de Transición.

ENSA indica que la Etapa de Transición, coincide en tiempo con la presentación de los informes para la Revisión Tarifaria cuatrienal, los que deben tener prioridad, y que por el nivel de detalle requerido, solicita que se cambien las fechas de entrega para la información de 2012 y 2013 de modo que sean postergadas por lo menos un mes al 31 de enero de 2014 y 30 de abril de 2014.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se le indica que las penalizaciones se eliminarán en la etapa de transición; sin embargo, sí se podrán realizar las auditorías de la información correspondiente a esta etapa.

En cuanto a las fechas de presentación en la etapa de transición, aunque no es el tema de la Consulta Pública No. 009-13, ya esta Autoridad Reguladora mediante Resolución AN No. 6610-Elec de 18 de septiembre de 2013, procedió a cambiar la fecha de la entrega de la información del año 2012; la información del año 2013 no ha sido modificada, toda vez que la misma se necesita para el 31 de marzo de 2014.

10. Que por lo antes expuesto, la Administradora General;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación del Apéndice E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC), aprobado mediante Resolución JD-1623 de 15 de octubre de 1999 y sus modificaciones, mediante la cual se adiciona el numeral 4 denominado "*Penalizaciones por incumplimiento a lo solicitado en este manual*", cuyo texto completo se encuentra en el ANEXO A de la presente Resolución.

SEGUNDO: Esta Resolución rige a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1999, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-1623 de 15 de octubre de 1999 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General





ANEXO A

Resolución AN No. 6244 -Elec de 25 de octubre de 2013



1. Penalizaciones por incumplimiento a lo solicitado en este manual

La ASEP impondrá penalizaciones a las empresas distribuidoras que incumplan lo establecido en este Manual Regulatorio. Los montos por estas penalizaciones deberán ser acumuladas por la empresa distribuidora en un fondo para inversiones de mejoras a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP.

Las penalizaciones por incumplimiento a lo establecido en este manual serán por las siguientes razones:

- a. Por retraso en la presentación de la información anual especificada en este manual, la penalización será de B/. 1,000.00 por cada día calendario de retraso.

Se podrá presentar información provisional hasta el 31 de marzo de cada año, bajo las siguientes condiciones:

- i. La empresa distribuidora debe indicar cuál información es provisional y su fundamento.
- ii. La ASEP podrá otorgar a la empresa distribuidora hasta treinta (30) días calendarios adicionales para realizar la presentación final.
- iii. En caso de no realizar la presentación final en el tiempo requerido, la ASEP anulará la presentación final y valorará las inversiones de acuerdo a información provisional, y aplicará las sanciones correspondientes por el retraso.

- b. Por inconsistencia en la información presentada, la cual se determinará de la siguiente forma:

- Cuando la ASEP audite los sistemas contables y confirme que la información reportada en los proyectos no es correcta y/o ha existido modificación de las mismas, la distribuidora será penalizada con una multa de B/. 10,000.00 ó 2% del costo total del proyecto revisado, el monto que resulte mayor.
- Cuando la ASEP inspeccione las propiedades de los elementos de red, reportados y encuentre que los datos reportados no son ciertos, han sido omitidos o ha existido modificación de los mismos. La penalización será de B/. 10,000.00 ó 2 % del costo total de proyecto revisado, el monto que resulte mayor.

La ASEP seleccionará los proyectos que serán utilizados para verificar la información mediante auditorías contables y/o inspecciones de campo.

Alcázar