

# Anexo

## A

# METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## CONTENIDO

	INTRODUCCION
MDR.1	OBJETIVO
MDR.2	DEFINICIONES
MDR.3	DECLARATORIA DE ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR POTENCIA (EARP)
MDR.4	DECLARATORIA DE ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR ENERGIA (EARE)
MDR.5	DECLARATORIA DE RACIONAMIENTO PROGRAMADO (DRP)
MDR.6	RACIONAMIENTO POR POTENCIA
MDR.7	RACIONAMIENTO POR ENERGIA
MDR.8	PROGRAMACION DEL RACIONAMIENTO (PR)
MDR.9	CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DEL RACIONAMIENTO Y EVALUACION
MDR.10	SUSPENSIÓN DEL RACIONAMIENTO
MDR.11	RESPONSABILIDADES
MDR.12	INFORMACION REQUERIDA
MDR.13	CÁLCULO DE LA CARGA A DESCONECTAR
MDR.14	ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL DURANTE RACIONAMIENTO
MDR.15	PRECIO DE LA ENERGIA EN RACIONAMIENTO

Es responsabilidad del CND elaborar e implementar las Metodologías necesarias relacionadas con el Reglamento de Operación del SIN.

La presente Metodología para la Administración del Racionamiento del Suministro de Energía Eléctrica define las señales en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para detectar el momento a partir del cual se dan las condiciones que pueden conducir hacia un racionamiento, y conocer las medidas específicas que se deben tomar con anticipación para evitar o reducir la magnitud del racionamiento, así como el procedimiento para determinar los valores de potencia o energía que cada agente consumidor debe desconectar de iniciarse el racionamiento.

El resultado de la aplicación de la presente Metodología debe conducir a optimizar el tiempo de afectación de los usuarios durante un racionamiento de energía, y a lograr una estrecha coordinación técnica y operativa, entre el CND y los participantes productores y consumidores.



## METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### (MDR.1) OBJETIVO.

(MDR.1.1) La presente metodología establece las responsabilidades de los Participantes del Mercado, del Centro Nacional de Despacho (CND), y la participación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y de la Secretaría Nacional de Energía (SNE), en los procedimientos operativos a seguir en situaciones previas al racionamiento y en situaciones de racionamiento del suministro por déficit de potencia y/o energía. Además, especifica cómo se asignará la energía asociada a la potencia contratada por los Participantes Consumidores y cómo será valorizada.

(MDR.1.2) Esta metodología implementa los temas relacionados en el Reglamento de Operación, Capítulo II (MDP.2.5) y en las Reglas Comerciales, sección 9.3 (9.3.1.1 al 9.3.1.3).

### (MDR.2) DEFINICIONES.

(MDR.2.1) Las definiciones aquí presentadas deben aclarar el enfoque de la redacción de la Metodología de Racionamiento.

(MDR.2.2) **Demanda:** es el requerimiento de potencia y/o energía del SIN.

(MDR.2.3) **Oferta:** potencia y/o energía disponible en el SIN para cubrir la demanda.

(MDR.2.4) **Déficit de energía y/o potencia:** condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia y/o energía para suplir la demanda del SIN.

(MDR.2.5) **Racionamiento:** acción programada para el desligue de bloques de carga, a fin de compensar el déficit de potencia o energía en el SIN.

(MDR.2.6) **Racionamiento por Potencia:** ocurre en los casos que la oferta de potencia disponible es insuficiente para cubrir los requisitos de la demanda.

(MDR.2.7) **Racionamiento por Energía:** ocurre cuando los estudios de corto o mediano plazo que elabora el CND revelan que la oferta de energía disponible para el sistema es insuficiente para abastecer la demanda.

- (MDR.2.8) **NIMTO:** Nivel Mínimo Técnico Operativo de un embalse. Alcanzado este nivel la Planta queda indisponible por falta de agua.
- (MDR.2.9) **Nivel Crítico:** Para una central hidroeléctrica con capacidad de regulación mayor a los 90 días es aquel que garantiza la operación de dichas centrales hidroeléctricas considerando aportes hidrológicos nulos y la central despachada a plena carga, por 8 horas diarias, durante 30 días calendario.
- (MDR.2.10) **Racionamiento de Emergencia:** déficit originado por una limitación técnica, causada por la pérdida en tiempo real de operación de una o varias unidades o plantas de generación, o la salida forzada de activos de transporte de energía, por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implican que no es posible cubrir la demanda total esperada del SIN, con cobertura total o parcial.
- (MDR.2.11) **Racionamiento Programado:** déficit originado por una limitación técnica identificada (incluyendo la falta de recursos energéticos) o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implican que no es posible cubrir la demanda del SIN.
- (MDR.2.12) **Racionamiento con Cobertura Total:** déficit originado por una limitación técnica identificada o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implica que el parque de generación disponible es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del SIN y es técnicamente posible distribuir el déficit totalmente, a nivel nacional.
- (MDR.2.13) **Racionamiento con Cobertura Parcial:** déficit originado por una limitación técnica identificada o por un caso fortuito o de fuerza mayor, que implica que el parque de generación disponible es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del SIN y no es técnicamente posible distribuir el déficit totalmente, a nivel nacional.
- (MDR.2.14) **Programa de Racionamiento:** es la información que debe notificar el CND a todos los Participantes del Mercado cada semana, indicando el detalle del volumen de potencia o energía a ser racionada en el SIN para cada hora.
- (MDR.2.15) **Potencia Contratada:** se refiere a los Contratos de suministro y al servicio auxiliar especial de reserva de largo plazo.
- (MDR.2.16) **Gran Cliente:** se refiere al participante consumidor con una demanda máxima igual o superior a 100 kilowatts por sitio, que participa en el mercado mayorista y que tiene contrato con participantes generadores.
- (MDR.3) **ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR POTENCIA (EARP).**
- (MDR.3.1) La condición de Racionamiento por Potencia se puede dar por:

1. Daños en generación o en transmisión.
2. Falta de combustible en una central termo eléctrica.
3. Falta de nuevos recursos de generación para abastecer el crecimiento de la demanda del sistema.
4. Cualesquiera otras condiciones no enumeradas anteriormente, cuyo efecto se traduzca en déficit de potencia.

(MDR.3.2)

Cuando se presenten las condiciones listadas en el presente numeral, se requiere iniciar la condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Potencia (ATBDP). Esta Alerta Temprana debe realizarse previo a una declaración de EARP programada, que depende de que se presente el siguiente escenario:

1. El Sistema Interconectado Nacional no tiene capacidad para mantener la Reserva Operativa en valores igual o mayor que 14% en horas pico.
2. Se reduce la producción hidroeléctrica de centrales de pasada por condiciones hidrológicas a valores menores a la potencia firme de largo plazo.
3. Condición operativa de las centrales térmicas: Pérdida de centrales termoeléctricas equivalente a una indisponibilidad no programada total superior a 200 MW.

(MDR.3.3)

Bajo una condición de ATBDP, el CND debe tomar las acciones operativas posibles para mejorar las condiciones existentes.

1. Solicitar al Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA) la revisión de los aportes hidrológicos, para reducción de incertidumbre del modelo hidrológico utilizado para el proceso de planeamiento de la operación (IMIT).
2. Revisar las capacidades máximas de transferencia Norte-Sur para Panamá que limiten los flujos de importación de energía, en conjunto con el Ente Operador Regional (EOR).
3. Maximizar la importación de energía en horas pico.
4. Informar sobre la condición a la Secretaría Nacional de Energía y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
5. Concentrar en la medida de lo posible la porción de reserva rodante y la reserva operativa aportada por las centrales térmicas, en las centrales hidroeléctricas. Para las unidades térmicas e hidráulicas, el CND definirá el nivel de reserva respecto de la Potencia Máxima de Emergencia descrito en MRO.2.8 o el valor definido por la Prueba de Máxima Carga DIS.2.2.1.
6. Solicitar a los Agentes Distribuidores una actualización del Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes y la capacidad total existente, según lo establecido en el Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.

7. Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM).
8. El CND evaluará la factibilidad de modificar los criterios de calidad (reserva rodante y voltaje) y suspender exportaciones dependiendo de la severidad de la condición existente.
9. Suspender los retiros de energía de los Autogeneradores conectados directamente al Sistema de Transmisión, los cuales deberán limitar su consumo a la generación de sus unidades más aquellos montos de potencia y/o Energía que se encuentren respaldados mediante Contratos de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad que hayan sido registrados por la ASEP previo a la promulgación de la resolución AN No.18627-Elec del 17 de agosto de 2023.

(MDR.3.4) El CND mantendrá un monitoreo continuo sobre todos los parámetros que afectan al despacho. De ser una condición sostenida que pudiese implicar racionamiento proceder según lo establecido en el MDR.3.5

(MDR.3.5) **Se debe declarar Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Potencia (EARP)**, si en un horizonte de las primeras quince semanas, los análisis indicativos semanales en las actividades normales de planeamiento operativo revelan condiciones mantenidas o intermitentes de insuficiencia en la oferta de potencia para suplir la demanda del sistema. Los análisis indicativos semanales reflejarán la comparación horaria del total de la potencia disponible de la generación (DG), excluyendo la exportación declarada por los participantes productores, contra la proyección horaria de la demanda del SIN (DSIN). Cuando la diferencia entre la Potencia disponible de generación (DG) y la demanda del SIN es menor que la Reserva Contingente (sin exportación), se advertirá en el informe en referencia que existe una condición de alerta de racionamiento por potencia. La Reserva Contingente es el 14% de la demanda del SIN.

(MDR.3.6) Análisis Diarios. Estos reflejarán la comparación horaria de la disponibilidad por unidad declarada por los Participantes Productores (DGP) comparada con la proyección horaria de la demanda del SIN (DSIN).

(MDR.3.7) Si un análisis específico, resulta con situación o condición de alerta determinado por el análisis indicativo semanal, o en su defecto durante el día en cuestión aparece una condición de alerta, el CND lo verificará y lo comunicará a los Centros de Control de los Participantes Consumidores, y notificará a todos los participantes del mercado.

(MDR.3.8) **En estado de alerta de racionamiento por potencia, el CND debe tomar todas las acciones operativas posibles de forma inmediata para evitar el racionamiento. Estas deben ser, pero sin limitarse a:**

- 1 Informar a las autoridades correspondientes (SNE y ASEP) y todos los Participantes del Mercado, sobre la alerta de racionamiento.
- 2 Si la exportación de energía y su potencia asociada están programadas en horas que afectan la necesidad de potencia del SIN, el CND debe proceder a la

10

suspensión de las exportaciones de energía, de acuerdo a la prioridad indicada en el artículo 13.3.1.7 de las Reglas Comerciales, que dice así:

- a. *“Primero reducir o interrumpir la exportación fuera de contratos, o sea la importación o exportación de ocasión (del Mercado Ocasional).”*
- b. *“Luego, y en la medida que sea necesario, interrumpir o reducir intercambios por contratos de corto plazo en el orden dado de plazo de preaviso creciente, o sea, primero interrumpiendo los contratos cuyo intercambio fue informado al CND con el menor preaviso y luego siguiendo con los de mayor preaviso.”*

Esta condición deberá ser informada a todos los Participantes del Mercado, a la SNE y a la ASEP.

- 3 Tomar medidas operativas aplicables al sistema que permitan mediante la variación de parámetros eléctricos como el voltaje, dentro de los rangos permitidos por las normas de calidad, reducir la demanda de potencia del sistema. La variación de este parámetro no debe comprometer la seguridad en la operación del SIN, como por ejemplo afectar la estabilidad de la red ante la presencia de una falla.
- 4 Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM), siempre y cuando esta medida ayude a evitar el racionamiento por potencia. Esta decisión se le comunicará a todos los participantes del mercado.
- 5 En caso extremo operar el sistema reduciendo el 5% asignado a reserva rodante, a un valor que garantice como mínimo la reserva para regulación.
- 6 Gestionar la aplicación del Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico de forma coordinada con el SNE.
- 7 Suspender los retiros de energía de los Autogeneradores conectados directamente al Sistema de Transmisión, los cuales deberán limitar su consumo a la generación de sus unidades más aquellos montos de potencia y/o Energía que se encuentren respaldados mediante Contratos de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad que hayan sido registrados por la ASEP previo a la promulgación de la resolución AN No.18627-Elec del 17 de agosto de 2023.

#### **(MDR.4) ESTADO DE ALERTA DE RACIONAMIENTO POR ENERGÍA (EARE).**

(MDR.4.1) La condición de Racionamiento por Energía se puede dar por:

- 1 Daños en generación o en transmisión.
- 2 Falta de combustible en una central termo-eléctrica.
- 3 Falta de nuevos recursos de generación para abastecer el crecimiento de la demanda de energía del sistema.



4. Cualesquiera otras condiciones no enumeradas anteriormente, cuyo efecto se traduzca en déficit de energía.

(MDR.4.2) Cuando se presenten las condiciones listadas en el presente numeral, se requiere iniciar la condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Energía (ATBDE). Esta Alerta Temprana debe realizarse previo a una declaración de EARE programada, que depende de que se presente el siguiente escenario:

1. Condición presente en los embalses de regulación mayor de 90 días, que comprometan los niveles reserva, de la Curva de Aversión al Riesgo definida en la Metodología de para el Planeamiento Semanal de Despacho de Mediano Plazo (DMP)
2. Reducción de la producción hidroeléctrica por condiciones hidrológicas de centrales de pasada en valores menores a la potencia firme de largo plazo.
3. Se presenta una reducción de la producción de energía térmica en valores inferiores a los definidos en el cálculo de la Curva de Aversión al Riesgo.

(MDR.4.3) Ante una condición de ATBDE, el CND debe tomar las acciones operativas posibles para mejorar las condiciones existentes.

1. Solicitar al IMHPA la revisión de los aportes hidrológicos, para reducción de incertidumbre del modelo hidrológico utilizado para el proceso de planeamiento de la operación (IMIT).
2. Revisar las capacidades máximas de transferencia Norte-Sur para Panamá que limiten los flujos de importación de energía, en conjunto con el EOR.
3. Maximizar la importación de energía, para limitar la participación de las unidades hidroeléctricas de embalse.
4. Informar sobre la condición a la Secretaría Nacional de Energía y a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
5. Concentrar en la medida de lo posible la porción de reserva rodante y la reserva operativa aportada por las centrales térmicas, en las centrales hidroeléctricas. Para las unidades térmicas e hidráulicas, el CND definirá el nivel de reserva respecto de la Potencia Máxima de Emergencia descrito en MRO.2.8 o el valor definido por la Prueba de Máxima Carga DIS.2.2.1.
6. Solicitar a los Agentes Distribuidores una actualización del Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes y la capacidad total existente, según el Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.
7. Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM).

8. El CND evaluará la factibilidad de modificar los criterios de calidad (reserva rodante y voltaje) y suspender exportaciones dependiendo de la severidad de la condición existente.
  9. Suspender los retiros de energía de los Autogeneradores conectados directamente al Sistema de Transmisión, los cuales deberán limitar su consumo a la generación de sus unidades más aquellos montos de potencia y/o Energía que se encuentren respaldados mediante Contratos de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad que hayan sido registrados por la ASEP previo a la promulgación de la resolución AN No.18627-Elec del 17 de agosto de 2023
- (MDR.4.4) El CND mantendrá un monitoreo continuo sobre todos los parámetros que afectan al despacho. De ser una condición sostenida que pudiese implicar racionamiento proceder según lo establecido en el MDR.4.5.
- (MDR.4.5) Se debe declarar Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Energía (EARE), cuando cualquiera de las siguientes condiciones revela una probabilidad de déficit de 5% o más en un horizonte de 15 semanas y se esté operando las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación mayor a 90 días, con reserva de energía menor a la suma de energía asociada al Nivel Crítico de cada embalse.
- (MDR.4.5.1) Si los análisis indicativos realizados por el CND para verificar la probabilidad de déficit, o los análisis indicativos semanales y análisis diarios, en las actividades normales de planeamiento operativo revelan condiciones sostenidas o intermitentes de insuficiencia en la oferta de energía para suplir la demanda del sistema.
- (MDR.4.5.2) Si existe una restricción en el suministro de combustible de una planta generadora térmica que limita los aportes de energía de dicha planta. Cualquier restricción en el suministro de combustible deberá ser informado al CND por parte del Participante de Mercado involucrado
- (MDR.4.5.3) Si se presenta cualquier otra condición no enumeradas previamente, cuyo efecto se traduzca en déficit.
- (MDR.4.5.4) La condición se extingue cuando desaparecen las causales.
- (MDR.4.6) **En estado de alerta de racionamiento por energía, el CND debe tomar todas las acciones operativas posibles de forma inmediata para evitar el racionamiento. Estas deben ser:**
- 1 Informar a las autoridades correspondientes (SNE y ASEP) y a todos los Participantes del Mercado sobre la alerta de racionamiento.
  - 2 Proceder a la suspensión de las exportaciones de energía, siempre y cuando esta medida ayude a evitar o disminuir el racionamiento. Esta condición deberá ser informada a todos los Participantes del Mercado, a la SNE y a la ASEP.
  - 3 Continuar la importación de energía utilizando el depósito de garantía disponible.

- 4 Reprogramar las solicitudes para mantenimientos menores o actividades del Programa de Mantenimientos Mayores (PMM), siempre y cuando esta medida ayude a evitar el racionamiento por energía. Esta decisión se les comunicarán a todos los Participantes.
- 5 Gestionar la aplicación del Reglamento de Autoabastecimiento para Clientes del Sector Eléctrico.
- 6 Suspender los retiros de energía de los Autogeneradores conectados directamente al Sistema de Transmisión, los cuales deberán limitar su consumo a la generación de sus unidades más aquellos montos de potencia y/o Energía que se encuentren respaldados mediante Contratos de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad que hayan sido registrados por la ASEP previo a la promulgación de la resolución AN No.18627-Elec del 17 de agosto de 2023.

**(MDR.5) INICIO DE RACIONAMIENTO PROGRAMADO (DRP).**

(MDR.5.1) El proceso para el Racionamiento Programado se iniciará cuando se tenga la ocurrencia de una de las siguientes condiciones:

- a) Si a pesar de las medidas antes indicadas (MDR.3 y MDR.4), los estudios a corto y mediano plazo siguen mostrando valores de potencia y/o energía insuficiente para suplir la demanda del sistema, y persiste la condición de probabilidad de racionamiento mayor del 20% en una semana en un horizonte de 15 semanas.
- b) Cuando se prevea que un Racionamiento de Emergencia se extenderá por más de 24 horas.

(MDR.5.2) De ocurrir alguna de las situaciones planteadas en (MDR.5.1) se deberá aplicar el siguiente procedimiento.

El CND emitirá un informe con las acciones específicas, fecha de inicio de las mismas y la duración esperada del racionamiento, a todos los agentes de mercado.

El informe será enviado a la SNE y a la ASEP

**(MDR.6) RACIONAMIENTO POR POTENCIA**

(MDR.6.1) En caso de racionamiento por Potencia, los contratos se vuelven físicos. Eso significa que: a) la demanda cubierta por contratos, con generadores que tienen su potencia disponible, no será sujeta de racionamiento; b) la demanda cubierta por contratos, con generadores que presentan alguna indisponibilidad, será cubierta dentro de las posibilidades del SIN. Si luego de cubrir la demanda contratada queda alguna capacidad disponible se repartirá proporcionalmente entre la demanda que no

tiene contratos. Esto lo hará el CND de acuerdo al resultado del despacho económico de los generadores disponibles.

**(MDR.7) RACIONAMIENTO POR ENERGÍA.**

(MDR.7.1) Si el resultado del despacho obtenido señala algún racionamiento por energía se procederá a distribuirlo proporcionalmente entre los agentes consumidores que no tienen contrato. Si luego de esta distribución el déficit de energía continúa, se procederá a aplicar el racionamiento a aquellos agentes consumidores con contrato con agentes generadores que tienen déficit de energía.

Si una planta con embalse alcanza el NIMTO queda indisponible por falta de agua. En este caso se procederá con la aplicación del racionamiento por potencia, hasta que el nivel alcance un nivel superior al NIMTO, con lo cual se regresaría al racionamiento por energía.

**(MDR.8) PROGRAMACIÓN DEL RACIONAMIENTO (PR).**

**(MDR.8.1) Racionamiento Programado**

(MDR.8.1.1) Una vez que se haya notificado a la SNE, la ASEP y a los Participantes sobre el Racionamiento Programado, el CND procederá con la ejecución del programa.

(MDR.8.1.2) Se trabajará con un programa semanal que coincidirá con las semanas de despacho.

(MDR.8.1.3) El CND debe preparar los cronogramas de tiempos y los bloques de carga a desconectar y coordinar la ejecución de estos planes con los Participantes Consumidores.

(MDR.8.1.4) El CND dará seguimiento diario, y evaluará las variaciones de las causales de la condición de racionamiento; de variar la condición de racionamiento se le comunica a los agentes del mercado, a la SNE y a la ASEP.

(MDR.8.1.5) El CND informará a todos los Participantes Consumidores la magnitud de la demanda de energía y/o potencia que deben racionar, especificando la cantidad asignada a cada uno de ellos. Con base en la magnitud de racionamiento asignada, cada Participante Consumidor entregará al CND un programa semanal de racionamiento que refleje los valores asignados.

**(MDR.8.2) Racionamiento de Emergencia**

En caso de presentarse una situación que implique la aplicación de un Racionamiento de Emergencia, el procedimiento a seguir se reglamenta a continuación:

- (MDR.8.2.1) El CND determinará la magnitud de la demanda horaria a desconectar, de acuerdo con las características e implicaciones de la emergencia.
- (MDR.8.2.2) El CND deberá verificar si las condiciones técnicas y operacionales resultantes, conllevan a restricciones operativas localizadas en alguna(s) parte (s) del SIN. En caso de que esto ocurra, tales restricciones se deberán considerar previamente para determinar adecuadamente la distribución de la carga a desconectar y determinar si el racionamiento es con Cobertura Parcial o con Cobertura Total.
- (MDR.8.2.3) La distribución de la demanda a desconectar se hará en forma proporcional a la demanda horaria de cada área operativa.
- (MDR.8.2.4) Los Participantes Consumidores, de acuerdo con las instrucciones impartidas por el CND, distribuirán la demanda a desconectar entre los sistemas sobre los cuales ejerce control.
- (MDR.8.2.5) La distribución de la demanda a desconectar entre los usuarios finales del servicio, dependerá de las características y duración prevista de la emergencia.

**(MDR.8.3) Horario de Desconexión**

- (MDR.8.3.1) El horario de desconexión de carga programada queda comprendido preferiblemente entre las 06:00 a las 18:00 horas. Se debe evitar la desconexión de cargas en horarios nocturnos.

**(MDR.8.4) Mantenimientos en Condición de Racionamiento**

- (MDR.8.4.1) Una vez declarada la condición de racionamiento el CND tiene la autoridad de reprogramar, parcial o totalmente, el Programa Anual de Mantenimiento (PAM) así como las solicitudes para mantenimientos menores. Esta reprogramación estará basada en criterios técnicos que demuestren la afectación de la condición de racionamiento. Esta decisión se le comunicará a los participantes del Mercado.

**(MDR.9) CONTROL DE CUMPLIMIENTO DEL RACIONAMIENTO Y EVALUACIÓN.**

- (MDR.9.1) Los Programas de Racionamiento son de estricto cumplimiento por los participantes consumidores y es responsabilidad del CND: (a) verificar este cumplimiento, determinando el racionamiento ejecutado real medido en los puntos de recibo de los participantes consumidores; (b) las desviaciones a lo programado, causales y las consecuencias de tipo operativo (si las hubiera) producidas por no cumplir con la desconexión de los volúmenes de potencia programados.

**(MDR.10) SUSPENSIÓN DEL RACIONAMIENTO.**

- (MDR.10.1) Suspensión del Racionamiento Programado. El CND tomará la decisión de suspender un Racionamiento Programado después de evaluar los informes. Debe informar a la SNE, a la ASEP, y a todos los participantes del mercado.
- (MDR.10.2) Suspensión del Racionamiento de Emergencia. El CND tomará la decisión de suspender un Racionamiento de Emergencia una vez que la limitación técnica que la provocó haya sido subsanada.

**(MDR.11) RESPONSABILIDADES.**

**(MDR.11.1) Del Centro Nacional de Despacho**

- (MDR.11.1.1) Mantener una base de datos actualizada de demanda horaria en los puntos de recibo de los Participantes Consumidores que participen en el mercado mayorista.
- (MDR.11.1.2) Cumpliendo con el procedimiento del MDR.13, determinar mediante estudios y análisis, una vez declarada la condición de racionamiento, el volumen de demanda a ser racionada en el SIN, para cada hora, estableciendo así el Programa de Racionamiento que será remitido a los Participantes Consumidores.
- (MDR.11.1.3) Verificar las demandas actualizadas de los Grandes Clientes y solicitar a las empresas distribuidoras, la información de los circuitos asociados a los Grandes Clientes.
- (MDR.11.1.4) Durante la ejecución del Programa de Racionamiento, vigilar su debido cumplimiento. Si un Participante Consumidor no desconecta el volumen de potencia que se le indicó según el Programa de Racionamiento, se le notificará para que en un plazo máximo de quince (15) minutos se ajuste al programa. De persistir la situación, transcurrido el plazo, el CND procederá a la desconexión de un bloque de carga.

**(MDR.11.2) De los Participantes Consumidores**

- (MDR.11.2.1) La Empresa Distribuidora deberá comunicar el Programa de Racionamiento Programado a sus clientes regulados, de acuerdo a lo establecido en MDR.5.2.a y MDR.8.2.3. En caso de racionamiento por energía las Empresas Distribuidoras deben divulgar los sectores que serán afectados cada día y el monto horario de la energía a desconectar, pero no así los horarios de desconexión.

En caso de racionamiento por potencia las Empresas Distribuidoras deben divulgar a sus clientes los sectores que serán afectados cada día, y el horario de desconexión. El CND debe enviar el Programa de Racionamiento a los Participantes Consumidores una semana antes de la fecha de su inicio, o cuando las condiciones lo requieran.

- (MDR.11.2.2) Cumplir los Programas de Racionamiento de carga.
- (MDR.11.2.3) Cumplir con la demanda interrumpible ofertada.
- (MDR.11.2.4) Entregar al CND la información de los circuitos asociados a los Grandes Clientes que participen en el mercado mayorista. La carga a desconectar por los distribuidores no debe afectar los circuitos con protecciones de baja frecuencia o bajo voltaje, ni los circuitos con cargas altamente sensibles, ni los circuitos con Grandes Clientes que participen en el mercado mayorista que tienen contratos con generadores que no tienen faltantes de generación. Se entiende por cargas altamente sensibles, los hospitales y plantas potabilizadoras de agua.

En el caso de no poder cubrir la totalidad de la carga a desconectar con los circuitos que no tienen las restricciones antes indicadas, se procederá con la apertura de los circuitos que tienen restricciones y como última opción, los circuitos con protecciones de baja frecuencia o bajo voltaje en los últimos escalones, con la autorización previa del CND.

- (MDR.11.2.5) En noviembre de cada año los Agentes Distribuidores deben suministrar al CND el Registro de clientes con Plantas de Emergencia permanentes, el consumo del cliente y la capacidad total existente actualizada.

(MDR.11.3) **De los Grandes Clientes.**

- (MDR.11.3.1) Los Grandes Clientes que participan en el mercado mayorista que tienen contratos con generadores que tienen déficit, deberán desconectarse de la red eléctrica a solicitud del CND.
- (MDR.11.3.2) Deben cumplir con la demanda interrumpible ofertada.
- (MDR.11.3.3) En noviembre de cada año todo Gran cliente habilitado en el Mercado, conectado directamente a la red de transmisión debe remitir directamente al CND la información referente al Autoabastecimiento actualizada.

(MDR.12) **INFORMACIÓN REQUERIDA.**

- (MDR.12.1) El CND debe utilizar para cada periodo de análisis, las proyecciones de demandas horarias de acuerdo a los valores considerados en el predespacho y la generación disponible del SIN.
- (MDR.12.2) Toda información que necesite el CND para la administración del racionamiento debe ser suministrada por los Participantes Consumidores y/o Productores al momento de ser solicitada.
- (MDR.12.3) Los Participantes Productores deben informar al CND toda la disponibilidad de sus unidades de generación y los Distribuidores deben informar la generación propia para el día siguiente.

**(MDR.13) CÁLCULO DE LA CARGA A DESCONECTAR.**

(MDR.13.1) Una vez declarada la condición de racionamiento programado se procederá a detallar qué demanda será desconectada en cada hora.

(MDR.13.2) El CND identificará a la hora de racionamiento la cantidad de potencia disponible requerida para el despacho económico asociada a cada Participante Productor.

(MDR.13.3) El CND identificará a la hora de racionamiento la demanda interrumpible.

(MDR.13.4) Se realizará el cálculo detallado de la demanda a desconectar en cada hora con un estimado de la demanda en esa hora, la demanda interrumpible y la potencia disponible requerida para el despacho económico en el SIN para esa hora.

$$DD = DME - DI - PD$$

DME = Demanda Estimada para esa hora

PD = Potencia Disponible para el despacho económico en el SIN para esa hora.

DI = Demanda Interrumpible para esa hora

DD = Demanda a Desconectar para esa hora

(MDR.13.5) El CND identificará a la hora de racionamiento la demanda sin contratos (DSC).

(MDR.13.6) Cuando la Demanda sin contrato es mayor o igual que la Demanda a desconectar.

$$DSC - DD \geq 0$$

Se procederá a distribuir proporcionalmente el déficit entre la demanda sin contratos (DSC) de cada participante consumidor.

(MDR.13.7) Cuando la Demanda sin contrato es menor que la Demanda a desconectar.

$$DSC - DD < 0$$

Se procederá de la siguiente manera:

1. Primero desconectar toda la carga sin contrato (DSC) proporcionalmente.
2. Después desconectar la carga con contrato que tienen los participantes consumidores con los participantes productores que están en déficit de manera proporcional a la demanda contratada. Se procedería de la siguiente manera:

**Carga Total contratada a desconectar**



$$CDC = |DSC - DD|$$

Donde:

**CDC** = Carga total con Contratos de Suministro y al Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo a desconectar.

**DD** = Demanda a Desconectar

**DSC** = Demanda sin Contrato

**Carga total en contrato asignada a desconectar del participante productor en déficit**

$$CDC_n = CDC * \left( \frac{I_n}{\sum_{n=1}^n I_n} \right)$$

**CDC<sub>n</sub>** = Carga total contratada a desconectar del participante productor "n" en déficit.

**CDC** = Carga total con contrato a desconectar

**I<sub>n</sub>** = Indisponibilidad de potencia en MW de cada Participante Productor "n" en déficit.

**n** = Participantes productores en déficit

**Carga con contrato a desconectar por el participante consumidor.**

$$CDC_x = \sum_{n=1}^n \left( CDCP_n * \frac{CP_{xn}}{TCP_n} \right)$$

**CDC<sub>x</sub>** = Carga con contrato a desconectar al participante consumidor x.

**CDCP<sub>n</sub>** = Carga total contratada a desconectar del participante productor(p) en déficit

**CP<sub>xn</sub>** = Potencia contratada del consumidor "x" con el participante productor "n" en déficit

**TCP<sub>n</sub>** = Total de contratos de potencia del participante productor "n" en déficit

**x** = Participantes consumidores.

**n** = Participantes productores en déficit.

**(MDR.14) ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL DURANTE RACIONAMIENTO.**

(MDR.14.1) Para la determinación de las transacciones de energía en el mercado ocasional durante racionamiento se aplicará el numeral 8.3.2 de las Reglas Comerciales, el cual establece el procedimiento a seguir en el caso de cada Participante Consumidor y de cada Participante Productor.

**(MDR.15) PRECIO DE LA ENERGÍA DURANTE RACIONAMIENTO.**

(MDR.15.1) De conformidad con los numerales 9.5.1.3 y 9.5.1.5 de las Reglas Comerciales, el precio de la energía en el Mercado Ocasional se calcula con el despacho de precio ex post y ante una condición de racionamiento quedará definido por la última unidad de falla despachada. El costo de cada unidad de falla estará dado por las siguientes ecuaciones, donde el Costo de la Energía No Suministrada será definido por la Entidad Reguladora mediante resolución.

Si el  $CENS > CVT_{max}$ ; entonces  $CENS = CENS$  definido por la ASEP

$$UF_1 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.05 + CVT_{max}$$

$$UF_2 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.15 + CVT_{max}$$

$$UF_3 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.45 + CVT_{max}$$

$$UF_4 = CENS$$

Si el  $CENS \leq CVT_{max}$ ; entonces  $CENS = CVT_{max} \times 1.1$

$$UF_1 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.05 + CVT_{max}$$

$$UF_2 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.15 + CVT_{max}$$

$$UF_3 = (CENS - CVT_{max}) \times 0.45 + CVT_{max}$$

$$UF_4 = CVT_{max} \times 1.1$$

Donde,

$CENS =$  Costo de la Energía No Suministrada

$CVT_{max} =$  Costo Variable aplicable al despacho de la Unidad Térmica más cara, disponible en el Sistema Interconectado Nacional.