

ANEXO A

AN No.12429-Elec de 4 de junio de 2018

Metodología del Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión

(ATENCIÓN: Este procedimiento deberá leerse conjuntamente con los siguientes procedimientos: Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo, Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; y Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento.)

(PMO.1) **Objetivo**

(PMO.1.1) Establecer el procedimiento de detalle para realizar el Despacho de Precio y el Cálculo del Precio de la Energía en el Mercado Ocasional.

(PMO.2) **Procedimiento**

(PMO.2.1) Con base en los resultados diarios de la operación en tiempo real, el CND realizará el Despacho de Precio de cada día. Para ello utilizará la misma herramienta de optimización y la información de la Base con que se elaboró el Predespacho Diario, según el Numeral 9.5.1.2 de Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. Como resultado del Despacho de Precio se obtendrá el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

(PMO.2.2) La herramienta de optimización de Corto Plazo, deberá utilizar la información del predespacho diario con las siguientes modificaciones:

(PMO.2.2.1) Modelar la red de transmisión sin restricciones.

(PMO.2.2.2) Modelar la demanda real total en intervalos de 15 minutos, basado en la información del SCADA.

(PMO.2.2.3) Modelar las unidades hidráulicas de embalse con capacidad de regulación mayor a 90 días, con la función de costo futuro del análisis de mediano plazo sin restricciones de acuerdo al artículo (DMP.3.1).

(PMO.2.2.4) Modelar la disponibilidad Programada

1. Plantas Térmicas e Hidráulicas de Embalses: Las Plantas Térmicas e Hidráulicas de Embalse estarán obligadas a declarar su disponibilidad diaria el día previo a la operación.

En caso que el Agente generador no declare su disponibilidad diaria se utilizará la última declarada y esto se tipificará como un incumplimiento a la norma.



Para cada unidad se considerará como oferta real disponible, el mayor entre el valor de la potencia declarada diaria el día previo a la operación y la comprobada en caso de regreso de una indisponibilidad, según sea el caso.

2. Otras:

Las unidades de pasada, las unidades renovables no convencionales (eólicas, solar), los autogeneradores con ofertas de excedentes no firmes y los cogeneradores se modelarán con la energía real entregada. En los casos de indisponibilidad no programada, se utilizará el menor entre el valor de la potencia declarada diaria el día previo a la operación y la potencia entregada de la última hora.

Cuando se requiera disminuir su generación por una restricción no atribuible al Participante Productor, las unidades de pasada y las unidades renovables no convencionales (eólicas, solar), que cumplan con lo establecido en el artículo NII.1.7 del Reglamento de Operación, es decir, que están debidamente monitoreadas por el CND, serán modeladas en el Despacho de Precio con su Potencia Máxima Despachable considerando el recurso primario real disponible en las horas que su potencia fue disminuida.

3. Las importaciones tanto en contrato como en oportunidad se modelarán con la energía programada en el MER.

(PMO.2.2.5) Las unidades serán modeladas considerando todas sus restricciones o limitaciones operativas, es decir, tiempo de arranque, carga mínima y máxima, rampa de subida y bajada de carga, tiempo mínimo de corrida, tiempo mínimo de re-arranque así como cualquier otra que declare el participante. Estas mismas limitaciones fueron las consideradas en la elaboración del predespacho.

(PMO.2.2.6) Se verificará el debido cumplimiento de los requisitos de Reserva Operativa (MRO) y de ser necesario se incluirán unidades para satisfacerlos. Para tal efecto se considerará como disponibilidad máxima la Potencia Máxima Despachable descrita en la (MRO.2.7), es decir que las restricciones de reserva rodante siempre serán consideradas en el Cálculo del Precio de Mercado Ocasional.

(PMO.2.2.7) El informe de Despacho de Precio debe contener lo siguiente:

1. La generación horaria despachada por cada unidad de generación para satisfacer la demanda real.
2. El precio de la energía para el Mercado Ocasional, considerando lo que establece las Reglas Comerciales:

"El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema. En caso de que por fallas en la red, el sistema se abra en dos o más sub sistemas, se calculará un precio para cada sub sistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada sub sistema)" (Numeral 9.5.1.4 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(PMO.2.2.8) Casos Especiales

1. "En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad de falla a la que el despacho asigne energía." (Numeral 9.5.1.5 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).
2. En caso de racionamiento la demanda debe incluir el estimado de carga racionada y se debe aplicar el costo de la unidad de falla que resulte despachada.

(PMO.2.3) El modelo determinará el costo marginal para cada intervalo de 15 minutos. Si la razón entre los costos marginales de cada intervalo es inferior o igual a 2:1 el Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión para la hora será el más alto de los cuatro costos marginales. Si la razón excede el 2:1 el Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión para la hora se calculará multiplicando la energía suministrada en cada intervalo de 15 minutos por el costo marginal en dicho intervalo y dividiendo la suma de los resultados para los cuatro intervalos entre la energía total de la hora.

(PMO.3) **Importación de Energía Ocasional del MER**

(PMO.3.1) La importación de energía en los nodos de interconexión tiene dos orígenes a saber: Compras de Participantes Nacionales por contrato (Mercado de Contrato Regional) o compras por intermedio del CND para el Mercado Ocasional de Panamá (Mercado Ocasional Regional).

- (PMO.3.2) Las Compras de Participantes Nacionales se le asignarán a éstos, junto con los cargos que correspondan.
- (PMO.3.3) Las Compras intermediadas por el CND se distribuirán entre los Participantes Nacionales que estén comprando en el Mercado Ocasional en esa hora.
- (PMO.3.4) En el caso en que durante un período horario exista energía comprada por intermedio del CND y el costo de ésta no corresponda al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, se procederá como sigue:
- (PMO.3.4.1) Si el precio de la energía proveniente del MER es menor al Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión, aquella se liquidará al precio del Mercado Ocasional y la diferencia se le acreditará a los Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.
 - (PMO.3.4.2) Si el precio de la energía proveniente del MER es mayor al Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión, aquella se liquidará al precio del Mercado Ocasional y la diferencia se le cargará a los Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.
- (PMO.4) Resultados del Análisis y Base de Datos
- (PMO.4.1) La Base de Datos y los resultados del Despacho de Precio y Postdespacho deberán estar disponibles a las 18:00 horas de cada día.