METODOLOGÍAS DE DETALLE DESARROLLADAS PARA LA CORRECTA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

- METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN Y DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA– (MCV)
- METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS GARANTÍAS DE PAGO – (MGP)
- METODOLOGÍA A APLICAR CUANDO HAY GENERACIÓN OBLIGADA – (MGO)
- METODOLOGÍA PARA EL DESPACHO DE PRECIO Y CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA DEL MERCADO DE OCASIÓN - (PMO)
- METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS REQUISITOS PARA APORTAR A LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA, DETERMINACIÓN DEL NIVEL DEL SERVICIO AUXILIAR DEL SISTEMA REQUERIDO POR LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y COMO SE ASIGNA – (MSA)
- METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD – (DIS)
- METODOLOGÍA PARA PLANEAMIENTO SEMANAL DEL DESPACHO DE MEDIANO PLAZO– (DMP)
- METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN Y COBRANZA DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD – (MLC)
- METODOLOGÍA A PARA EL SERVICIO AUXILIAR ESPECIAL DE RESERVA DE LARGO PLAZO – (RLP)
- METODOLOGÍA PARA LA CUANTIFICACIÓN Y ASIGNACIÓN DE RESERVA OPERATIVA – (MRO)
- METODOLOGÍA PARA LA HABILITACIÓN DE EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (MHE)
- METODOLOGÍA PARA LA HABILITACIÓN DE IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (MHI)
- METODOLOGÍA PARA LA PARITICIPACIÓN DE AUTOGENERADORES Y COGENERADORES – (ACG)
- METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA Y CRITERIOS DE ARRANQUE Y PARADA DIARIOS – (MPD)
- METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL Y CRITERIOS DE ARRANQUE Y PARADA DE UNIDADES BASE – (MPS)
- METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL – (MVS)
- METODOLOGÍA PARA DEMANDA INTERRUMPIBLE – (MDI)
- METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EL RACIONAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – (MDR)
- METODOLOGÍA PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PARA ELABORACIÓN DE INFORMES DE EVENTOS – (MIE)
- METODOLOGÍA PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL – (MAM)
- METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR EN TIEMPO REAL LOS RECURSOS DE GENERACIÓN ANTE RESTRICCIONES ACTIVA DE LA RED Y/O ALTA HIDROLOGÍA – MRG

METODOLOGÍAS DE DETALLE DESARROLLADAS PARA LA CORRECTA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

- METODOLOGÍA PARA LA INTERNALIZACIÓN DE LOS CARGOS Y CRÉDITOS DE LAS TRANSACCIONES Y SERVICIOS DEL MERCADO REGIONAL– (MICM)
- METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN Y MODIFICACIÓN EXTRAORDINARIA DEL INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS-(MID)
- METODOLOGÍA PARA LA INTERRUMPIBILIDAD DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MIII)
- METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO Y CONTROL DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES (MRCP).
- METODOLOGÍA PARA GESTIONAR LOS GRANDES CLIENTES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MGC)
- METODOLOGÍA PARA TRAMITAR LA ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL (MOC)

METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN Y DECLARACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA

(MCV.1) **Objeto y Generalidades**

(MCV.1.1) Establecer el procedimiento para definir, calcular y declarar los Costos Variables (CV) y los Costos de Arranque y Parada de todas las Centrales de Generación Térmica.

(MCV.1.2) Los costos variables deben ser, por definición, los costos que cambian en proporción a la energía producida. Dado que el Mercado Ocasional de Energía es un mercado de costos, y no de ofertas, el valor declarado debe estar basado en gastos incurridos aprobados o costos variables esperados, de fácil comprobación o demostración. La declaración a través de cualquiera de las dos alternativas debe ser a más tardar el 30 de enero del año de aplicación.

(MCV.1.3) En este documento se hace referencia a algunas de las cuentas contables establecidas en el Sistema de Clasificación Uniforme de Cuentas para Empresas Eléctricas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos – 1971, basado en el "Uniform System of Accounts" de la "Federal Energy Regulatory Comission" (FERC), y Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), a fin de definir los rubros que se deberán utilizar para la determinación de cada costo variable y a los cuales se hacen referencia en éste documento. De no presentarse las cuentas basadas en estos criterios, esto será considerado como incumplimiento y presentado a la ASEP.

(MCV.1.4) El CND verificará los valores declarados por cada Generador Térmico a través del Informe Anual de Costos Variables debidamente respaldado por una empresa auditora reconocida, a fin de confirmar la correcta aplicación de esta metodología aquí descrita. Los informes deben contener los registros que detallen los gastos utilizados para cada mes, según las cuentas declaradas, que permitan al CND validar la información de los gastos incurridos por el Agente.

El CND tendrá un máximo de cuarenta y cinco (45) días calendarios, luego de recibido el informe, para revisar, solicitar aclaraciones o ajuste o aprobar el informe remitido por el Agente.

De mantenerse las inconsistencias en los valores declarados, el CND informará al Agente a la ASEP del incumplimiento y solicitará a los Agentes la realización de auditorías adicionales, cuyos costos serán cubiertos por el generador térmico.

(MCV.2) **Consumo Específico de Unidades**

(MCV.2.1) Todos los Generadores Térmicos deberán desarrollar curvas de consumo específico donde se grafique el consumo total de combustible vs. la potencia neta entregada (MW) por cada unidad incluyendo sus configuraciones o, como Grupo Generador Conjunto para unidades de igual tecnología, medida y/o calculada al punto de entrega de la energía y/o potencia. De ser necesario, este procedimiento debe permitir diferenciar una unidad de otra cuando corresponda.

(MCV.2.2) Para los casos de Unidades nuevas, Unidades Repotenciadas y Unidades Rehabilitadas existentes o nuevas en el Sistema, estas curvas de consumo específico pueden ser basadas en la información de diseño de la unidad, o la obtenida de pruebas de aceptación, o de datos técnicos de una central comparable, modificada por resultados de pruebas que se hayan hecho a la central. Todas estas unidades deben realizar su prueba de eficiencia, bajo sus propios costos, dentro de los 12 meses siguientes al inicio de las pruebas de generación.

$$Consumo\ Específico\left[\frac{Unidad\ de\ Combustible}{MWh}\right] = \frac{Regimen\ Térmico\ Neto}{Poder\ Calorífico}$$

$$\left[\frac{Unidad\ de\ Combustible}{MWh}\right] = \left(\frac{\frac{BTU}{KWh}}{\frac{BTU}{Unidad\ de\ Combustible}}\right)*1000$$

(MCV.2.2.1) Para el levantamiento de las curvas de consumo específico el Generador Térmico debe suministrar al CND previamente, el Protocolo de la Prueba de Eficiencia, así como todas las certificaciones que evidencie que todos los medidores que se usarán en dicha prueba, tanto de energía, como de combustible, están vigentes al momento de la prueba. De igual forma, el Generador Térmico debe contar con el servicio de un Laboratorio certificado e idóneo que analice las muestras de combustible que será utilizado en la ejecución de la Prueba de Eficiencia, bajo estándares internaciones para tal fin.

(MCV.2.2.2) Para ser validado el Protocolo de Prueba, éste debe estar respaldado por normas internacionales vigentes que indique los criterios para la realización de las pruebas de consumo específico. Dichas normas deben ser facilitadas al CND a cuenta del Generador Térmico proponente.

(MCV.2.3) Estas curvas se usarán como base para definir el consumo incremental y el factor de desempeño. Las curvas de consumos incrementales, serán definidas como la primera derivada de la curva de consumo específico. Dichas curvas de consumo específico se determinarán mediante métodos matemáticos que representen de mejor forma la realidad, considerando el menor error estadístico y su factibilidad/aplicabilidad en las herramientas computacionales utilizadas para la optimización. Esta curva debe ser construida en conjunto CND y el Generador Térmico.

(MCV.2.4) Para las unidades de vapor, la data para las curvas de consumo específico deberán incluir puntos de carga cero, carga mínima y máxima, y por lo menos dos puntos de carga intermedios adicionales.

(MCV.2.5) Para las unidades de combustión interna, turbinas de gas y ciclo combinado, la data deberá incluir puntos de carga cero, carga mínima, carga base y generación máxima de emergencia. Puntos adicionales serán aceptados según la posibilidad del Agente.

(MCV.2.6) El Generador Térmico deberá contar con el poder calorífico del combustible que fue utilizado durante las pruebas mediante el análisis efectuado por un laboratorio calificado y reconocido en Panamá. Los Agentes deben presentar información que sustente que el laboratorio escogido cumple con los requerimientos establecidos en el presente artículo.

(MCV.2.7) Los Generadores Térmicos después de haber realizado un mantenimiento mayor a la central o al 50% de sus unidades o de haber superado las 12,000 horas acumuladas de operación para generadores mayores de 5 MW o 10,000 horas acumuladas de operación para generadores menores de 5 MW. Deberán coordinar con el CND, el desarrollo de pruebas de eficiencia de sus unidades con el objetivo de actualizar la información de sus curvas de consumo específico, según el combustible base que utiliza para la generación de energía. Estas curvas actualizadas serán suministradas al CND para su verificación y aprobación.

(MCV.2.8) Para coordinar las pruebas de eficiencia, según la libranza definida por el Agente, el CND en conjunto con los generadores térmicos considerarán lo siguiente:

- Análisis de Seguridad Operativa.
- Análisis Energético.
- Condición actual de operación de la planta.
- Coordinación con otras pruebas.
- Otra condición importante que considere el CND.

Cabe señalar que cuando la prueba de eficiencia sea realizada, la unidad generadora deberá estar operando en condiciones normales y en forma segura según su diseño, que refleje su condición real operativa, es decir, que en los casos donde se identifique anomalías que el CND considere una operación riesgosa o una mala práctica de operación, la prueba queda invalidada y el Agente deberá establecer un plan de acción correctiva y reprogramar la prueba hasta un plazo no mayor de seis (6) meses. De no ser atendido lo indicado, el caso será sometido a la autoridad reguladora.

(MCV.2.9) El protocolo de la prueba de eficiencia que suministrará el Agente deberá incluir dentro de su contenido el alcance y responsabilidades durante la prueba, la descripción de la prueba, el detalle de los periodos e intervalos de medición, esquemáticos que definan claramente los puntos importantes de medición de la prueba y un formulario donde se registrarán las mediciones en cada intervalo. Se requiere que los periodos de mediciones en cada punto de carga definido por el Agente sean de una (1) hora a intervalos de mediciones cada

quince (15) minutos, para que, en caso de obtener valores cuestionables, se tenga la opción de revisar mejor las tendencias en cualquier carga medida.

(MCV.3) **Costo de Combustible y Asociados**

(MCV.3.1) El Costo de Combustible y Asociados se define como el costo de adquisición del Combustible más los Costos Asociados de transporte, manejo y tratamiento del mismo, expresado en valores unitarios, excluyendo el combustible utilizado en el arranque de la(s) unidad(es).

(MCV.3.2) El precio del combustible declarado por cada Generador Térmico, con capacidad de mantener inventario, será determinado con base al método de Primeras Entradas Primeras Salidas (PEPS) o el Costo Promedio Ponderado, de acuerdo a lo establecido en el párrafo 25 de la Norma Internacional de Contabilidad NIC-02, de tal forma que refleje como el combustible es realmente comprado o programado para comprar.

(MCV.3.3) Cada Generador Térmico seleccionará una de las dos opciones definidas en el MCV.3.2 para el cálculo del precio del combustible consumido para la generación eléctrica y lo someterá para la aprobación del CND con un año de anticipación, la cual deberá incluir documentación que respalde el cambio al otro método. Su aplicación requerirá la previa aprobación formal del CND.

(MCV.3.4) Los Costos Asociados al combustible contendrán los precios de transporte, fletes, seguros, aditivos y todos los costos asociados con la compra y suministro del combustible en planta. El Agente debe suministrar la información de forma clara, precisa y en los formatos establecidos por el CND. La definición de estos Costos Asociados es la siguiente:

(MCV.3.4.1) Para Plantas de Vapor: El monto en la Cuenta 501 (Combustibles) menos los gastos de combustible de la Cuenta 151 (Inventario de Aceite Combustible) que fueron cargados a la Cuenta 501 (Combustibles), todo dividido por la cantidad el combustible que fue transferido de la Cuenta 151 (Inventario de Aceite Combustible) a la 501 (Combustibles).

(MCV.3.4.2) Para Turbinas de Gas, Ciclo Combinado y Combustión Interna: El monto en la Cuenta 547 (Combustibles) menos los gastos de combustible de la Cuenta 151 (Inventario de Aceite Combustible) que fueron cargados a la Cuenta 547 (Combustibles), todo dividido por la cantidad del combustible que fue transferido de la Cuenta 151 (Inventario de Aceite Combustible) a 547 (Combustibles).

(MCV.3.5) Cada Generador Térmico deberá someter al CND el Costo de Combustible de acuerdo al método aprobado y ajustándose a los tiempos indicados en la Metodología MPS.

(MCV.3.6) Cuando se requiera y ante pedido del CND, cada Generador Térmico documentará el Costo de Combustible declarado para el periodo que le sea solicitado. Como mínimo, se

presentará dentro del Informe Anual de Costos Variables, el audito de la fórmula de combustible utilizada en la declaración de costo variable semanal.

(MCV.4) **Factor de Costo Variable de Operación y Mantenimiento**

(MCV.4.1) Corresponde al costo variable de operación y mantenimiento asociado a la producción de energía de la unidad generadora, debidamente justificado por el Generador y aprobado por el CND. El factor de costo variable de operación y mantenimiento no podrá ser modificado en un período de un año.

(MCV.4.2) La definición de estos Factores de Costos Variables de Operación y Mantenimiento es la siguiente:

(MCV.4.2.1) Para Plantas de Vapor y Ciclo Combinado se determinará de la siguiente manera:

Costos Variables O&M= [Gasto cuenta 508 + Gastos ctas. (512+513+514) + Cta. 555] */MWh*

Costos Variables de Operación y Mantenimiento incluidos en la Cuenta 508, los cuales son:

- Lubricantes y aceites de sistemas de control.
- Suministro de agua de alimentación.
- Sustancias químicas.
- Manejo de Cenizas.
- Gases de enfriamiento del generador eléctrico.
- Agua cruda para tratamiento y repuesto al ciclo.
- Suministros para purificación de agua de enfriamiento.
- Escobillas o carbones del sistema de excitación.
- Materiales y consumibles para la operación.

Menos los gastos incluidos en esta cuenta relacionados a costos de arranque y parada.

Los gastos de las Cuentas 512, 513 y 514 que incluyen los gastos por mano de obra adicional, materiales y refacciones originados por un Mantenimiento, efectuado al equipo primario como Generador de Vapor, Turbina de Vapor, Generador Eléctrico, Pulverizadores de Carbón, Auxiliares de planta, Sistema de reducción de emisiones y Recuperador de Calor de acuerdo a:

- La tecnología y a las recomendaciones y requerimientos del fabricante y;
- Experiencia operativa del Generador Térmico y/o las mejores prácticas de la industria, lo que deberá ser sustentado ante el CND y aprobado por este último.

Menos los costos incluidos en estas cuentas relacionados a costos de arranque y parada.

Se considerará gastos de la Cuenta 555 en donde se registran los costos de consumo de energía adquirida en los puntos o nodos de interconexión, a través del SMEC, excepto cuando la unidad se encuentra fuera de servicio por daño.

Los siguientes gastos deben presentarse de forma diferenciada, pero no serán considerandos en el O&M los conceptos de gastos erogados por:

a) Reemplazo y/o mantenimientos correctivos asociados a daños en equipamientos principales (compresor, generador, turbina y cualquier otro equipo motriz o transformador).

b) Reemplazo y/o mantenimientos correctivos asociados a daños en equipamientos auxiliares (motores, bombas, compresores, etc.)

(MCV.4.2.2) Para Turbinas de Gas y Unidades de Combustión Interna, se determinará de la siguiente manera:

$$\textit{Costos Variables de O\&M} = \frac{[Gastos\ Cts\ (550.1+553+555)]}{MWh}$$

Costos Variables de Operación y Mantenimiento incluidos en la cuenta 550.1, los cuales son:

- Lubricantes y aceites de sistemas de control
- Combustible para calentamiento
- Sustancias químicas
- Aditivos para combustible
- Agua de enfriamiento para motor y generador
- Escobillas o carbones del sistema de excitación, motor y generador eléctrico
- Materiales y consumibles para la operación

Menos los costos incluidos en esta cuenta relacionados a costos de arranque y parada.

Los gastos de la Cuenta 553 que incluye los gastos por mano de obra adicional, materiales y refacciones originados por Mantenimiento al equipo primario como Turbina, Compresor, Motor de Arranque, Motor de Combustión Interna, Generador Eléctrico mencionado en las cuentas 343, 344 y 345 de acuerdo a:

- La tecnología y a las recomendaciones y requerimientos del fabricante y;
- Las mejores prácticas de la industria, las cuales deberán ser sustentadas ante el CND y aprobadas por este último.

Menos los costos incluidos en estas cuentas relacionados a costos de arranque y parada.

Se considerará gastos de la Cuenta 555 en donde se registran los costos de consumo de energía adquirida en los puntos o nodos de interconexión, a través del SMEC, excepto cuando la unidad se encuentra fuera de servicio por daño.

Los siguientes gastos deben presentarse de forma diferenciada, pero no serán considerandos en el O&M los conceptos de gastos erogados por:

a) Reemplazo y/o mantenimientos correctivos asociados a daños en equipamientos principales (motor, generador, turbina y cualquier otro equipo motriz o transformador).

b) Reemplazo y/o mantenimientos correctivos asociados a daños en equipamientos auxiliares (turbo-cargadores, motores, bombas, compresores, etc.)

(MCV.4.3) **Casos Especiales**

1. Aquellos Generadores Térmicos que, por la naturaleza de las gestiones técnicas, hayan obtenido su aprobación de entrada en operación comercial o la aprobación de disponible para el despacho después del 30 de septiembre del año en análisis, tendrán la opción de fundamentar el Factor de sus Costos Variables de Operación y Mantenimiento en la información de diseño de la unidad o datos técnicos del fabricante o costos variables esperados, de fácil comprobación o demostración
2. Aquellos Generadores Térmicos que, por la forma como se desarrolló el despacho económico no generaron en periodos mayores a tres(3) meses, tendrán que fundamentar el Factor de sus Costos Variables de Operación y Mantenimiento con el valor del año anterior de esa misma central, o el menor valor de la central termoeléctrica existente en el SIN de igual tecnología y de igual selección de combustible o en la información de diseño de la unidad o datos técnicos del fabricante para el caso de plantas nuevas o costos variables esperados, de fácil comprobación o demostración.
3. Aquellos Generadores Térmicos que, por la forma como se desarrolló el despacho económico tuvieron muy baja o nula generación durante el año, pero cuyos gastos para la disponibilidad y generación sea demostrable por el Generador Térmico, podrán fundamentar el Factor de sus Costos Variables de Operación y Mantenimiento con el promedio del factor de Costo Variable de Operación y Mantenimiento de los últimos tres (3) años o en la información de

diseño de la unidad o datos técnicos del fabricante para el caso de plantas nuevas o costos variables esperados, de fácil comprobación o demostración.

(MCV.5) **Costo de Arranque**

(MCV.5.1) Los Generadores deberán aplicar criterios de ingeniería a la data del fabricante, data operacional, sustentados con pruebas de arranque, a fin de derivar o separar los costos del arranque exitoso de cada unidad. Un registro de estas derivaciones y los costos de arranque resultantes deberán ser mantenidos en los archivos del correspondiente Generador, los cuales se utilizarán como un único y consistente costo para el pre-despacho, despacho y liquidación de precios. De no existir pruebas que sustenten los valores utilizados, el CND le aplicará el menor costo declarado por los Generadores Térmicos de igual tecnología o en su defecto los costos eficientes de arranque para Generadores Térmicos de igual tipo de tecnología. Los Agentes que no realicen las pruebas correspondientes, deberán aceptar dicho valor.

(MCV.5.2) Los Generadores Térmicos con unidades de Combustión Interna podrán proponer, y en este caso sustentar, un factor de corrección que tome en consideración el sobre-mantenimiento, que puedan ocasionar los múltiples arranques. Este será llamado Costo Incremental por Mantenimiento (CIM), el mismo será aprobado por el CND siempre y cuando se compruebe que estos costos no están duplicados.

(MCV.5.3) **Costos de arranque para Unidades de Vapor**

(MCV.5.3.1) Arranque en Caliente: El costo de arranque en caliente es el costo esperado para arrancar una unidad de vapor la cual ha sido apagada por un período menor de 12 horas. Debe incluir los costos de combustible desde el inicio del fuego en la caldera hasta la sincronización, más el consumo de energía para los equipos auxiliares durante el proceso de arranque, valorada al costo marginal del sistema correspondiente.

(MCV.5.3.2) Arranque en Frío: Se entiende como condición “fría” que la caldera ha sido apagada en un período mayor de 12 horas. El costo de arranque en frío es el costo esperado en arrancar en esta condición, y debe incluir el consumo de combustible desde el inicio de fuego en la caldera hasta la sincronización, más el consumo de energía de los auxiliares, valorada al costo marginal del sistema correspondiente.

(MCV.5.3.3) En ambos casos, los costos de arranque se determinarán de la siguiente manera:

*Costo de arranque = (Precio combustible*Consumo Comb. por arranque) + CECA*

Donde:

CECA = Costo de la Energía Consumida por los equipos auxiliares.

El factor CECA será valorado al costo marginal del sistema para el período de arranque.

(MCV.5.3.4) Embotellamiento de la Caldera. El costo de embotellamiento es el costo de mantener el fuego en la caldera en forma intermitente para mantener una presión positiva pero menor de la presión de línea en preparación para arrancar la unidad en un momento de tiempo posterior. Los componentes de este costo corresponden al consumo de combustible por mantener el fuego intermitentemente en la caldera hasta la sincronización de la unidad, más el consumo de energía de los auxiliares, valorada al costo marginal del sistema durante el mismo período de tiempo.

Nota: Al computar los costos de arranque en el pos-despacho, se aplicará el costo de embotellamiento o el costo de arranque en caliente, pero no ambos.

(MCV.5.4) **Costo de arranque para Turbinas de Gas o de Combustión Interna**

Deberán incluir el costo del combustible requerido para arrancar, desde el inicio de la flama hasta la sincronización más la potencia en MW de los equipos auxiliares necesarios para el arranque de la unidad durante el tiempo en horas, que dura el arranque hasta sincronizar la unidad, determinado de la siguiente manera:

*Costo de arranque = (Precio combustible * Consumo Comb. Por arranque) + CECA + CIM*

Donde

CECA = Costo de la Energía Consumida por los equipos auxiliares

*Energía Consumida = Potencia equipos auxs.*Tiempo de arranque = MWh*

El factor CECA será valorado al costo marginal del sistema para el período de arranque.

(MCV.5.5) **Costos de arranque del Ciclo Combinado**

Deberán incluir el costo de combustible desde el inicio de la flama en la primera turbina de gas hasta la sincronización de la unidad de vapor, tal y como se mide durante una secuencia de arranque normal, menos la integración de la generación neta desde la sincronización de la turbina de gas a la sincronización de la turbina de vapor, valorada al costo marginal del sistema para el período de arranque.

*Costo de arranque = (Precio combustible * Consumo Comb. por arranque) - CGNCC*.

Donde:

CGNCC = Costo Generación Neta Ciclo Combinado.

(MCV.5.6) **Prueba de Arranque**

Todos los Generadores Térmicos deberán coordinar con el CND las pruebas de arranque de sus unidades, las cuales deben realizarse en conjunto con el desarrollo de las pruebas de eficiencia de las mismas.
Los agentes deben entregar al CND el protocolo de prueba que debe ser un complemento al protocolo de las pruebas de eficiencia establecido en el numeral MCV.2.9.

(MCV.6) **Costo de Parada**

(MCV.6.1) Los Generadores Térmicos deberán aplicar criterios de ingeniería a la data del fabricante, data operacional, sustentados con pruebas de paro, a fin de derivar o separar los costos de parada de cada unidad. Un registro de estas derivaciones y los costos de paro resultantes deberán ser mantenidos en los archivos del correspondiente Agente Productor, los cuales se utilizarán como un único y consistente costo para el pre-despacho, despacho y liquidación de precios. De no existir pruebas que sustenten los valores utilizados, el CND le aplicará el menor costo declarado por los Generadores Térmicos de igual tecnología o en su defecto los costos eficientes de parada para Generadores Térmicos de igual tipo de tecnología. Los Agentes que no realicen las pruebas correspondientes, deberán aceptar dicho valor.

(MCV.6.2) Para todos los casos que se describen a continuación, los Generadores Térmicos declararán y sustentarán su costo unitario de paro que tome en consideración: el costo de combustible y el consumo de auxiliares requeridos durante el paro de acuerdo al método establecido.

(MCV.6.2.1) **Costos de parada para Unidades de Vapor**

Deberán incluir el consumo de energía para los equipos auxiliares durante el proceso de paro, de acuerdo a la medición del watthorímetro de servicios propios, a partir de que la unidad queda desconectada del sistema eléctrico hasta que inicia la operación de la turbina en tornaflecha, valorada de la siguiente manera:

$$Costo\ de\ parada = CECA + \ Costo\ de\ combustible$$

Donde:

$$CECA = Costo\ de\ la\ Energía\ Consumida\ por\ los\ Equipos\ Auxiliares = MWh * \frac{\$}{MWh}$$

Energía Consumida = Cantidad de energía medida a través del watthorímetro de servicios propios

(MCV.6.2.2) **Costo de parada para turbinas de gas o unidades de combustión interna**

Deberán incluir el costo del combustible desde que la unidad queda desconectada del sistema eléctrico hasta el disparo de la turbina de gas o unidad de combustión interna.

(MCV.6.2.3) **Costos de parada del Ciclo Combinado**

Deberán incluir el consumo de energía para los equipos auxiliares durante el proceso de paro a partir de que la unidad de vapor queda desconectada del sistema eléctrico hasta que inicia la operación de la turbina en tornaflecha, más el costo del combustible desde que cada unidad turbogas queda desconectada del sistema eléctrico hasta el disparo de dicha turbina de gas, determinados de la siguiente manera:

$$Costo\ de\ parada = CECA + \ Costo\ de\ combustible$$

Donde:

CECA = Costo de la Energía Consumida por los equipos Auxiliares
Consumo Energ. Eléc.Eq.Aux = A partir de la desconexión de la TV hasta que inicia la operación de la TV en tornaflecha.

Consumo Comb. = Consumo Comb. Desde la desconexión de cada TG hasta el disparo de dicha TG.

(MCV.6.3) **Prueba de Parada**

Todos los Generadores Térmicos deberán coordinar con el CND las pruebas de parada de sus unidades, las cuales deben realizarse en conjunto con el desarrollo de las pruebas de eficiencia de las mismas.
Los agentes deben entregar al CND el protocolo de prueba que debe ser un complemento al protocolo de las pruebas de eficiencia establecido en el numeral MCV.2.9.

(MCV.7) **Verificación de la Información y Auditoría:**

(MCV.7.1) A más tardar el 30 de enero del año siguiente, los Generadores Térmicos presentarán un informe, siguiendo los lineamientos de esta Metodología, al CND de los Costos Variables de Operación y Mantenimiento y de los mantenimientos ejecutados durante el año anterior, denominado Informe Anual de Costos Variables debidamente respaldado por una empresa auditora reconocida.

El CND podrá efectuar verificaciones sobre el Informe Anual de Costos Variables, para corroborar la correcta aplicación de esta Metodología. De encontrarse inconsistencias en los valores declarados o incorrecta aplicación de la Metodología, el CND exigirá al Generador Térmico la realización de una auditoría técnica-contable, la cual tomará en cuenta resultados de pruebas operacionales, información de fabricante o del equipo o estándares internacionales como también la revisión de la información suministrada como

justificación de los Costos Variables de O&M. Los costos de la auditoría serán cubiertos por el Generador Térmico.

Cuando los resultados del Informe de las Auditorías no difieran de los valores del Informe de Costos Variables en más del 5% se aceptará el Informe Anual de Costos Variables presentado por el Generador Térmico. En caso contrario, el CND requerirá al Agente la información adicional que aclare y/o sustente las discrepancias encontradas en ambas auditorias.

Si no es posible consensuar una posición con el Agente, el CND informará a la ASEP y le aplicará al Generador Térmico, previa No Objeción de la ASEP, el menor costo declarado por los Generadores Térmicos de igual tecnología o en su defecto los costos eficientes de operación y mantenimiento. Para tal fin, el CND deberá desarrollar un procedimiento para contar con los costos eficientes de operación y mantenimiento por tecnología, de acuerdo a las mejores prácticas y referencias internacionales. Dicho procedimiento deberá estar definido por parte del CND e informado a los Agentes del Mercado para el próximo periodo de entrega de auditorías una vez entre en vigencia los cambios en la presente metodología.

(MCV.7.2) El CND elaborará los formularios de aplicación para la declaración de costos por parte de los Generadores Térmicos y aquellos Generadores Térmicos propiedad de Agentes Autogeneradores, de manera que la información sea uniforme.

(MCV.8) **Declaración de Costos Variables aplicables al Despacho**

(MCV.8.1) Los Generadores Térmicos deberán declarar al CND los Costos Variables de combustible, operación y mantenimiento, así como los costos de arranque y parada de las unidades generadoras que se utilizarán en la programación semanal para el Despacho Económico, de acuerdo a lo establecido en el artículo MDP. 2.2 del Reglamento de Operación.

Los Generadores Térmicos deberán informar trimestralmente los costos acumulados incurridos hasta el trimestre inmediatamente anterior, considerando lo establecido en los artículos MCV.3 y MCV.4 de la presente Metodología. Este informe debe ser entregado al CND a más tardar el último día hábil del mes siguiente y los meses a entregar informes serán abril, julio y octubre de cada año. La información del último trimestre del año estará contenida en el Informe Anual de Costos Variables (MCV.7.1).

(MCV.8.2) El CND aplicará los nuevos Costos Variables de Operación y Mantenimiento de acuerdo a lo establecido en el artículo MCV.7.2, a partir de la primera semana de despacho del mes de abril del año en que se presenta la declaración de costos, estos costos tendrán una vigencia hasta la semana de despacho previa a la primera semana de despacho del mes de abril del año siguiente.

(MCV.8.3) Cuando por el periodo establecido, el Generador Térmico no declara costos de operación y mantenimiento, el CND le aplicará el menor costo declarado por los Generadores Térmicos de igual Tecnología.

(MCV.8.4) Las Declaraciones de Costos variables se realizarán en el formato proporcionado por el CND el cual se anexa como ejemplo para explicación de los conceptos requeridos.

1. Los **MW** es la potencia de la unidad o grupo de unidades en los diferentes puntos de prueba.

2. **Costo Combustible** en $/Unidad de combustible, se refiere al costo de combustible obtenido de acuerdo a lo establecido en el artículo MCV.4.

3. **Poder calorífico** en BTU/Unidad de combustible, este valor depende del tipo combustible consumido, el dato lo obtiene el productor de la compañía suministradora de combustible o de un laboratorio certificado para tales efectos. Este dato deberá ser medido por cada lote o pedido evidencia que entregará el productor al CND. Con esta información se obtendrá el Poder Calorífico Ponderado en función del volumen adquirido. El valor declarado debe calcularse como promedio ponderado en función del volumen.

4. **Costos asociados** que incluyen transporte, manejo y tratamiento del combustible en $/Unidad de combustible.

5. **Costos variables de operación y mantenimiento** en $/MWh de acuerdo al punto MCV.5 de la Metodología para la definición del costo variable total y costos de arranque y parada de unidades de generación.

6. **Eficiencia neta**, es resultado de las pruebas de rendimiento que realiza el Generador Térmico a sus unidades generadoras, las cuales reporta en BTU/MWh.

7. **Consumo específico** de combustible que es la relación que tiene la eficiencia neta como rendimiento de las unidades generadoras y el poder calorífico del combustible utilizado, expresado en Unidad de combustible/MWh.

8. **Costo variable total**, es el resultado de los costos de combustible más los costos variables de operación y mantenimiento en $/MWh.

9. **Combustible de arranque,** es el consumo de combustible necesario para realizar el arranque de las unidades de vapor, de carbón, turbina de gas, combustión interna o ciclo combinado, expresado en Unidad de combustible/Arranque.

10. **Consumo energía eléctrica equipos auxiliares arranque**, es la energía eléctrica utilizada a través de los equipos necesarios para el proceso de arranque, en MWh.

11. **Costo de arranque total por Arranque frío**, es el resultado de los costos de combustible más la energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares durante el proceso de

arranque frío y costo incremental de mantenimiento en las unidades de generación de termoeléctrica, en $/Arranque.

12. **Costo de arranque total por Arranque caliente**, es el resultado de los costos de combustible más el costo de la energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares durante el proceso de arranque caliente y costo incremental de mantenimiento, en las unidades de generación de termoeléctrica, en $/Arranque.

13. **Costo total por arranque**, es el resultado de los costos de combustible más el costo de la energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares durante el proceso de arranque y costo incremental de mantenimiento, en los diferentes tipos de unidades de generación, en $/Arranque.

14. **Combustible de parada,** es el consumo de combustible utilizado en el proceso de paro de las unidades de vapor, de carbón, turbogas, combustión interna o ciclo combinado, expresado en Unidad de combustible/Parada.

15. **Consumo energía eléctrica equipos auxiliares parada**, es la energía eléctrica utilizada a través de los equipos necesarios para el proceso de parada, en MWh.

16. **Costos de parada** es el resultado de los costos de combustible más los costos de la energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares durante el proceso de parada, en los diferentes tipos de unidades de generación.

Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago

(MGP.1) Procedimiento para los Participantes del Mercado**.**

(MGP.1.1) El objetivo es establecer las pautas para la determinación y administración de los Depósitos de Garantía (o simplemente llamadas "garantías") que deben presentar todos los Participantes del Mercado Mayorista de Panamá, tanto para el mercado ocasional de Panamá como para el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Para el mercado local, esta responsabilidad está contenida en el numeral 14.10.1.2 – Mora y Falta de Pago de las Reglas Comerciales, destinado a cubrir incumplimientos de pago.

Para el caso del MER, los Agentes que participen en ese mercado deberán cumplir con la constitución de las garantías de pago correspondientes a través del Ente Operador Regional (EOR), cumpliendo el procedimiento que este establezca.

(MGP.2) **Aplicación.**

(MGP.2.1) Esta metodología aplicará a todos aquellos Participantes y aquellos nuevos que se encuentren en pruebas de conexión y que aún no cuenten con la certificación definitiva de entrada en operación comercial, pero que participen en el mercado ocasional.

(MGP.3) **Definición.**

(MGP.3.1) Garantía de pago: Seguridad o afianzamiento que presenta un Participante para cubrir cualquier incumplimiento de pago en el mercado ocasional y en el MER.

(MGP.4) **Generalidades.**

(MGP.4.1) Todos los Participantes están obligados a integrar las garantías, que estarán destinadas a cubrir los incumplimientos de pago en el Mercado Ocasional de Panamá y en el MER.

La garantía constituida para el pago en el mercado ocasional deberá ser entregada al Centro Nacional de Despacho (CND).

La garantía constituida para el MER debe ser gestionada ante el EOR

(MGP.4.2) La garantía local deberá ser constituida a favor de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), quien será el Beneficiario de la misma.

(MGP.4.3) De cumplir la garantía local con todos los requisitos solicitados por el CND, éste procederá a su custodia. De no ser así, el CND solicitará al Participante su modificación, quién deberá realizarla y remitirla al CND.

(MGP.4.4) El importe de la garantía deberá ser suficiente para cubrir como mínimo las transacciones de un (1) mes en el Mercado Ocasional de Panamá.

(MGP.4.5) La garantía regional, que deberán gestionar los Agentes del MER, para respaldar las transacciones de energía y cargos regionales del MER lo deberán gestionar y constituir a favor del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo establecido.

(MGP.4.6) El CND informará, de manera escrita a través del medio digital que haya definido, el monto calculado inicial o actualizado del depósito de garantía a cada Participante de acuerdo a lo contenido en el numeral 14.10.1.3 de las Reglas Comerciales.

(MGP.5) **Determinación del Valor de los Depósitos de Garantías Locales.**

De acuerdo al numeral 14.10.1.3 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, con la información que disponga, durante el mes de diciembre, el CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional, para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada en el mercado ocasional será el mes de máxima compra de energía que tenga el Participante en el año. Esta energía deberá ser evaluada al precio promedio aritmético mensual de la energía en el mercado ocasional.

(MGP.5.1) **Determinación del Valor de las Garantías para los Participantes Consumidores**.

El procedimiento de cálculo será el siguiente:

(MGP.5.1.1) Compras de Energía en el Mercado Ocasional: El CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional de los Participantes Consumidores (incluyendo pérdidas de transmisión), para los doce (12) meses del siguiente año, considerando para cada mes:

a) <u>Energía Mensual a comprar en el Mercado Ocasional.</u>

- Nivel Contractual: la información de los Contratos de Suministro suscritos para cada mes el siguiente año.
- Consumo mensual: información plasmada en el Informe Indicativo de Demanda vigente.

La ecuación a aplicar es:

$$\boldsymbol{ED_i = CME_i - EC_i}$$

Donde:

ED_i = Energía mensual prevista a ser comprada por el Participante Consumidor en el mercado ocasional, expresados en megavatios-hora (MWh).
Si ED es igual o menor que cero (0), ED será considerado como cero (0).

CME_i = Consumo mensual de energía previsto en el Informe Indicativo de Demanda, expresados en megavatios-hora (MWh).

EC_i = Energía mensual prevista asignada en todos los Contratos de Suministro, expresados en megavatios-hora (MWh).

i = número de meses a evaluar.

b) Costo de la energía a comprar en el mercado ocasional:

La energía mensual deberá estar evaluada al Costo Marginal mensual que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo.

$$CEM_{D.Local} = max_{i=1}^{n}(ED_i x\ CMM_i)$$

Donde:
$CEM_{D.LOCAL}$ = Compra de Energía mensual máxima del Participante Consumidor prevista en el Mercado Ocasional, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CMM_i = Costo Marginal mensual que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

n = número de meses a evaluar

(MGP.5.1.2) Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia y Pérdidas de Transmisión:

(MGP.5.1.2.1) Servicios Auxiliares Generales. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$SAG_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(SAG_i)}{12}$$

Donde:

SAGp = Servicio Auxiliar General promedio previsto, expresados dólares de los Estados Unidos de América (USD).

SAG_i = Servicio Auxiliar General mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.2) Generación Obligada. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$\boldsymbol{GO_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(GO_i)}{12}}$$

Donde:

GOp = Generación obligada promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

GO$_i$ = Generación obligada mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.3) Compensación de Potencia. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$\boldsymbol{CP_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(CP_i)}{12}}$$

Donde:

CPp = Compensación de potencia promedio previsto, expresados en balboas (B/.).

CP$_i$ = Compensación de potencia de los últimos doce (12) meses, dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.4) Servicios Auxiliares Especiales.

(MGP.5.1.2.4.1) Seguimiento de Demanda. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$\boldsymbol{SD_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(SD_i)}{12}}$$

Donde:

SDp = Seguimiento de demanda promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

SD_i = Seguimiento de demanda de los últimos doce (12) meses, dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.2.4.2) Reserva de Largo Plazo. Se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año.

$$SAERLP_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(SAERLP_i)}{12}$$

Donde:

SAERLPp = Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

$SAERLP_i$ = Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo que se obtengan en la asignación inicial para el siguiente año, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.1.3) El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en los puntos (MGP.5.1.1) y (MGP.5.1.2) de esta metodología.

$$GARANTÍA_{DLOCAL} = CEM_{D.LOCAL} + SAGp + GOp + CPp + SDp + SAERLPp$$

(MGP.5.2) **Determinación del Valor de las Garantías para los Participantes Productores.**

El procedimiento de cálculo será el siguiente:

(MGP.5.2.1) El CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional necesaria para cubrir los compromisos de los Participantes Productores para ello deberá utilizar el mes de máxima compra de energía en el mercado ocasional que tenga en el año, considerando para cada mes:

a) <u>Energía Mensual a comprar en el Mercado Ocasional:</u>

Nivel Contractual mensual: se considerará la información de los Contratos de Suministro suscritos para el siguiente año.
Generación Mensual e Importación de Energía prevista para el siguiente año de acuerdo a la Planificación Semanal del Mediano Plazo previa a la semana en la que se realiza el cálculo.
Consumo de planta.

La ecuación a aplicar es:

$$\boldsymbol{EP_i = G_i + I_i - EC_i - CPL_i}$$

Si EPi > 0, Entonces EPi = 0
Si EPi ≤ 0, Entonces EPi = EPi * - 1

Donde:

EP_i = Energía mensual prevista a ser comprada por el Participante Productor en el mercado ocasional, expresados en megavatios-hora (MWh). EP aplicará siempre y cuando sea menor que cero (0).

G_i = Generación mensual de energía prevista, expresados en megavatios-hora (MWh).

I_i = Importación de energía mensual prevista expresados en megavatios-hora (MWh).

EC_i = Energía comprometida en contrato prevista, expresados en megavatios-hora (MWh).

CPL_i = Consumo mensual previsto de la planta, expresados en megavatios-hora (MWh).

i = número de meses a evaluar.

b) Costo de la energía a comprar en el mercado ocasional:

La energía deberá estar evaluada al Costo Marginal Mensual que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo.

$$\boldsymbol{CEM_{P.Local} = \max_{i=1}^{n}(EP_i x CMM_i)}$$

Donde:

$CEM_{P.LOCAL}$ = Compra de Energía mensual máxima del Participante Productor prevista en el Mercado Ocasional, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CMM_i = Costo Marginal mensual que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

n = número de meses a evaluar

(MGP.5.2.2) Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia, pérdidas de transmisión:

(MGP.5.2.2.1) Servicios Auxiliares Generales. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12)

meses.

$$SAG_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(SAG_i)}{12}$$

Donde:

SAGp = Servicio Auxiliar General promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

SAG_i = Servicio Auxiliar General mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.2) Generación Obligada. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$GO_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(GO_i)}{12}$$

Donde:

GOp = Generación obligada promedio previsto, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

GO_i = Generación obligada mensual de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.3) Compensación de Potencia. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$CP_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(CP_i)}{12}$$

Donde:

CPp = Compensación de potencia promedio prevista, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CP_i = Compensación de potencia de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.4) Servicios Auxiliares Especiales.

(MGP.5.2.2.4.1) Seguimiento de la Demanda. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$\boldsymbol{SD_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(SD_i)}{12}}$$

Donde:

SDp = Seguimiento de la demanda promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

SD_i = Seguimiento de la demanda de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.5) Pérdidas de Transmisión (Pi). El CND utilizará los montos históricos de los últimos doce (12) meses para aplicar la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{Pi_p = \frac{\sum_{i=1}^{n}(Pi_i)}{12}}$$

Donde:

Pi_p = Pérdidas de transmisión promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

Pi_i = Pérdidas de transmisión de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

(MGP.5.2.2.6) Consumo mensual de la planta. Se tomarán los montos históricos de los últimos doce (12) meses.

$$\boldsymbol{CPL_P = \frac{\sum_{i=1}^{n}(CPL_i)}{12}}$$

Donde:

CPLp = Consumo mensual de la planta promedio, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CPL_i = Consumo mensual de la planta de los últimos doce (12) meses, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar

(MGP.5.2.3) El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en los puntos (MGP.5.2.1) y (MGP.5.2.2) de esta metodología.

$$\mathbf{GARANTÍA_{PLOCAL} = CEM_{P.LOCAL} + SAGp + GOp + CPp + SDp + Pi + CPLp}$$

(MGP.5.3) **Determinación del Valor de las Garantías para los Nuevos Participantes Nacionales del Mercado.**

(MGP.5.3.1) Participantes Consumidores.
El CND determinará el valor de la garantía de pago local cumpliendo el procedimiento establecido en el numeral (MGP.5.1). Para los nuevos Participantes Consumidores, el CND calculará un monto base que será informado al Participante para que constituya la garantía regional a través del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo indicando en la (MGP.4.5).

(MGP.5.3.2) Participantes Productores con Contratos de Suministro.
El CND determinará el valor de la garantía de pago local cumpliendo el procedimiento establecido en el numeral (MGP.5.2). Para los nuevos Participantes Productores el CND calculará un monto base de la garantía regional que será informado al Participante para que lo constituya a través del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo indicando en la (MGP.4.5).

(MGP.5.3.3) Participantes Productores sin Contratos de Suministro.
El CND determinará el valor de la garantía de pago considerando transacciones comerciales asociadas al consumo de la planta.

$$\boldsymbol{GARANTÍA_{PLOCAL} = \sum_{i=1}^{n} CP_i * CMM_i}$$

CP$_i$ = Consumo mensual de la planta, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

CMM$_i$ = Costo Marginal mensualque resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo , según lo establecido en la norma 5.2.1 de esta metodología, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

n = número de meses a evaluar.

El monto de la garantía de este Participante Productor será revisado con antelación a la entrada en vigencia de sus Contratos de Suministro.

El Productor presentará una garantía cuya vigencia deberá cubrir como mínimo desde el inicio de pruebas de la planta hasta la finalización del año calendario vigente.

(MGP.6) **Reclamación de los Participantes Nacionales sobre el Valor de la Garantía.**

Recibida formalmente la notificación del CND para la constitución de la garantía de pago, el Participante tendrá un plazo de cinco (5) días calendarios para solicitar cambios al valor indicado por el CND, debidamente justificados. De no solicitar cambios en el valor de la garantía indicada por el CND quedará en firme. Si no se llega a un acuerdo, el CND deberá enviar la discrepancia a la ASEP, quien en última instancia decidirá el monto. Mientras se resuelve el conflicto, el Participante deberá integrar la garantía de acuerdo a lo indicado por el CND.

(MGP.7) **Formalización de las Garantías.**

La constitución de las garantías de pago deberá realizarse mediante uno de los siguientes instrumentos financieros:

(MGP.7.1) Depósitos en efectivo: Se llevarán a cabo en la cuenta designada por ETESA.

(MGP.7.1.1) En estos casos, ETESA y el Participante respectivo suscribirán un acuerdo en el cual se dejarán plasmados todos los términos y condiciones por los cuales se mantendrá el depósito en efectivo en custodia de ETESA.

(MGP.7.2) Carta de crédito: Es una carta contingente ("Stand by") irrevocable otorgada por un Banco emisor aceptable por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que será el Beneficiario.

(MGP.7.2.1) El CND remitirá al Participante el formato del texto de la Carta de Crédito Contingente ("Stand by").

(MGP.7.2.2) Cualquier cambio en las condiciones en que se constituyó la garantía deberá ser informada al Beneficiario a efectos de mantener actualizado el instrumento de pago.

(MGP.7.2.3) Los costos inherentes a la constitución de la Carta de Crédito Contingente "Stand by", sus actualizaciones, renovaciones y otros costos relacionados a ésta serán cubiertos por cada uno de los Participantes.

(MGP.7.3) Contratos de cuenta en plica: Todo aquel Participante que opte por este instrumento deberá constituir una cuenta corriente en la cual deberá depositar el monto de la garantía estimado por el CND, quedando pignorado en esta cuenta en plica. El Participante, el Banco y ETESA suscribirán un contrato, el cual permanecerá en vigencia hasta tanto las partes así lo consideren conveniente.

(MGP.7.4.) Instrumento Financiero, jurídicamente viable: Este documento deberá ser aceptado como válido por el CND y el Banco de Gestión y Cobranzas.

(MGP.7.5) *Si un Participante asume la responsabilidad de los pagos de las transacciones en el Mercado Ocasional de otro Participante, deberá integrar la garantía correspondiente a dichas transacciones*. (Numeral 14.10.1.5 de las Reglas Comerciales) Para esta implementación el que asume esta responsabilidad deberá coordinar con el CND las modificaciones que se requieran en las garantías de pago.

(MGP.7.6) En todos los casos, la moneda utilizada será Dólares de los Estados Unidos de América (USD).

(MGP.7.7) La garantía deberá estar constituida a disposición y satisfacción de ETESA.

(MGP.7.8) *En el caso de un nuevo Participante, la garantía debe ser entregada con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación en el Mercado Mayorista.* (Numeral 14.10.1.4 de las Reglas Comerciales)

En caso de que el Participante Productor no inicie formalmente operación en el Mercado Mayorista, pero tenga el compromiso de entregar energía eléctrica al haber suscrito un contrato de suministro y se estima que resultará comprando en el mercado ocasional, deberá entregar al CND su garantía local con una anticipación de quince (15) días a la entrada en vigencia de dicho contrato de suministro. El mismo plazo aplicará en aquellos casos en que el Participante consuma para su operación energía eléctrica y resulta deudor en el mercado ocasional.

(MGP.8) **Período de Vigencia y Renovación de la Garantía.**

(MGP.8.1) La garantía al ser constituida deberá mantenerse siempre vigente por el monto total de la garantía, lo cual verificará constantemente el CND por su incidencia con las transacciones.

(MGP.8.2) *Esta garantía será renovada dentro del año siguiente a la última garantía entregada y deberá ser presentada al CND por el Participante, con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período.* (Numeral 14.10.1.4 de las Reglas Comerciales)

(MGP.9) **Revisión del Monto del Depósito de Garantía.**

(MGP.9.1) **Revisión anual.**

El monto de la garantía será revisado y ajustado anualmente, según establecen los puntos (MGP.5.1) o (MGP.5.2), dependiendo del tipo de Participante a que corresponda.

(MGP.9.2) **Revisión Interanual.**

El CND podrá revisar y ajustar el monto del depósito a un Participante antes de finalizar el año, si hay una variación en el monto de la garantía, considerando lo siguiente:

a) Cuando la energía estimada a ser comprada por el Participante (ED ó EP) comparada con la energía real comprada en el Mercado Ocasional ó el monto de compra estimado ($CEM_{D.LOCAL}$ ó $CEM_{P.LOCAL)}$ comparado con los montos reales pagados en el Mercado Ocasional, suponga una desviación en términos económicos de mínimo +/- 15% de la garantía vigente.

b) Cuando cambien los compromisos contractuales de los Participantes y esto involucra una desviación en términos de mínimo +/- 10% del monto de la garantía vigente.

c) Cuando se den cambios importantes en el Costo Marginal del Sistema, no previstos en la proyección inicial, y que incidan en la valoración de las transacciones en el Mercado Ocasional, que suponga una desviación acumulada en términos económicos de mínimo +/-10% para un período de tres (3) meses consecutivos.

Cuando se modifiquen los montos que deben cubrir las garantías, el Participante tiene quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

(MGP.9.3) **Revisión por instrucción de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).**

Si durante la operación comercial de un Participante se registran casos de morosidad y/o falta de pago, la ASEP solicitará al CND revisar los montos de sus garantías para que éstos cubran dos (2) o más meses de transacciones en el Mercado Ocasional. (Numeral 14.10.1.7 de las Reglas Comerciales)

Por lo anterior, el CND solicitará al Participante la ampliación del monto.

(MGP.9.4) En caso de que los montos de las garantías se modifiquen por cualquier razón expuesta anteriormente, el Participante tiene quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

(MGP.10) **Ejecución de Depósitos de Garantía Local.**

Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro del plazo que se informa tanto en el Calendario de Liquidación elaborado por el CND (Numeral 14.9.1.4 de las Reglas Comerciales).

(MGP.10.1) Ante el incumplimiento de pago por parte de un Participante, el CND debe cubrir, en primer lugar la falta de pago con retiros de la garantía. El participante debe reponer el monto correspondiente en un plazo no mayor a 30 días después de su ejecución. (Numeral 14.10.1.9 de las Reglas Comerciales). En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor moroso del Mercado por el monto a reponer. (Numeral 14.10.1.10 de las Reglas Comerciales). El incumplimiento de pago por parte del Participante podrá ser íntegro o parcial.

(MGP.10.2) Una vez ejecutada la garantía, el monto de la misma será distribuida proporcionalmente entre los Participantes acreedores que corresponda de acuerdo a los montos de las respectivas deudas. El CND deberá notificar formalmente a los participantes el monto acreditado, incluyendo un informe con los detalles adeudados.

(MGP.11) **Incumplimiento de los Participantes locales.**

(MGP.11.1) Un Participante incurre en incumplimiento de pago en los siguientes casos:

a) Cuando no deposite en la cuenta corriente que mantiene en el Banco de Gestión y Cobranza el monto total que el CND le notifique mediante el Documento de Transacciones Económicas (DTE), que al efecto le haga en relación con sus compromisos por sus transacciones y en el plazo establecido para ello.

b) Cuando habiéndosele hecho efectiva la garantía de pago de sus transacciones no la restituya en su totalidad.

Cuando habiéndosele requerido el aumento del monto depositado como garantía de pago por aumento de su volumen de transacciones, no lo haga en los quince (15) días correspondientes.

(MGP.11.2) En la Fecha de verificación de cumplimiento local, el CND verificará si todos los Participantes deudores han depositado los montos adeudados. En caso de que algún Participante deudor no hubiese efectuado tal depósito, el CND enviará notificación ese mismo día al Participante deudor notificándole de tal situación y que la garantía de pago del Agente constituida a favor de ETESA será ejecutada inmediatamente.

(MGP.11.3) Durante el día hábil siguiente de producida la Mora en el Pago local, el CND procederá a ejecutar la garantía constituida a favor de ETESA, así:

a) En el caso de efectivo depositado en cuenta bancaria de ETESA en el Banco de Gestión y Cobranza, el CND instruirá a este banco para que transfiera la suma en depósito del Participante local deudor, de acuerdo al Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes respectivo, a las cuentas corrientes de los Participantes locales acreedores

b) En el caso de carta de crédito contingente ("stand by"): El CND preparará un memorando notificando de tal situación de impago al Banco, en el cual el Participante Nacional local ha constituido la carta de crédito, e instruyéndole para que ejecute de forma íntegra o parcial la garantía respectiva.

c) En el caso de Contrato de depósito en plica: El CND enviará a el Participante Nacional deudor una notificación por parte de ETESA denominado "Aviso de Saldo Impago", con copia al Banco Depositario y además, remitirá al Banco una "Carta de

Ejecución de Depósito de Garantía" firmada por ETESA. Ambos documentos estarán determinados por el contenido como sea establecido en este contrato.

(MGP.11.4) De hacerse efectiva la garantía, el CND notificará al Participante deudor esta circunstancia e intimará a reponer el monto correspondiente a su garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor del Mercado por el monto a reponer.

(MGP.12) **Mora y falta de pago.**

(MGP.12.1) *Las deudas con el Mercado Ocasional sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa será la denominada Tasa de Mora que fija anualmente la Superintendencia de Bancos.* (Numeral 14.10.1.8 de las Reglas Comerciales)

(MGP.12.1.1) En el marco de lo dispuesto en el artículo 1072- A del Código Fiscal, la Tasa de Mora será de dos (2) puntos porcentuales sobre la Tasa de Referencia Comercial que indique anualmente la Superintendencia de Bancos.

(MGP.12.1.2) Se entenderá como Interés de Mora aquellos intereses que se cobran por un retraso en el pago o el incumplimiento del mismo por parte del Participante, sea íntegro o parcial.

(MGP.12.1.3) El CND procederá a estimar el interés de mora así:

Por año en mora:

Im = K x t

Por días en mora:

Im = (K x t x n) / 360 días

Donde:

Im = Interés de mora

K = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

t = Tasa de mora anual

n = número de días en mora

Año comercial = 360 días.

Nota: Los días en mora (n) en el Mercado Ocasional se contarán a partir del día siguiente en que se efectúa el pago a los Participantes acreedores (fecha efectiva de dinero disponible), de acuerdo al Calendario de Liquidación y Cobranza del mes que corresponda, hasta el día en que el Participante efectúe el pago total de la deuda

respectiva.

(MGP.12.1.4) En caso de que la deuda pase de un año a otro, la tasa de mora se calculará así:

$Im = (K/360 \text{ días}) \times [(t_1 \times n_1) + (t_2 \times n_2)]$

Donde:

Im = Interés de mora

K = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

t_1 = Tasa de mora (año 1)

t_2 = Tasa de mora (año 2)

n_1 = número de días en mora del año 1

n_2 = número de días en mora del año 2

Año comercial = 360 días.

(MGP.12.1.5) El monto total de la deuda de un Participante moroso se calculará así:

$D = K + Im$

Donde:

D = Monto total de la deuda de un Participante moroso

K = Monto impago o deuda impagada por el Participante del mercado ocasional, expresado en dólares de los Estados Unidos de América (USD).

Im = Interés de mora.

(MGP.12.1.6) El monto de interés por mora será informado por el CND al Participante deudor a través del Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondiente al siguiente mes en que éste efectúe el pago de su obligación, con toda la información que respalde los resultados obtenidos y permita al Participante deudor verificar su validez.

(MGP.12.1.7) Para los Participantes acreedores que dejaron de percibir el pago de la obligación del Participante moroso, el CND deberá obtener el monto del interés por mora de acuerdo a la proporción que le corresponda de la deuda impaga, el cual informará a través del DTE correspondiente al siguiente mes en que éste efectúe el pago de su obligación, con toda la información que respalde los resultados obtenidos y permita al Participante acreedor verificar su validez.

(MGP.12.2) *El CND debe mantener permanentemente informados a los Participantes y a la ASEP sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren en la cobranza del Mercado Ocasional.* (Numeral 14.9.1.6 de las Reglas Comerciales)

(MGP.13) **Liberación de la garantía.**

(MGP.13.1) ETESA liberará la garantía constituida por un Participante de acuerdo a las siguientes situaciones:

a) Cuando el Participante decida desvincularse del Mercado Mayorista de Electricidad, anunciando el mes hasta el cual efectuará transacciones.
b) Cuando el Participante decida constituir otra garantía mediante otro instrumento financiero distinto al inicial.
c) Cuando un Agente pierda su condición de Participante del Mercado.

(MGP.13.2) Antes de liberar la garantía, CND/ETESA se asegurará de que el Participante haya cumplido con todas las obligaciones y que haya pagado todas sus deudas derivadas de sus transacciones en el mercado ocasional local o en el MER. Una vez finalice esta verificación, el CND notificará al participante y a partir de la misma, el CND/ETESA contará con un término de 30 días para liberar la Garantía de Pago.

(MGP.13.3) Si el depósito de garantía constituido por el Participante es dinero en efectivo depositado en una cuenta, ETESA transferirá el mismo, o su remanente, al banco que el Participante le indique para tal fin y le notificará al Participante.

(MGP.13.4) Si el depósito de garantía se constituyó mediante la apertura de una carta de crédito contingente, la misma le será devuelta formalmente al Participante.

(MGP.13.5) En caso de que la garantía se haya constituido a través de contrato de cuenta en plica, se procederá a dar por finalizado formalmente el mismo. Posteriormente, el CND procederá a transferir el dinero al banco que el Participante informe para tal fin y notificará al mismo de ello.

(MGP.14) El CND mantendrá en el área privada de la WEB, que es de acceso a todos los participantes, el listado actualizado de todos los participantes, garantías y montos vigentes.

(MGP.15) **Procedimiento para La Empresa de Transmisión**

(MGP.15.1) El objetivo es establecer las pautas para la determinación y administración de los Depósitos de Garantía (o simplemente llamadas “garantías”) que debe presentar La Empresa de Transmisión.

(MGP.15.2) La Empresa de Transmisión deberá integrar una garantía calculada por el CND, la cual deberá ser suficiente para cubrir sus transacciones de un mes, producto de sus compromisos en el Mercado, que se reflejen en los Documentos de Transacciones

Económicas.

Para el cálculo de la garantía se tomará en cuenta:

- La compensación estimada por generación desplazada.
- La compensación estimada por generación obligada.

Esto producto de indisponibilidades temporales o permanentes y restricciones activas en la red de transmisión.

(MGP.15.3) Para efectos de los cálculos, tiempos de ejecución y otros aspectos relativos a la garantía que debe integrar la Empresa de Transmisión, ésta se regirá por los mismos requerimientos que le aplican a los Participantes del mercado y que son establecidos en esta metodología.

(MGP.15.4) Determinación del Valor de las Garantías para la Empresa de Transmisión

(MGP.15.4.1) Generación Obligada.

a) El CND deberá estimar la energía a asignar en generación obligada a la Empresa de Transmisión Eléctrica, para los doce (12) meses del siguiente año.

Para ello se basará en la diferencia entre las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.2 Cálculo de la política con restricciones) y las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP 3.1 Cálculo de la política sin restricciones), siempre que esta diferencia sea positiva.
Los datos a utilizar son los que corresponden a la semana de despacho previo a la realización de los cálculos de la garantía.

b) Costo de la energía asignada en Generación Obligada:

La energía a asignar en generación obligada deberá estar evaluada a la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de la unidad que está obligada y el Costo Marginal que resulta de las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previo a la semana en la que se realiza el cálculo de la garantía.

$$\boldsymbol{PGO_i = \left(GO_i x \left(CV_i - CM_i\right)\right)}$$

Donde:

PGOi = Pago estimado por la generación obligada asignada mensualmente a la Empresa de Transmisión Eléctrica, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).
GOi= Energía mensual en generación obligada determinada en el punto a.
CMi = Costo Marginal promedio mensual, que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que

se realiza el cálculo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).
CVi = Costo Variable Promedio Mensual, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

i = mes a evaluar

(MGP.15.4.2) Generación Desplazada.

a) El CND deberá estimar la energía a asignar a la Empresa de Transmisión Eléctrica en generación desplazada, para los doce (12) meses del siguiente año.

Para ello se basará en la diferencia entre las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1 Cálculo de la política sin restricciones) y las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP 3.2 Cálculo de la política con restricciones), siempre que esta diferencia sea positiva.
Los datos a utilizar son los que corresponden a la semana de despacho previo a la realización de los cálculos de la garantía.

La energía desplazada a reconocer será:

Si Esrt > Ec;
GD = Ec-Ert
Si Esrt< EC
GD= Esrt-Ert

GD= Energía mensual desplazada a reconocer al Participante
Ec= Energía mensual en contratos del Participante
Esrt= Energía mensual del Participante que resulta de las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1 Cálculo de la política sin restricciones).
Ert= Energía mensual del Participante que resulta de las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.2 Cálculo de la política con restricciones).

b) Costo de la energía asignada en Generación Desplazada:

La energía reconocida como generación desplazada será evaluada a la diferencia entre el Costo Marginal Promedio Mensual y el Costo Variable promedio mensual aplicable al despacho, que resulta de las simulaciones realizadas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo de la garantía.

$$\boldsymbol{PGD_i = \sum_{1}^{p} \left(GD_i x \, (CM_i - CV_i) \right)}$$

Donde:
PGDi = Pago estimado por la Generación Desplazada asignada mensualmente a la Empresa de Transmisión eléctrica, expresados en dólares de los Estados Unidos de América (USD).
GDi = Energía desplazada reconocida mensualmente al Participante y determinada en el punto a.
CMi = Costo Marginal Promedio Mensual que resulta de las simulaciones realizas en el Planeamiento Semanal del Mediano Plazo (DMP.3.1) previa a la semana en la que se realiza el cálculo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).
CVi = Costo Variable Promedio Mensual del Participante, expresados en dólares de los Estados Unidos de América por megavatio-hora (USD/MWh).

i = mes a evaluar
p= cantidad de participantes

(MGP.15.4.3) El monto total mensual de la garantía será la suma de los montos calculados en los puntos (MGP.15.4.1) y (MGP.15.4.2) de esta metodología.

$\text{GARANTÍA}_{\text{pLOCAL}} = \textbf{MAX} \sum_{1}^{i} (\boldsymbol{PGOi} + \boldsymbol{PGDi})$

i = mes a evaluar

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) Por afectación a los Criterios de Calidad del Servicio. (C)

.

(MGO.1.3.2) Trabajos de mantenimiento en el sistema o libranzas de los Agentes. (D)

(MGO.1.3.3) Las limitaciones operativas de unidades generadoras. (R)

(MGO.1.3.4) Por requerimientos de la demanda. (A)

(MGO.1.3.5) Por criterios de despacho económico. (F)

(MGO.1.3.6) Por Apartamientos en las importaciones programadas del MER y la operación en tiempo real. (J)

(MGO.2) **AFECTACIÓN A LOS CRITERIOS DE CALIDAD DEL SERVICIO (MGO.1.3.1):** Esta situación puede darse por afectación a la calidad del servicio definido en el Reglamento de Transmisión por parte el Transmisor, Distribuidores o Productores, y por Participantes Consumidores conectados a la red de transmisión.

(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.

(MG0.2.2) **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 contenidas en el Reglamento de Transmisión (Capítulo VII.2, 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, 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, y iii) cuando por la configuración de las redes de distribución, dos o más consumidores son alimentados por diferentes líneas y ante la salida de una de ellas se puede presentar sobrecargas en el o los elementos restantes.

(MGO.2.2.1.2) Cuando la situación presentada, se refiera al literal i) del MGO.2.2.1.1, 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) Cuando la situación presentada, se refiera al literal i) del MGO.2.2.1.1, el CND notificará por escrito la situación al Distribuidor que corresponda para que corrija el problema.

(MGO.2.2.2.2) Una vez recibida la notificación del CND, el Distribuidor tendrá hasta tres meses para su corrección, luego de lo cual, si no ha cumplido, el CND comunicará por escrito los hechos a la Autoridad Nacional 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.2.2.2.5) Si los análisis de contingencia sencilla señalan que ante la salida de un elemento de la red de distribución se puede presentar posibles sobrecargas de elementos de las redes de distribución que alimentan a dos o más consumidores, 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 o bien a los consumidores que serán beneficiados debido a la acción de generación obligada para evitar posibles sobrecargas en elementos de la red de distribución producto del análisis de contingencia sencilla, 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.

(MG0.2.3) **Limitaciones provocados por otros Participantes Consumidores del Mercado conectados a la red de transmisión**.

(MGO.2.3.1) **Restricción**

(MGO.2.3.1.1) Esta situación se presenta cuando en un momento dado el factor de potencia de los participantes consumidores del mercado, en los puntos de entrega, esté fuera de las Normas de Calidad del Servicio Técnico para las Redes de Transmisión (Capítulo VII.2,Sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva del Reglamento de Transmisión); lo que puede dar por efectos que 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.2.3.1.2) 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 Participante Consumidor, persiste la situación de un factor de potencia fuera de lo establecido en las Normas de Calidad vigentes.

(MGO.2.3.2) **Responsable**

El CND mediante análisis pre y post operativo determinará, comunicará y asignará al participante infractor de la norma de calidad, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.2.3.3) **Compensación**

El Participante 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.

(MG0.2.4) Limitaciones provocados por los Participantes Productores conectados a la red de transmisión o de distribución

(MGO.2.4.1) Restricción

(MGO.2.4.1.1) Esta situación se presenta cuando:

• Generadores conectados a la red de Transmisión o de distribución de Alta Tensión, su disponibilidad de potencia reactiva resultase inferior a lo comprometido;
• Generadores conectados a las redes de Media Tensión de distribución, operan sus centrales con un Factor de Potencia diferente de 1.00 (Unitario).

Lo que puede dar lugar que 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.2.4.1.2) 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, persisten los problemas de potencia reactiva.

(MGO.2.4.2) **Responsable**

El CND mediante análisis pre y post operativo determinará, comunicará y asignará al participante infractor de la norma de calidad, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.2.4.3**)** **Compensación**

El Participante Productor que genera obligado 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.

(MG0.2.5) **Por variaciones de generación que afectan los requerimientos de regulación secundaria de frecuencia**.

(MGO.2.5.1) **Restricción**

(MGO.2.5.1.1) Cuando a causa de variaciones de generación que afecten el control de la frecuencia, se convoque a una central de generación fuera de mérito por despacho económico, para satisfacer los requerimientos de regulación secundaria de frecuencia, ya sea que la central convocada aporte directamente la reserva requerida para satisfacer los requerimientos de frecuencia hora a hora o que la central convocada aporte energía para garantizar los márgenes de reserva en las unidades con capacidad para brindar el servicio.

(MGO.2.5.2) **Responsable**

El CND identificará el participante productor responsable y le asignará el pago de la compensación asociada a la generación obligada. El CND deberá sustentar la asignación de la generación obligada en los posdespachos y despachos de precios, reflejando, con claridad y de manera detallada, las condiciones operativas que justifican la asignación realizada, con la finalidad de dar trazabilidad a la misma y que su interpretación sea de fácil entendimiento.

(MGO.2.5.3) **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.3) **TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA O LIBRANZAS DE LOS AGENTES (MGO.1.3.2)**

(MGO.3.1) **Restricción**: La salida programada para mantenimiento de una línea y/o equipos del sistema de trasmisión, 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 él 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 él o a los responsables en forma proporcional a su participación en tal generación.

(MGO.4) **LAS LIMITACIONES OPERATIVAS DE UNIDADES GENERADORAS (MGO.1.3.3)**

(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 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.4.1.3) Cuando la operación a plena carga de una central generadora o unidad esté condicionada a la existencia de esquemas de desconexión de carga, y dicho esquema no esté habilitado o presente una indisponibilidad para su operación y esto implique restringir la operación de la central o unidad generadora.

(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) Cuando el CND, instruye a un generador a salir del despacho, respetando los límites declarados por este y el generador informa que por diferentes motivos no puede salir del despacho, los costos de su generación y de generación desplazada de otro agente, le serán asignados al propio generador.

(MGO.4.2.4) El CND comunicará y asignará el pago de los sobrecostos debido a los arranques y la generación obligada al participante cuyo esquema de desconexión no se encuentre operativo

(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 y asume sus sobrecostos operativos.

(MGO.4.3.2) Para los casos descritos en los numerales MGO.4.1.2 y MGO.4.1.3: Los Agentes Productores cuyas unidades: i) no entraron en línea, ii) entraron en línea con retraso, iii) se encuentra en salida forzada, iv) no cuentan con su esquema operativo, es responsable y deberá pagar la compensación asociada a la generación obligada y los costos de arranque 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 arranque de las unidades generadoras utilizadas en su reemplazo se distribuirá en proporción a la energía dejada de entregar.

(MGO.4.4) **Compensación**

(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.1.3.4)**

(MGO.5.1) **Por cambios en las condiciones de oferta y demanda en una hora**.

(MGO.5.1.1) 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.5.1.2) **Responsable**
Se consideran responsables de la restricción a todo los Agentes Consumidores, según se establece en el numeral 9.6.1.6 de las Reglas Comerciales.

(MGO.5.1.3) **Procedimiento**

El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Agentes Consumidores.

(MGO.5.1.4) **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.5.2) **Para satisfacer los requerimientos de regulación secundaria de frecuencia**

(MGO.5.2.1) Cuando se convoque una central de generación fuera de mérito por despacho económico, para satisfacer los requerimientos de demanda, ya sea que la central convocada aporte directamente la reserva requerida para satisfacer los requerimientos de frecuencia hora a hora o que la central convocada aporte energía para garantizar los márgenes de reserva en las unidades con capacidad para brindar el servicio.

(MGO.5.2.2) **Responsable**

Se consideran responsables de la restricción a todo los Agentes Consumidores.

(MGO.5.2.3) **Procedimiento**

El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Agentes Consumidores. El CND deberá sustentar la asignación de la generación obligada en los posdespachos y despachos de precios, reflejando, con claridad y de manera detallada, las condiciones operativas que justifican la asignación realizada, con la finalidad de dar trazabilidad a la misma y que su interpretación sea de fácil entendimiento

(MGO.5.2.4) **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.1.3.5)**

(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 de commitment.

(MGO.6.2) **Responsable**

Los Participantes Consumidores.

(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. En el Predespacho Semanal se indicarán las unidades de commitment arrancadas por despacho económico.

(MGO.6.4) **Compensación**

El Participante o los Participantes 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 al consumo de los Participantes Consumidores.

(MGO.7) POR APARTAMIENTOS EN LAS IMPORTACIONES PROGRAMADAS DEL MER Y LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (MGO.1.3.6)

(MGO.7.1) Si en la operación en tiempo real la energía retirada en el nodo de la RTR es menor al monto establecido en la importación programada del MER, y ocasione llamar al despacho una unidad fuera de mérito, es decir que no era requerida por despacho económico, o se incremente la generación a la unidad marginal. El CND deberá considerar estos desvíos como generación obligada por un apartamiento en la importación programada del MER y la operación en tiempo real, numeral 9.6.1.10 de las Reglas Comerciales.

(MGO.7.2) **Responsable**

Se considera responsable del apartamiento de la importación al Participante Nacional que es la parte compradora.

(MGO.7.3) **Procedimiento**

El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Participantes Nacionales que son la parte compradora, será proporcional a la energía consignada para cada comprador en el predespacho regional cuando en una misma hora existan varios compradores.

(MGO.7.4) **Compensación**

El Participante 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, siempre que su costo variable sea superior al precio horario en el Mercado Ocasional.

(MGO.8) **NORMAS GENERALES**

(MGO.8.1) 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 Costo Variable.

(MGO.8.2) La generación obligada no participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional.

(MGO.8.3) 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.8.4) 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.8.5) 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.8.5.1) 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

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 ó 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 ó los responsables.

Ri = Generación Obligada por violación de Restricción Técnica del Agente Productor.
-Cuando la potencia despachable del generador es menor que la potencia efectiva.
-Cuando por salida forzada el generador no entra o entra con retardo.
-Por permanencia en el despacho del generador por más tiempo del indicado por el CND.
-Retardo de puesta en línea de cualquier unidad a solicitud del CND.

Responsable: El CND, identificará el ó los responsables.

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.

Ki = Compensación por Generación desplazada, debido a Trabajos de Mantenimiento ó Libranza y restricciones en las redes de transmisión y distribución.
Responsable: El CND identificará el ó los Participantes responsables.

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.

i = número que representa al Agente de Mercado responsable de la compensación y/o Generación Obligada.

J = Generación obligada por apartamientos considerables entre las importaciones programadas del MER y la operación en tiempo real. (Ver MGO.7)
Responsable: Participante Nacional que es la parte compradora

(MGO.8.5.2) El CND mantendrá un listado actualizado de los números asignados a cada agente y lo anexará 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 esta Metodología.

LISTADO DE L OS AGENTES CON SU NÚMERO ASIGNADO

(Actualizado al 19 de octubre de 2023)

CODIGO_AGENTE	CODIGO POSDESPACHO
ETESA	1
BAHIA LAS MINAS CORP.	2
AES PANAMA, S.R.L.	3
ENEL FORTUNA	4
PAN-AM	5
ENEL–S99	6
ACP	7
COPESA	8
BUSINESSPARK	9
EDEMET	10
ENSA	11
EDECHI	12
EGESA	13
AES-S99	15
ARGOS PANAMA, S.A.	16
PEDREGAL POWER COMPANY, S. de R.L.	17
ISTMUS HYDRO POWER, S. de R.L.	18
HIDRO PANAMA	19
CAFE DE ELETA	20
VALLEYCO	21
GENA	22
BOFCO	23
HIDRO BOQUERON, S.A.	24
ESEPSA	25
CALDERA ENERGY CORP.	26
CEMEX	27

PASO ANCHO HYDRO POBER	28
SALTOS DE FRANCOLI, S.A.	29
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	30
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	31
GENERADORA RIO CHICO, S.A.	32
IDEAL PANAMA, S.A.	33
HIDRO IBERICA, S.A.	34
ACP GENERADOR	35
OER	36
BONTEX, S.A.	37
HIDROPIEDRA, S.A.	38
GENERADORA ALTO VALLE, S.A.	39
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A.	40
LAS PERLAS NORTE, S. de R.L.	41
ALTERNEGY, S.A.	42
LAS PERLAS SUR, S. de R.L.	43
UNION EOLICA PANAMEÑA PENONOME I, S.A.	44
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA, S.A.	45
HIDROLECTRICA SAN LORENZO, S.A.	46
AGGREKO	47
SOENERGY	48
ELECTRON INVESTMENT, S.A.	49
HYDRO CAISAN, S.A.	50
FOUNTAIN HYDRO POWER CORP.	51
HIDROECOLOGIA DEL TERIBE, S.A.	52
UEP PENONOME II, S.A.	53
KANAN OVERSEAS I, INC.	54
JINRO CORP.	55
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTDA, S.A.	56
ENERGYST INTERNATIONAL B.V.	57
GAS NATURAL ATLANTICO S., de R.L.	58
MINERA PANAMÁ, S.A.	59
TROPITERMICA, S.A.	60
CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	61
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	62
PANASOLAR GENERATION, S.A.	63
EMPAQUES DE COLÓN, S.A.	64
PSZ1, S.A.	65
PARQUE EOLICO TOABRÉ, S.A.	66
SPARKLE POWER, S.A.	67
DESARROLLOS HIDROLECTRICOS CORP.	68
CELSOLAR, S.A.	69
GENERADORA GATÚN, S.A.	70

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 que 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, aquélla 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 el Postdespacho deberán estar disponibles a las 18:00 horas de cada día.

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA APORTAR A LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA, DETERMINACIÓN DEL NIVEL DEL SERVICIO AUXILIAR DEL SISTEMA REQUERIDO POR LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y COMO SE ASIGNA.

(MSA.1) **Generalidades**

(MSA.1.1) Los Servicios Auxiliares del Sistema junto con los Servicios de Reserva de Corto Plazo constituyen los Servicios Auxiliares Generales (de acuerdo a 10.1.1.3 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad). En este momento reconocemos como tal a dos servicios a saber:

(MSA.1.1.1) Servicios para la regulación del voltaje en la red de transmisión.

(MSA.1.1.2) Servicios para el Control Automático de Generación

(MSA.2) **Control del Voltaje de la Red de Transmisión**

(MSA.2.1) El CND tiene la responsabilidad de velar por la correcta operación de la red de transmisión lo que incluye mantener perfiles de voltaje adecuados.

(MSA.2.2) Criterios

(MSA.2.2.1) Habrá perfiles de voltaje deseados para diversas situaciones de carga de la red así como para los diferentes esquemas de generación.

(MSA.2.2.2) Los perfiles de voltaje a mantener deben obtenerse de estudios que optimicen el uso de la red minimizando pérdidas. Y que además:

(MSA.2.2.2.1) Mantienen los niveles de voltaje dentro de los márgenes que dictan las Normas de Calidad, y

(MSA.2.2.2.2) Respetan las restricciones que se originan de estudios de Seguridad Operativa que elabora el CND, semestralmente.

(MSA.2.3) Asignación

(MSA.2.3.1) Los generadores sincronizados a la red del SIN deberán estar funcionado bajo Regulación Automática de Voltaje (RAV).

(MSA.2.3.1.1) El CND solo podrá autorizar la operación de una unidad con una avería en el RAV cuando la salida de la unidad ponga el SIN en situaciones de racionamiento.

(MSA.2.3.2) El CND cuenta con diversas herramientas para lograr los perfiles de voltaje deseados. Una de esas herramientas es:

(MSA.2.3.2.1) Solicitar a los Agentes Generadores que ajusten el voltaje de su barra de generación a un valor especifico, o

(MSA.2.3.2.2) Solicitar a los Agentes Generadores que se aporte una cantidad específica de potencia reactiva.

(MSA.2.3.3) Todos los Agentes Generadores tienen la obligación de responder a estas solicitudes del CND siempre y cuando estén dentro de los límites operativos de sus unidades.

(MSA.2.3.4) A menos que se indique lo contrario en el contrato de interconexión o en otro documento similar los límites operativos de las unidades debe estar dentro de los siguientes rangos:

(MSA.2.3.4.1) El voltaje de la barra de generación debe poder variar desde 0.95 pu. a 1.05 pu.

(MSA.2.3.4.2) La unidad debe poder operar a plena capacidad con un factor de potencia de 0.85 medido en la barra de generación.

(MSA.2.3.4.3) En todo momento la unidad podrá ser operada dentro de los límites de la curva de capacidad del generador publicada por el fabricante.

(MSA.2.3.5) A fin de poder lograr estos rangos el CND, de considerarlo necesario, deberá ordenar el cambio de la posición de las derivaciones fijas de los transformadores elevadores.

(MSA.2.4) Compensación

(MSA.2.4.1) La Regulación Automática de Voltaje de los generadores se considera un servicio auxiliar obligatorio para todos los generadores por lo que no se ofrece compensación alguna por brindarlo.

(MSA.3) **Control Automático de la Generación (CAG)**

(MSA.3.1) El CND tiene la responsabilidad de mantener la frecuencia del sistema así como los intercambios internacionales. Para tal fin el CND debe mantener en servicio un sistema de Control Automático de Generación (CAG) incorporado al SCADA/EMS.

(MSA.3.2) El CND en acuerdo con los OS/OM de los países vecinos y el EOR determinarán si la operación de su CAG será en modo de Control de Frecuencia; Control de Intercambio o Intercambio con sesgo de frecuencia.

(MSA.3.3) Criterios

(MSA.3.3.1) Para lograr la acción de control el CND requiere tener regulación secundaria disponible.

(MSA.3.3.1.1) Para cada hora la regulación secundaria disponible debe ser mayor que el 25% del aumento de carga esperado durante esa hora pero nunca menor que el 2% de la demanda para esa hora

(MSA.3.3.2) En el modelo de predespacho de corto plazo se incluirá una restricción exigiendo que para cada hora la generación proveniente de las unidades que ofrecen regulación secundaria cumplan con la siguiente condición:

$$rsr \leq \sum_{i \in N_{AGC}} \left(PME_i - rp_i - P_i \right)$$

Donde:

rsr : Regulación secundaria requerida para la hora.
N_{AGC} : Conjunto de Unidades ofreciendo regulación secundaria.
PME_i : Potencia máxima de Emergencia para la unidad *i* (ver MRO.2.8)
rp_i : Regulación primaria de la unidad *i.*
P_i : Energía despachada de la unidad *i.*

(MSA.3.3.3) Una vez terminado el pre-despacho se verificara el cumplimiento de lo establecido en el parágrafo MSA.3.3.1.1. En caso de que este criterio no sea cumplido en alguna hora del pre-despacho, el mismo será modificado asignando la(s) unidad(es) que resulte(n) en el menor costo al despacho, y que satisfaga(n) el requerimiento de regulación secundaria.

(MSA.3.3.4) Para calificar una unidad para aportar regulación secundaria la misma debe cumplir con lo establecido en MDP.3.6 del Reglamento de Operación.

(MSA.3.4) Asignación

(MSA.3.4.1) El CND asignará la Regulación Secundaria a todas las unidades habilitadas para prestar este servicio que se encuentren en línea en el momento siguiendo los lineamientos que señale el pre-despacho

(MSA.3.5) Compensación

(MSA.3.5.1) A fin de definir la compensación que le corresponde a los Agente del Mercado que pongan regulación secundaria a disposición del CND, se dividirá la remuneración máxima vigente para el mes correspondiente a este servicio, entre la integración de la regulación secundaria requerida a lo largo del mes. El precio (B/./MW), resultante se utilizará para valorar el aporte de regulación secundaria que dio cada uno de los agentes de acuerdo con el siguiente procedimiento.

(MSA.3.5.2) Para cada hora se calculara el aporte de regulación secundaria de cada unidad que este habilitada y este en línea de acuerdo a lo establecido en MRO. 3.7.

(MSA.3.5.3) A cada unidad se le remunerará la regulación secundaria aportada de acuerdo al precio calculado arriba (MSA.3.5.1). Si el total de regulación secundaria aportado es mayor que el requerido se ponderara la remuneración total asignada para la hora entre las unidades que aportaron regulación secundaria en forma proporcional a su aporte.

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERADORES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

(DIS.1) **Generalidades.**

(DIS.1.1) El CND tiene la responsabilidad de determinar la disponibilidad de las unidades generadoras. (Según las cláusulas que van desde la 5.3.1.4 a la 5.3.1.8 de las Reglas Comerciales) Esta metodología tiene como objeto definir el procedimiento de cálculo que utilizará el CND para realizar esta labor.

(DIS.1.2) Mensualmente el CND publicará, en el Informe del Mercado los resultados de la Disponibilidad del mes inmediatamente anterior y los acumulados de los últimos doce (12) meses a la fecha para cada GGC. (Según el numeral 5.3.1.9 de las Reglas Comerciales).

(DIS.2) **Definiciones.**

(DIS.2.1) Salida Programada: Es toda salida asociada a un trabajo contemplado en el programa de mantenimientos mayores donde se define la duración y naturaleza del trabajo a realizar, y dicho detalle es declarado para la planificación del despacho semanal.

(DIS.2.1.1) En aquellos casos en los cuales un tercero, (entiéndase agente del SIN), afecte la programación del despacho de una unidad generadora producto de una libranza de emergencia o forzada, y que en este caso esta condición sea propicia para realizar trabajos contemplados en el programa de mantenimientos mayores, se considera salida programada.

(DIS.2.1.2) Cuando el CND solicite que un agente reprograme un mantenimiento contemplado en el programa de mantenimientos mayores, se considera salida programada.

(DIS.2.1.3) En el caso que se modifique la fecha de realización de un mantenimiento por horas de corrida, las mismas serán consideradas programadas.

Con excepción a los puntos DIS.2.1.1, DIS.2.1.2 y DIS.2.1.3, toda salida no contemplada en el pprograma de mantenimientos mayores es considerada como salida forzada.

(DIS.2.2) Salida Forzada: Si la salida no califica como Salida Programada, es una Salida Forzada.

(DIS.2.2.1) Luego de una Salida Forzada la unidad permanece en esta condición hasta que sea demostrada la disponibilidad por el Participante mediante una prueba de máxima carga.

(DIS.2.2.2) Una vez la unidad entra en línea para demostrar disponibilidad, el periodo transcurrido desde que la unidad inicia el proceso para entrar en línea hasta que la misma es declarada disponible y a órdenes del despacho, es considerado como una condición limitada.

(DIS.2.3) Potencia Efectiva: Es la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, restricciones propias de la unidad y consumos propios. Para el caso de un Autogenerador la potencia efectiva corresponde a las unidades no requeridas para respaldar sus consumos propios.

(DIS.2.3.1) Las restricciones propias de la unidad excluyen las degradaciones por uso y/o efectos de obsolescencias.

(DIS.2.3.2) Las modificaciones a la Potencia Efectiva deben ser presentadas con su correspondiente justificación.

(DIS.2.4) Disponibilidad que se Comprometen a Comercializar: Las Centrales Térmicas deben declarar la Disponibilidad que se comprometen a Comercializar quince (15) días hábiles antes del 10 de octubre de cada año. Esta se expresa como un porcentaje de la Potencia Efectiva y dicho porcentaje puede variar a lo largo del año. Este valor se utilizará para los cálculos de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) a que se refiere la cláusula 5.3.1.4 y 5.3.1.5 de las Reglas Comerciales.

(DIS.2.5) Potencia Firme de Largo Plazo para unidades Térmicas: Es su potencia efectiva, afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa y que no puede ser superior a su potencia efectiva afectada por la disponibilidad real de la central en los últimos tres (3) años para cada una de sus unidades generadoras, o el que corresponda por incumplimientos reiterados de acuerdo a lo indicado en la reglamentación vigente, y/o el resultado de cualquier auditoría solicitada por el participante productor con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los

tres años anteriores. Si el Participante Productor ha estado disponible los tres (3) últimos años y asume el compromiso del 100 % de su potencia efectiva, la PFLP de la unidad coincidirá con su potencia efectiva. La disponibilidad comprometida puede ser variable a lo largo del año.

(DIS.2.6) Potencia Firme de Largo Plazo para Unidades Hidráulicas o Eólicas: El CND es el responsable de calcular la PFLP de estas unidades siguiendo lo señalado en los artículos MDP.2.18 al MDP.2.21 del Reglamento de Operación. El CND debe calcular el valor inicial a solicitud del Participante interesado antes de la entrada en operación de la planta. Este valor debe ser actualizado, adicionado a la base estadística los datos de operación obtenidos, por lo menos cada 5 años o por solicitud justificada de parte interesada. Anualmente el CND verificará que este valor no sea mayor a sus Potencia Efectiva afectada por la disponibilidad real de la central en los últimos tres años para cada una de sus unidades generadoras, o el que corresponda por incumplimientos reiterados de acuerdo a lo indicado en la reglamentación vigente. El participante productor podrá solicitar una auditoria con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los tres (3) años anteriores.

(DIS.2.7) Para el cálculo de la PFLP de cada unidad generadora, el CND tomará en cuenta la disponibilidad real acumulada de la central, de los tres (3) años anteriores. El período comprendido de un año será del 01 de agosto al 31 de julio del siguiente año.

(DIS.2.8) Para las centrales de generación nuevas, los Participantes Productores deberán, antes de su entrada en operación comercial, declarar al CND la Tasa de Salidas Programadas y Salidas Forzadas de las unidades (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación), la cual se utilizará para el cálculo de la PFLP hasta cumplir un año de operación comercial. Transcurrido este tiempo, el CND realizará el cálculo de PFLP utilizando los datos reales de disponibilidad de las unidades.

(DIS.2.9) Se considera incumplimientos reiterados cuando:

- El Participante Productor con contratos de potencia que presenta dentro de los últimos doce (12) meses, cinco (5) incumplimientos semanales a sus compromisos.

- El Participante Productor que aporta al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y presenta una condición de incumplimiento

reiterado cuando, dentro de un año de asignación presenta cinco (5) incumplimientos semanales.

(DIS.2.10) Potencia Disponible Diaria: Es la Potencia que el Participante declara como disponible antes del cierre del predespacho del día anterior. Puede variar hora a hora.

(DIS.2.11) **HON**: Número total de horas de operación con capacidad máxima disponible igual a la capacidad efectiva para el período.

(DIS.2.12) **HOL**: Número total de horas de operación donde la unidad estuvo limitada a una capacidad inferior a la efectiva para el período.

(DIS.2.13) **SH** = Número total de horas que la unidad estuvo en servicio.
SH = **HON + HOL**

(DIS.2.14) **FOH**: Número total de horas de Salida Forzada.

(DIS.2.15) **HMP**: Número total de horas de Salida Programada.

(DIS.2.16) **RSH** = Número total de horas en Reserva Fría.

(DIS.2.17) **PH**: Número total de horas en el período de estudio.
PH = SH + RSH + FOH + HMP

(DIS.2.18) **POR**: Tasa de Salidas Programadas. **POR** = **HMP** / **PH**

(DIS.2.19) **RC*i***: Reducción de capacidad en p.u. para el caso "*i*.

RC *i* = (Cap. Efectiva para el período - Cap. reducida) / Cap. efectiva para el período.

(DIS.2.20) **DL*i***: Horas de disponibilidad limitada caso "*i*": Para cada caso de disponibilidad limitada de la unidad, durante el periodo de estudio, se compilará el total de horas con una reducción de Capacidad **RC*i***.

(DIS.2.21) **EFDH** = Horas Equivalentes de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.
$$\mathbf{EFDH} = \sum \mathbf{RCi * DLi}$$

(DIS.2.22) **EFOR**: Tasa de Salida Forzada Equivalente.

$$\mathbf{EFOR} = \frac{\mathbf{FOH} + \mathbf{EFDH}}{\mathbf{FOH} + \mathbf{SH} + \mathbf{Synchronous\ Hrs} + \mathbf{PumpingHrs} + \mathbf{EFDHRS}} \times \mathbf{100\%}$$

Donde:

FOH = Suma de horas de salida forzada

EFDH = Suma de horas equivalente de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.

EFDH = (EFDHSH + EFDHRS)

SH = Número total de horas que la unidad estuvo en servicio.

Synchronous Hrs = Horas como motor sincrónico sin carga.

Pumping Hrs = Horas como motor sincrónico con carga.

EFDHSH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en servicio.

EFDHRS = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en Reserva Fría.

(DIS.2.23) **EA:** Factor de Disponibilidad Equivalente.

$$\mathbf{EA} = \frac{\mathbf{AH - EPDH - EUDH - ESEDH}}{\mathbf{PH}}$$

Donde:

AH = Horas Disponibles

AH = SH + RSH + Synchronous Hrs + Pumping Hrs

EPDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en salida programada.

EUDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas no planeadas (Salidas Forzadas).

EUDH = EFDH + EMDH

EFDH = Suma de horas equivalente de operación limitada durante las horas de servicio y horas en reserva fría.

EMDH = Suma de horas equivalente de operación limitada correspondiente a horas en salida por mantenimiento.

ESEDH = Suma de horas equivalentes correspondientes a reducciones estacionales de la capacidad máxima neta.

PH =Número total de horas en el período de estudio.

(DIS.2.24) **EFORd**: Tasa de Salida Forzada Equivalente en periodo de demanda el cual es calculado incluyendo todas las horas del período (horas de punta + horas fuera de Punta).

$$\mathbf{EFOR_d = \frac{FOH + EFDHSH}{FOH + SH} \times 100\%}$$

(DIS.3) **Aplicación.**

(DIS.3.1) Este procedimiento se aplica a todos los Participantes que estén conectadas al SIN.

(DIS.4) **Verificación de Potencia Diaria Disponible.**

(DIS.4.1) Cada vez que el CND lo estime conveniente podrá solicitar al Participante Productor, sin que medie previo aviso, que lleve una unidad disponible a su máxima Potencia Disponible para la hora. El Participante debe llevar la unidad a la potencia solicitada dentro de los márgenes de tiempo declarados para dicha unidad. Una vez lograda la potencia se deberá mantener en ese nivel por un intervalo no menor de 15 minutos.

(DIS.4.2) En todos los casos la potencia que se mide en estas verificaciones es la potencia neta entregada al sistema en el punto de entrega de potencia de la unidad. De ser posible se utilizará la medición en el punto de entrega.

(DIS.4.2.1) Para aquellas unidades donde no hay medición disponible en el punto de entrega, el CND y el Participante deben acordar, tan pronto como sea posible y previo a cualquier verificación, en base a los registros históricos que se tengan sobre la unidad, la fórmula para estimar la potencia neta en función de la potencia bruta medida. El documento que recoja este

acuerdo deberá estar disponible para la revisión de cualquier Participante que así lo desee.

(DIS.4.3) Si la unidad bajo verificación está llamada al despacho a su Potencia Máxima Despachable (Ver MRO.2.7); la verificación no se considerará una desviación del Despacho Económico y por lo tanto no tendrá costos adicionales asociados a ella.

(DIS.4.4) Si la unidad en verificación no está en la condición de despacho descrita en el numeral anterior (DIS.4.3) se aplica lo siguiente:

(DIS.4.4.1) En caso de que la verificación resulta exitosa, es decir, la unidad entrega una potencia mayor o igual a la Potencia Diaria Disponible; la energía generada en exceso del despacho económico se tomará como de costo cero y será remunerada al precio del mercado ocasional que resulte. Si hubiese generación obligada (incluyendo la unidad bajo verificación), desplazada o costos de arranque, estos correrán por cuenta del CND o por cuenta del Participante que solicito la verificación según sea el caso.

(DIS.4.4.2) En caso de que la verificación resulte en una potencia inferior a la Potencia diaria Disponible, la unidad quedará clasificada en Operación Limitada a la potencia que logró en la prueba; la energía generada en exceso del despacho económico se tomará como de costo cero y será remunerada al precio del mercado ocasional que resulte. Si hubiese generación obligada, desplazada o costos de arranque estos correrán por cuenta del Participante. El CND tiene 10 días a partir de que el Participante declare la unidad lista para una nueva verificación. Si el CND opta por no realizar la verificación o si la verificación resulta exitosa la unidad regresará a su clasificación anterior a partir de que el Participante indicó que la unidad estaba lista para ser verificada, en caso contrario la limitación aplicada continua vigente. Los costos asociados a estas verificaciones adicionales, si los hay, correrán por cuenta del Participante.

(DIS.4.5) Solicitud de prueba para Unidades No Sincronizadas.

(DIS.4.5.1) Método de selección de unidades de generación para pruebas.

La primera semana de despacho de cada trimestre, el CND determinará mediante la información histórica del despacho, cuáles unidades de generación han sido llamadas al despacho en los últimos doce (12) meses y que por lo menos hayan estado operando 15 minutos a su potencia máxima despachable. Las que no cumplen con estos criterios serán incluidas en la programación de estas pruebas.

(DIS.4.5.2) Procedimiento para solicitud de prueba.

• El CND basado en lo establecido en (DIS.4.5.1) informará al Participante productor la fecha y hora de la prueba de potencia disponible. La fecha y hora la determinará el CND basada en un análisis de seguridad operativa.
• El Participante al que se le solicita la prueba debe arrancar, sincronizar y llevar la unidad a su potencia máxima despachable, dentro de los márgenes de tiempo declarados para dicha unidad. Una vez lograda la potencia se deberá mantener en ese nivel por un intervalo no menor de 15 minutos. Para el caso de las centrales de arranque lento (ciclos combinados y vapores) la prueba será evaluada en el despacho semanal y respetando sus parámetros técnicos se determinará el tiempo que permanecerán en línea, lo cual incluirá un periodo no menor de 15 minutos de operación a potencia máxima despachable.
• Todos los costos que se incurran en la realización de la prueba y los que surjan por su aplicación correrán por cuenta del Participante Productor dueño de la unidad en prueba.
• Si la prueba no es exitosa la unidad quedará clasificada como disponible a la potencia que se determina en la prueba o indisponible total si fuese el caso.
• Si la unidad no logra respetar sus tiempos declarados de arranque, parada y cualquier otro que aplique la prueba será considerada no exitosa.

(DIS.5) **Procedimiento**.

(DIS.5.1) Diariamente, el CND recibirá de los Participantes Productores el informe de disponibilidad de sus unidades. De no recibirlo el CND procederá a colocar la información de sus registros y la misma se mantendrá firme. De mantenerse esta situación el CND informará a la ASEP y al Participante de este incumplimiento.

El informe debe cubrir las 24 horas del día anterior y debe indicar en qué estado se encontraba cada unidad durante cada instante de este período.

La información suministrada debe incluir:

(DIS.5.1.1) La Capacidad Disponible en cada hora, esta capacidad es la potencia neta máxima que la unidad puede entregar al sistema en el punto de entrega;
(DIS.5.1.2) Total de horas de Operación Normal;
(DIS.5.1.3) Total de horas de Operación Limitada. Indicar Reducción;
(DIS.5.1.4) Total de horas Disponible Fuera de línea;
(DIS.5.1.5) Total de horas Indisponible, Salida Programada;
(DIS.5.1.6) Total de horas Indisponible, Salida Forzada;
(DIS.5.1.7) Disparos de la Unidad durante el día.

(DIS.5.2) El CND verificará la información recibida, de haber discrepancias con los registros del CND o con los criterios utilizados para la clasificación, el CND las notificará al Participante durante los tres días hábiles después de haber recibido la información.

El Participante podrá responder con sus justificaciones en un plazo de 3 días hábiles.

De recibir observaciones y si el CND está de acuerdo las utilizará para sus cálculos. Si se mantiene la discrepancia, el CND utilizará la información de sus registros e informará al Participante de su decisión.

De no recibir observaciones de parte del Participante, el CND utilizará la información de sus registros.

(DIS.5.3) Para cada período, de una semana, el CND calculará el EFOR, POR y EA para cada unidad, tanto para el período que acaba de transcurrir así como para el acumulado del último año a la fecha.

(DIS.5.3.1) El EFOR, POR y EA semanal calculado para cada unidad será publicado por el CND (este informe debe incluir las semanas previas del mes correspondiente con los valores actualizados) en un plazo que no excederá el miércoles de la semana siguiente. Los índices para el periodo mensual serán incluidos en el Informe Mensual de Mercado y las correcciones a los valores publicados se ajustaran a los plazos establecidos en el (DIS.5.8).

(DIS.5.4) El CND calculará la Potencia Media Semanal para cada unidad en el período. Esta corresponde al producto de la Potencia Efectiva por EA correspondiente en horas de punta.

(DIS.5.4.1) La Potencia Semanal e incumplimientos calculados para el Participante serán publicados por el CND (este informe debe incluir las semanas previas del mes correspondiente con los valores actualizados) en un plazo que no excederá el miércoles de la semana siguiente. Los índices para el periodo mensual serán incluidos en el Informe Mensual de Mercado y las correcciones a los valores publicados se ajustaran a los plazos establecidos en el (DIS.5.8).

(DIS.5.5) La Potencia Media Semanal de todas las unidades de un Participante más la potencia media contratada en contratos de Reserva que tenga el Participante se comparará con la Potencia Comprometida en Contratos y en el Servicio de Reserva de Largo Plazo para el período y para determinar si hubo incumplimiento de lo comprometido para el período.

Para los casos de contratos menores a un día, el CND deberá ponderar la potencia contratada sobre la base del total de las horas contratadas.

Para los Contratos de Reserva suscritos por un Participante, el CND deberá calcular la potencia media contratada, sumando la potencia diaria contratada para los días correspondientes al periodo de horas de punta y dividirlo sobre la base del total de los días correspondiente al periodo de horas de punta.

(DIS.5.6) En caso que se detecte incumplimientos reiterados de los compromisos de un Participante (DIS.2.9), el CND procederá a revisar la PFLP del Participante como la suma de la potencia efectiva de cada una de sus unidades multiplicado por el **EA** correspondiente, acumulado del último año a la fecha.

(DIS.5.7) Cuando el resultado de la aplicación del artículo (DIS.5.6) sea menor que la PFLP previamente establecida por la aplicación de los artículos (DIS.2.5) y (DIS.2.6), aplicará el nuevo valor de la PFLP, el cual se considerará en firme y entrará a regir a partir del mes siguiente donde se identificó el incumplimiento y será válida para los siguientes dos años (Potencia Firme de Largo Plazo limitada). Si por el contrario, esta nueva PFLP es mayor a la inicialmente calculada, se mantendrá la vigente.

(DIS.5.8) Cuando la aplicación del (DIS.5.7) resulte en una modificación del valor de la PFLP, el CND notificará por escrito al Participante Productor el nuevo valor

de la PFLP. Los Participantes tendrán quince días calendario a partir de la publicación del informe para presentar sus comentarios y/o solicitar correcciones al mismo.

(DIS.5.9) Los Participantes Productores podrán realizar una auditoría con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades sobre los resultados de disponibilidad de los tres años anteriores, los resultados deberán ser entregados antes del 31 de julio de cada año, para que sean evaluados por el CND. De ser aprobados, estos resultados serán considerados en la revisión de la PFLP a la que se refiere los artículos (DIS.2.5) y (DIS.2.6).

(DIS.5.10) De acuerdo a lo establecido en el numeral 5.3.1.12 de las Reglas Comerciales, el CND enviará a los Participantes Productores la PFLP para el año siguiente, antes del 10 de Octubre de cada año a fin de recibir sus observaciones.

(DIS.5.11) Antes del 01 de Noviembre el CND debe informar la Potencia Firme de Largo Plazo a los Participantes considerando los numerales 5.3.1.3 y 5.3.1.4 de las Reglas Comerciales para los Hidráulicos y el numeral 5.3.1.5 de estas reglas para los Térmicos.

(DIS.6) **Potencia Media Disponible y Potencia Firme de complejos de Ciclo Combinado.**

(DIS.6.1) De acuerdo con los parámetros de diseño del complejo, se establecerá la potencia que cada unidad turbogas, operando a su capacidad efectiva, aporta a la unidad turbovapor. De esa forma la potencia efectiva del complejo será la suma de las potencias efectivas de las unidades turbogas más la suma de las potencias parciales aportadas por cada turbogas, operando a capacidad efectiva, a la unidad turbovapor.

(DIS.6.2) Se llevará el registro, a fin de determinar el **POR**, **EFOR** y **EA** de cada turbogas en la forma usual.

(DIS.6.3) Para la unidad turbovapor se registrarán como salidas solo aquellas que se obedecen a factores propios de la unidad o de sus calderas.

(DIS.6.4) La Potencia Media Disponible del complejo será:

$$\mathbf{P_{MD}} = \sum_{\mathbf{i}} \mathbf{P_{TGi}}(\mathbf{EA_{TGi}}) + (\mathbf{EA_{TV}}) \sum_{\mathbf{i}} \mathbf{AP_{TGi}}(\mathbf{EA_{TGi}})$$

Donde:
P_{MD} = Potencia Media Disponible del Complejo

P_{TGi} = Potencia Efectiva del Turbogás *i*
EA_{TGi} = EA del Turbogás *i*
EA_{TV} = EA del Turbovapor
AP_{TGi} =Aportes de Turbogás *i* al Turbovapor

(DIS.6.5) En caso de ser necesario aplicar el numeral (DIS.5.6). La Potencia Firme del Complejo quedará así:

$$\mathbf{P_F} = \sum_{\mathbf{i}} \mathbf{P_{TGi}}\,(\mathbf{EA_{TGi}}) + (\mathbf{EA_{TV}}) \sum_{\mathbf{i}} \mathbf{AP_{TGi}}\,(\mathbf{EA_{TGi}})$$

Donde:
P_F = Potencia Firme del Complejo
P_{TGi} = Potencia Efectiva del Turbogás i
EA_{TGi} = EA del Turbogás i
AP_{TGi} =Aportes de Turbogás i al Turbovapor
EA_{TV} = EA del Turbovapor

Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo

(ATENCIÓN: Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión).

(DMP.1) **Generalidades.**

(DMP.1.1) El planeamiento de la política del despacho de mediano plazo de los recursos de generación del sistema se realizan optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda.

(DMP.1.2) El horizonte de optimización se trabajará en etapas semanales, con un horizonte total de tres años. El resultado del proceso de optimización queda resumido en una "Función de Costo Futuro" que relaciona el costo de operación futuro del sistema con el nivel de todos los embalses.

(DMP.1.3) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro y las proyecciones de uso de las plantas térmicas para la semana en consideración, se procede a modelar en el corto plazo, con etapas horarias y horizonte de una semana, optimizando en este caso la colocación de las unidades base (típicamente turbo vapor) que tiene ciclos de parada-arranque más largos y más costosos. El problema de optimización en este caso es el de "unit commitment" que considera las alternativas:

(DMP.1.3.1) Utilizar la unidad de base durante todo el período, aun cuando resulte como "generación obligada" durante los intervalos de baja carga.

(DMP.1.3.2) Parar la unidad de base durante los periodos de baja carga y volver a arrancar dichas unidades (incluyendo el costo de arranque) para suplir los picos de carga.

(DMP.1.3.3) No utilizar las unidades base y cubrir los picos con unidades de arranque rápido (incluyendo el costo de arranque) y escoge la solución con el costo mínimo dentro del horizonte de optimización

(DMP.1.4) Es muy importante tener presente que una operación exitosa del sistema conlleva no tener cambios significativos en las generaciones asignadas a las diferentes unidades, ni en el Valor del Agua, ni la Función de Costo Futuro cuando se acopla el modelo de plazo anual al semanal, o al diario, o al instantáneo. Ni siquiera debe haber cambios significativos entre las

programaciones que van de una semana a la siguiente. Cuando ocurran cambios significativos en los resultados del proceso del Planeamiento Semanal, y/o a solicitud de una parte interesada, el CND, con ayuda de los Agentes involucrados, debe analizar y explicar convincentemente a todos los agentes las razones por los que ocurrieron estos cambios, y, si es el caso, las medidas correctivas tomadas para evitarlos en el futuro.

(DMP.2) **Preparativos para el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo**

(DMP.2.1) **Demanda**

El objetivo de un pronóstico con nivel de desviación aceptable es el de prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto plazo se desea cubrir aspectos de seguridad en la operación del sistema, y a mediano plazo en mitigar las probabilidades de déficit y vertimiento utilizando los recursos de forma razonable.

(DMP.2.1.1) Los pronósticos de requisitos semanales de potencia y energía del SIN para los siguientes tres años, se suministrarán en las semanas 11, 24, 37 y 51 (dos semanas previas al inicio de cada trimestre).

Los Participantes Consumidores deberán entregar junto con el pronóstico, la información histórica de forma desagregada por categoría de cliente (NES.2.5) y por zona de consumo, y las premisas asociadas a la elaboración del pronóstico. Se considera como zonas de consumo, el uso de una desagregación provincial, considerando los límites de concesión de cada Empresa Distribuidora.

Para tal fin en el caso de las empresas distribuidoras, estas deberán contemplar en sus pronósticos el uso de los datos históricos de los últimos 5 años. El resto de las premisas utilizadas e información considerada para el pronóstico debe ser plasmado en el informe a entregar.

La administración correcta de dichos pronósticos debe realizarse siguiendo el siguiente procedimiento:

(DMP.2.1.1.1) Los Participantes Consumidores deberán crear a partir de su pronóstico, una curva cronológica de carga diferenciando días típicos de atípicos. Días Típicos serán días de semana laborables y fines de semana típicos: De la base de datos histórica, utilizando los últimos 2 años, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días de cada mes. Días Atípicos serán días festivos y días cuyo comportamiento difiere del típico esperando: De la base de datos histórica, utilizando todos años

disponibles, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días atípicos identificados.

Luego se multiplica esta fracción por la demanda semanal y se obtiene la demanda promedio de cada día de la semana (típico y atípico). La ubicación de los días atípicos debe identificarse claramente por parte del Participante Consumidor.

(DMP.2.1.1.2) El CND será responsable de su integración para los fines del planeamiento de la operación. Dentro de esta integración el CND debe agregar los consumos asociados a los Grandes Clientes Participantes del Mercado, obtenidos de la última información suministrada al CND y las pérdidas asociadas a transmisión.

(DMP.2.1.1.3) El CND debe verificar que la información entregada por los Participantes Consumidores refleje correctamente el consumo de energía para las semanas atípicas.

(DMP.2.1.2) Para los fines pertinentes el CND debe mantener una revisión del pronóstico de los Participantes Consumidores (por zona de consumo o área eléctrica en el caso de las Empresas Distribuidoras), para verificar la coherencia de los consumos y de las estimaciones de pérdidas de transmisión.

(DMP.2.1.3) Cada semana se tomarán las semanas restantes del año en curso, más las que hagan falta del próximo año para completar las 52 semanas que necesitamos para el estudio. Este pronóstico será utilizado para los estudios de mediano plazo que son la base de la asignación del precio del agua en los embalses.

(DMP.2.1.4) A los pronósticos se le debe incorporar la información que se tenga de programas de exportación, así como el pronóstico de las exportaciones, basado en el comportamiento en semanas anteriores y los registros históricos.

(DMP.2.1.5) La demanda es modelada considerando un paso semanal a través de un Diagrama Ordenado de Duración de Cargas (DODC) aproximado por cinco escalones. Cada bloque de energía corresponde a energías que en la práctica están ubicadas en zonas de la curva de carga de características similares. Se trabajará con 5 bloques de energía así: Pico: 25 horas; Alta: 40 horas; Media: 46 horas; Baja: 54 horas; Mínima: 3 horas.

(DMP.2.1.6) Para obtener las energías de cada bloque se utiliza el siguiente procedimiento:

(DMP.2.1.6.1) De la base de datos histórica, utilizando 2 años, se obtiene la fracción promedio de energía de cada uno de los bloques de demanda. Esto se logra dividiendo la demanda horaria de cada semana de cada año en sus cinco (5) bloques y calculando la fracción promedio representada por cada bloque, en cada semana. Este cálculo deberá realizarse en noviembre de cada año, para su aplicación en la demanda del año siguiente, el periodo a considerar será la ventana de noviembre del año anterior a octubre de cada año. Si durante este periodo se presentaron condiciones de escases y/o racionamiento, que alteraron el comportamiento normal de la demanda, no se realizará este cálculo y se utilizarán los últimos valores calculados.

Parágrafo transitorio: El cálculo al que se refiere este artículo, deberá realizarse una vez sea aprobada esta metodología por la ASEP y aplicado en la siguiente semana de despacho.

(DMP.2.1.6.2) Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(DMP.2.1.7) Para la semana objeto del estudio, se elaborará la demanda horaria de cada día de la semana, 168 bloques, teniendo en cuenta los pronósticos del informe indicativo de demanda, el tipo de día (regular, feriado, etc.), la demanda real de la semana anterior y los pronósticos climatológicos que estén disponibles. Este resultado se utilizará para el pronóstico a corto plazo, pero además se agregarán los totales de energía en los bloques del estudio semanal, y se utilizará esta demanda así calculada para los estudios de largo plazo correspondientes a esa semana.

(DMP.2.1.8) Semanalmente se evaluarán el desempeño del pronóstico vigente.

(DMP.2.1.8.1) Desviación Absoluta Zonal: $DAZ = |ERt - EPt|$

(DMP.2.1.8.2) Desviación Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil):

$$\overline{DAP} = \frac{\sum_{t=1}^{N} |ERt - EPt|}{N}$$

(DMP.2.1.8.3) Desviación Porcentual Absoluta Promedio Móvil:

$$DPAPM = \frac{\sum_{t=1}^{5} \frac{|ERt - EPt|}{ERt}}{5}$$

(DMP.2.1.8.4) Desviación Porcentual Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil)

$$DAP = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{|ERt - EPt|}{ERt}}{N}$$

(DMP.2.1.8.5) Desviación Estándar (Histórica y Anual Móvil):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{N} \{(ERt - EPt) - \overline{DAP}\}^2}{N - 1}}$$

Donde:
ER: Energía Real
EP: Energía Pronosticada
N: Total de etapas
t: etapa semanal
Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(DMP.2.1.9) Los Participantes Consumidores deberán entregar un nuevo pronóstico y las premisas consideradas al CND para lo cual contará con 7 días hábiles. Este nuevo pronóstico debe entregarse sí:

De encontrarse un DPAPM mayor de 1.5% en un período de 5 semanas el CND (siempre y cuando en este cálculo no estén consideradas semanas que contengan día(s) atípico(s), como semanas de fiestas de fin de año, carnavales, semana santa, fiestas patrias, etc.) informará a la ASEP y a los Participantes Consumidores para revisión de su pronóstico. Los consumidores deben presentar el análisis del grado de desviación por zona y el ajuste para lograr que los pronósticos sean más precisos.

Para el pronóstico corregido deberá tomar en cuenta el comportamiento real de la demanda de las semanas más próximas a la entrada en vigencia del nuevo pronóstico, utilizando como máximo 5 años de historia.

El CND deberá realizar los análisis correspondientes para actualizar las pérdidas de transmisión considerando el nuevo pronóstico y la operación esperada.

(DMP.2.1.10) Los Participantes Consumidores deberán proporcionar información histórica actualizada del semestre previo el 30 de enero y el 30 de julio de cada año establecida en el NES.2.5 del Reglamento de Operación. Esta información deberá ser desglosada por mes y presentada en formato digital.

(DMP.2.1.11) Ante el incumplimiento en el suministro de información dentro del plazo establecido, el CND informará a la ASEP.

(DMP.2.1.12) Ante el incumplimiento en el suministro de información en tiempo y forma, como medida transitoria, el CND representará mediante un modelo autorregresivo los pronósticos de demanda del Participante Consumidor que incumplió.

(DMP.2.2) **Red de Transmisión.**

(DMP.2.2.1) La red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos, pero sin restricciones de seguridad de acuerdo al Informe de la Expansión del Sistema de Transmisión, propiedad de ETESA, y los informes del resto de propietarios de redes en general, así como con la consideración del Programa de Mantenimiento Mayores vigente, salvo condiciones que ameriten su corrección, y en cuyo caso el CND debe hacer partícipes a los participantes de las razones que justifican este cambio. Las expansiones de la red de transmisión serán actualizadas con la información remitida por cada uno de los propietarios de la red y se utilizará para la elaboración del Informe de Planificación de la Operación (MOM.1.3).

(DMP.2.2.2) Se incluirá la mejor información que se tenga de las características eléctricas de los elementos del sistema de transmisión.

(DMP.2.3) **Precios de Combustibles.**

(DMP.2.3.1) Para producir un pronóstico de los precios de combustible a utilizar en el horizonte del estudio, se utilizarán los pronósticos trimestrales que aparecen en la página WEB del “Energy Information Administration”, del “Department of Energy” del gobierno de los Estados Unidos de América.

(DMP.2.3.2) A partir de los precios pronosticados en la mencionada página, se obtendrán índices de cambio de precios. Estos índices serán

aplicados a los precios vigentes para pronosticar la evolución de los precios en el futuro. Este cálculo se debe realizar cada vez que cambie la mencionada página WEB, y cada vez que cambien los precios vigentes.

(DMP.2.4) **Características de las Unidades Generadoras.**

(DMP.2.4.1) Cada una de las unidades del sistema será modelada de acuerdo a las características de dichas unidades. Esta información debe ser suministrada por los respectivos agentes (NII.3.2, NII.3.4, NII.3.8, NII.3.9, NII.3.10, MOM.1.45 y MOM.1.46).

(DMP.2.4.2) El CND deberá mantener un registro que le permita calcular El Factor de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) utilizado por la herramienta informática de Planeamiento de Mediano Plazo. Este factor se refiere a la probabilidad que la unidad esté indisponible en forma no programada. Es decir, a la herramienta informática se le suministrará toda la información conocida referente a la disponibilidad de las unidades. Aquella porción de la indisponibilidad de naturaleza aleatoria, que no puede ser representada explícitamente en la herramienta informática, debe estar incluida en el ICP.

(DMP.2.4.2.1) Para cada unidad durante el primer año de operación comercial, se utilizará como ICP el número suministrado por el Participante (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación). El CND llevará un registro de la duración de las salidas no programadas de cada unidad nueva, así como de las indisponibilidades que se extendieron más allá de lo programado, desde el primer día de entrada en operación comercial de dicha unidad. En el caso que el valor suministrado por el Participante difiera en 5 puntos porcentuales o más del resultado obtenido por el CND, se aplicará el valor calculado por el CND.

(DMP.2.4.2.2) Para la determinación del ICP de las unidades de generación el CND deberá seguir el siguiente procedimiento:

- Se tomará como base el indicador definido en el (DIS.2.24) cumpliendo los procedimientos indicados en la Metodología para el Cálculo de la Disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad, más la reserva rodante.

- El CND deberá actualizar los ICP mensualmente tomando los últimos doce (12) meses de datos históricos.
- En el caso que los últimos doce (12) meses no se cuenten con datos para el cálculo del indicador definido en el (DIS.2.24), se utilizará el último valor demostrado.

(DMP.2.5) **Disponibilidad de las Unidades Generadoras.**

(DMP.2.5.1) La disponibilidad de los generadores existentes se modelará para las siguientes 104 semanas de acuerdo a la información vigente del Programa de Mantenimientos Mayores para ese periodo.

(DMP.2.5.2) La disponibilidad de unidades nuevas para las siguientes 104 semanas se tomará según el estudio de la actualización del planeamiento de la operación, de acuerdo a lo establecido en el MOM.1.3 del Reglamento de Operación y el Procedimiento definido por el CND para la Inclusión de Nuevas Unidades al Despacho (PINUD).

(DMP.2.5.3) Esta información se actualizará semanalmente para reflejar los cambios que se presenten por contingencias reales o solicitudes aprobadas de los participantes (NII.3.3, NII.3.4 y NII.3.12).

(DMP.2.5.4) Se debe incluir en el modelo un pronóstico de importaciones, este pronóstico debe estar basado en la información que se tenga del comportamiento en semanas anteriores así como los registros históricos.

(DMP.2.5.5) Se modelarán las ofertas de los autogeneradores y los co-generadores basándose en lo establecido en la Metodología para la participación de Autogeneradores y/o Cogeneradores en el Mercado Mayorista de Electricidad (ACG).

(DMP.2.6) **Aportes Hidrológicos.**

(DMP.2.6.1) La Base de Datos histórica del aporte a las diferentes estaciones y plantas hidroeléctricas que se utilizan en el modelo de programación semanal proviene de los registros históricos que ha recopilado el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA) a través de los años. El IMHPA deberá actualizar esta base de datos con la información del último año a más tardar el quince (15) de diciembre del siguiente año. Para las

centrales de embalse con regulación mayor a una semana, el IMHPA actualizará esta base de datos semanalmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar los aportes utilizando los informes diarios de generación y/o balances hídricos de las centrales, provistos por el Agente y certificados por el IMHPA. Los aportes para la semana en curso se tomarán de los informes diarios de generación.

(DMP.2.6.2) **Manejo Hidrológico.**

(DMP.2.6.2.1) En el mes 12 de cada año el IMHPA entregará al CND su proyección hidrológica.

(DMP.2.6.2.2) Cuando el CND reciba un informe de evento climático elaborado por el IMHPA y que este evento afecte los aportes de las centrales hidroeléctricas, esta información se aplicará en la siguiente programación semanal del despacho. El informe del IMHPA será incluido como parte de los datos de la programación semanal e informarlos a todos los Agentes del Mercado.

(DMP.2.6.2.2.1) Del informe el CND utilizará:

a) El conjunto de años en la Base Histórica que mejor se aproxima a la condición esperada (años análogos).
b) El periodo estimado de duración del evento.
c) La forma señalada por el IMHPA, en cuanto a afectación por cuencas y sub-periodos respectivos.

(DMP.2.6.2.2.2) Considerando los puntos anteriormente definidos en el (DMP.2.6.2.2.1), el CND calculará, para cada sub - periodo estimado de duración del evento los índices de afectación temporal para cada una de las centrales hidráulicas involucradas, calculados como la relación entre los caudales de los años análogos entre los caudales del conjunto de base histórica. Estos índices se conocerán como Índice de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT).

(DMP.2.6.2.2.3) Dichos índices representarán para cada sub – periodo, una reducción o aumento de aportes de caudales de la base hidrológica de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo para cada una de las unidades de generación hidráulica del SIN.

(DMP.2.6.2.2.4) Estos IMIT serán aplicados a la base de datos hidrológica, con los cuales se generarán una serie de

parámetros estadísticos de orden 1, utilizando el módulo hidrológico de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo. Dichos parámetros hidrológicos serán utilizados para crear la secuencia de caudales sintéticos, para los análisis de planeamiento operativo que realiza el CND.

(DMP.2.6.2.2.5) Los parámetros se aplicarán solamente en los sub - periodos estimados de duración del evento previamente señalados por el IMHPA. Para el resto del periodo de análisis se utilizará el procedimiento ordinario utilizado en el planeamiento operativo con la base hidrológica sin afectación.

(DMP.2.6.2.2.6) Este procedimiento se mantendrá hasta tanto el IMHPA señale el vencimiento del Evento Climático.

(DMP.2.7) **Nivel de los Embalses.**

(DMP.2.7.1) Los niveles iniciales de los embalses que se utilizarán en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo se determinarán a partir de la situación real de niveles, la generación hidráulica programada y los pronósticos de aportes al momento del estudio. Para este propósito se utilizará un programa que permita modelar las características de los embalses. Esta herramienta informática deberá ser revisada en conjunto con los Agentes propietarios de las centrales.

(DMP.2.8) **Generación Renovable No Convencional (GRNC)**

(DMP.2.8.1) La Base de Datos histórica de los recursos primarios (velocidad de viento, irradiación solar, etc.) de las centrales renovables no convencionales por tipo de tecnología, que se utilizan en la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo proviene de los registros históricos que ha recopilado cada Agente. Cada Agente Generador con GRNC deberá actualizar esta base de datos trimestralmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar la información utilizando los Informes Diarios de Generación. La información para la semana en curso se tomará de los informes diarios de generación.

(DMP.2.9) **Generación en Prueba.**

(DMP.2.9.1) Los criterios asociados a la Generación en Prueba aplican para todos los Agentes que requieran realizar pruebas en sus unidades

generadoras y las empresas propietarias de proyectos que no cuentan con la certificación de entrada en operación comercial por parte del CND.

(DMP.2.9.2) El Agente debe enviar un cronograma de la generación de sus unidades en prueba, a más tardar el antepenúltimo día hábil de la semana, antes de las 10:00 horas. La información deberá contar con el tiempo de duración de las pruebas y suministrar un programa de potencia en sus respectivos períodos de prueba

(DMP.2.9.3) Cuando se trate de una prueba que incida en el despacho semanal con un bloque de energía superior al 7% de la generación total de la semana, la libranza debe ser solicitada con por lo menos un mes de antelación. El CND será responsable de programar y simular la misma en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo. En el caso de las centrales térmicas el costo variable asignado al despacho será cero.

(DMP.2.9.4) Estará a consideración del CND aprobar o no libranzas de generación solicitadas en pruebas, cuando ésta desplace energía hidráulica en condiciones críticas de vertimiento de los embalses. Se considerará condición crítica cuando en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo resulte una probabilidad de vertimiento mayor del 70% en un horizonte de cinco semanas.

(DMP.2.9.5) En el caso de centrales renovables, el CND considerará toda la generación que puede entregar las centrales en calidad de prueba.

(DMP.2.10) **Seguridad de Suministro de Energía.**

(DMP.2.10.1) El CND calculará en etapas semanales para el período de doce meses la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) que represente la energía semanal mínima requerida en cada embalse con capacidad de regulación superior a noventa (90) días para ser aplicada en cada etapa semanal en la planificación de mediano plazo.

(DMP.2.10.2) La energía mínima requerida en los embalses con capacidad de regulación superior a noventa (90) días, debe garantizar para cada etapa semanal, durante todo el periodo, una operación a plena carga de sus correspondientes centrales hidroeléctricas por 8 horas diaria y durante un período de treinta (30) días calendario considerando aportes hidrológicos mínimos en cada embalse.

(DMP.2.10.3) Los aportes hidrológicos mínimos a utilizar en la construcción de la CAR para cada semana se obtendrán de un análisis de los valores

históricos de los aportes de cada embalse con capacidad de regulación superior a noventa (90) días, obteniendo el promedio de los aportes de las cuatro (4) semanas consecutivas con menores aportes de cada embalse. Para obtener el valor a aplicar en cada semana se utilizará la ventana móvil de las siguientes cuatro (4) semanas. Para estos efectos, se utilizarán todos los datos históricos validados por el IMHPA.

(DMP.2.10.4) Una vez el CND determine la energía mínima requerida para cada embalse con capacidad de regulación superior a noventa (90) días (CAR), para cada semana, publicará en su sitio web el archivo con los cálculos y datos utilizados, así como la curva resultante.

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

Parágrafo transitorio: El cálculo al que se refiere este artículo, deberá realizarse una vez sea aprobada esta metodología por la ASEP y aplicado en la siguiente semana de despacho.

(DMP.2.10.5) Durante la vigencia de la CAR de cada embalse con capacidad de regulación superior a noventa (90) días, la misma se modificará únicamente cuando después de haber evaluado los aportes históricos actualizado por el IMHPA se demuestre que alguno de los promedios de las cuatro (4) semanas consecutivas móviles con aportes mínimos ha cambiado. El CND deberá realizar esta revisión en el mes de julio de cada año y lo comunicará a los Agentes en la Reunión de Planeamiento Semanal. De presentarse un cambio en la CAR de cualquiera de los embalses, la misma deberá implementarse en la semana de despacho que inicie el primer sábado del mes de agosto.

(DMP.3) **Planeamiento Semanal de Mediano Plazo**

(DMP.3.1) **Cálculo de Política Sin Restricciones**

(DMP.3.1.1) El primer paso en el planeamiento semanal será obtener la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objeto de estudio, ésta no considerará las restricciones activas de la red, y considerará los requerimientos de reserva del sistema para atender el mercado nacional para cumplir con los criterios de seguridad y reserva operativa en el Planeamiento Semanal.

(DMP.3.1.2) Esto se realizará el antepenúltimo día hábil de la semana, utilizando la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo que cumpla los criterios y premisas consideradas en esta metodología.

(DMP.3.1.3) Para tal efecto, habrá que actualizar la Base de Datos del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo de acuerdo con lo señalado en la sección anterior (DMP.2).

(DMP.3.1.4) La ejecución de la herramienta informática será con el propósito de determinar la política operativa óptima que minimice los costos de operación del sistema en un período de dos años. Esta política queda expresada en la Función de Costo Futuro para la semana en estudio.

(DMP.3.1.5) La corrida se hará con un horizonte de 156 semanas. Alternativamente se utilizará un horizonte de 104 semanas y un año adicional como amortiguamiento.

(DMP.3.1.6) La ejecución será estocástica. Para tal fin, se generarán series sintéticas (escenarios hidrológicos) que permitirán evaluar la operación del sistema, tomando como base las condiciones hidrológicas existentes, y así determinar la política óptima. Debe tomarse igualmente en consideración los escenarios de producción con GRNC previstos.

(DMP.3.1.7) Atendiendo señalamientos del IMHPA, ver DMP.2.6.4, se utilizarán los registros históricos que correspondan a la clase de año hidrológico que se espera.

(DMP.3.1.8) La ejecución se realizará con un mínimo de 50 series “forward y backward” para efectos de considerar la variabilidad climática. El número de iteraciones a utilizar serán, mínimo 7 y máximo 10.

(DMP.3.1.9) Se utilizará la tasa de descuento que señala la norma (MOM.1.17) del Reglamento de Operación.

(DMP.3.1.10) Para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo. (0.001 kiloBalboas/hectómetro cúbico).

(DMP.3.1.11) En los casos que es aplicable, se acordará con el Participante respectivo la penalidad por violación de caudal mínimo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental aprobado para el proyecto. Cabe destacar que este valor de penalidad es solamente un parámetro que permite ajustar el modelo para evitar que se dé la violación.

(DMP.3.1.12) La energía no servida se modelará de acuerdo a las Reglas Comerciales (9.3) y a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR.15).

(DMP.3.1.13) Se utilizará el ICP que se determinó en DMP.2.4.2 y no se utilizará el sorteo de fallas.

(DMP.3.1.14) Se utilizará un requerimiento de Reserva Rodante de acuerdo a lo señalado en la Metodología Para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO).

(DMP.3.1.15) Se le indicará al modelo que calcule las pérdidas eléctricas del sistema y que las utilice en el proceso de optimización.

(DMP.3.2) **Cálculo de Política con las Restricciones Existentes en el Sistema Interconectado Nacional.**

(DMP.3.2.1) Para realizar este cálculo se utilizará la Base de Datos que resulta de aplicar el procedimiento contenido en la (DMP.3.1) Cálculo de la Política Operativa, en donde se incluirán las restricciones activas de la red.

(DMP.3.2.2) Se deberá obtener la Función de Costo Futuro que considere las restricciones indicadas

(DMP.3.3) **Resultados.**

(DMP.3.3.1) Las Funciones de Costo Futuro obtenida de los análisis de Mediano Plazo serán la base para el inicio para la Programación de Corto Plazo (Predespacho Semanal).

(DMP.3.3.2) Los resultados “Preliminares” de estos estudios, del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, deberán estar disponibles a las 18:00

horas del antepenúltimo día hábil de la semana conjuntamente con las Bases de Datos Estocástica.

(DMP.3.3.3) El CND debe publicar obligatoriamente como Planeamiento Semanal de Mediano Plazo preliminar, aquellos análisis que respetan lo previsto por cada fuente de información señalada en la presente metodología.

(DMP.3.3.4) El último día hábil de la semana, desde las 8:00 horas hasta las 10:00 horas se reunirán en el CND representantes de los Participantes del Mercado para revisar los resultados preliminares. En esta reunión los Participantes pueden presentar sus comentarios, los cuales deben ser evaluados y considerados, de corresponder, en el modelado del despacho semanal.

(DMP.3.3.5) Los Participantes del Mercado podrán remitir sus comentarios, vía correo electrónico, a más tardar las 12:00 horas del último día hábil.

(DMP.3.3.6) El CND analizará los comentarios presentados por los representantes de los Participantes del Mercado en la reunión y aquellos comentarios recibidos mediante correo electrónico. Luego de analizados, el CND, de corresponder, realizará los ajustes pertinentes justificando los cambios y procederá a emitir los resultados finales del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo.

(DMP.3.3.7) Los resultados finales del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, así como las Bases de Datos empleadas en todos los casos, deben estar disponibles a más tardar a las 18:00 horas del último día hábil de la semana, y serán distribuidos a los Participantes conjuntamente con las Bases de Datos, incluyendo los comentarios recibidos vía correo electrónico de los Participantes del Mercado e indicará la forma en que los mismos fueron acogidos y/o rechazados y las justificaciones correspondientes.

Metodología para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP)

(RLP.1) Generalidades y Formalidades

(RLP.1.1) Esta Metodología desarrolla la asignación del Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP) al que se refieren las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad en su sección 5.5. El paso de asignación definitiva del SAERLP será en períodos semanales y corresponden a la semana del despacho que establece el Reglamento de Operación, de acuerdo a los procedimientos establecidos en esta Metodología de Detalle.

(RLP.1.2) El requerimiento total inicial será calculado por el CND para cada paso de asignación del SAERLP, totalizando los requerimientos que resultan para cada Participante Consumidor. Antes del 1 de diciembre, el CND debe informar a los Participantes y a la ASEP el requerimiento inicial de reserva de largo plazo que corresponde a cada Participante Consumidor junto con los datos y cálculos que lo avalan.

(RLP.1.3) El CND deberá realizar un acto público a más tardar el 10 de diciembre de cada año para llevar a cabo la asignación inicial de Reserva de Largo Plazo, y por lo menos diez (10) días antes de la fecha del acto, el CND comunicará por escrito a todos los Participantes del Mercado y a la ASEP, la fecha, hora y lugar donde se dará el acto público.

(RLP.2) Cálculo del Requerimiento total inicial de los Participantes Consumidores para la Asignación Inicial del SAERLP.

En este apartado se detallan los procedimientos que deberá realizar el CND para determinar el requerimiento para la asignación inicial de Reserva de Largo Plazo de los Participantes Consumidores, que incluyen a los Distribuidores y los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad. El requerimiento total será la suma de los montos calculados para los Participantes Consumidores de acuerdo a los procedimientos señalados a continuación.

(RLP.2.1) Grandes Clientes:
Los Grandes Clientes conectados directamente al Sistema de Transmisión y que no hayan estado conectados previamente a un distribuidor, están obligados a requerir como Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la potencia correspondiente a su demanda máxima de generación que no esté cubierta con suficiente anticipación por Contratos de Suministro, y deberán cumplir con lo siguiente:

(RLP.2.1.1) Antes del 1 de diciembre de cada año, deberán notificar por escrito al CND cuáles serán sus requerimientos para el próximo año y documentar la potencia firme contratada para todas las semanas de despacho del siguiente año.

(RLP.2.1.2) El requerimiento inicial resultará de la diferencia de su demanda máxima de generación de ese período, de acuerdo al Informe Indicativo de Demanda vigente, y la potencia firme contratada.

(RLP.2.1.3) Para determinar el requisito inicial de un Grande Cliente (que no haya estado conectado previamente a un distribuidor) al Servicio Auxiliar Especial de Reserva a Largo Plazo se realizará el siguiente cálculo:

Si $[DMG_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j} - CC_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}] > 0$, Entonces $RLPR_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j} = [DMG_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j} - CC_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}]$

Si $[DMG_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j} - CC_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}] \leq 0$, Entonces $RLPR_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j} = 0$

Donde:

$DMG_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}$ Demanda Máxima de Generación del Gran Cliente *i* indicado en el Informe Indicativo de Demanda vigente para el período *j*

$CC_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}$ Contratos Suscritos por el Gran Cliente *i* en el periodo *j*

$RLPR_{(G.C.)}{}^{i}{}_{j}$ Reserva a Largo Plazo Requerida por el Gran Cliente *i* en el período *j*

(RLP.2.2) Los Distribuidores deberán cumplir con lo siguiente:

(RLP.2.2.1) Antes del 1 de diciembre del año en curso, los Distribuidores deberán evidenciar y documentar ante el CND la potencia que han contratado para todas las semanas de despacho del año siguiente. Para el caso de los Distribuidores serán tomados en consideración los procesos de concurrencia convocados para contratación con fecha de inicio de suministro para el año siguiente, en cumplimiento del numeral 5.5.2.3 de las Reglas Comerciales.

(RLP.2.2.2) Para cada paso de asignación del siguiente año, a cada Participantes Distribuidor se le tomará en consideración la demanda máxima de generación de ese período de acuerdo al Informe Indicativo de Demanda vigente y la potencia firme contratada.

Se incluirán en los requerimientos del Distribuidor los Grandes Clientes que estén o hayan estado en su zona de concesión, independientemente de si participan o no en el Mercado Mayorista de Electricidad, ya que pagarán la potencia directamente al Distribuidor; siendo a este último a quien se le asignará y será responsable de pagar el SAERLP para la demanda de todos sus Clientes Finales que no esté cubierta con suficiente antelación por Contratos de Suministro, como lo establece el (RLP.2.2.4).

(RLP.2.2.3) Para cada paso de asignación, el requisito de reserva de Largo Plazo para el Distribuidor será, si resulta positivo, el resultado de la diferencia de la Demanda Máxima de Generación

de acuerdo al Informe Indicativo de Demanda vigente menos la Potencia Firme Contratada, de acuerdo al (RLP.2.2.4).

.

(RLP.2.2.4) Para determinar el requisito inicial al Servicio Auxiliar Especial de Reserva a Largo Plazo de un Distribuidor se realizará el siguiente cálculo:

Si $[DMG^i_j - CC^i_j] > 0$, Entonces $RLPR^i_j = [DMG^i_j - CC^i_j]$

Si $[DMG^i_j - CC^i_j] \leq 0$, Entonces $RLPR^i_j = 0$
Donde:

DMG^i_j Demanda Máxima de Generación del Participante Distribuidor *i* indicado en el Informe Indicativo de Demanda vigente para el período *j (incluye la DMG de los Grandes Clientes que hayan y estén conectados en la red del Distribuidor*).

CC^i_j Contratos Suscritos por el Distribuidor *i* en el periodo *j*

$RLPR^i_j$ Reserva a Largo Plazo Requerida por el Distribuidor *i* en el período *j*

Parágrafo Transitorio. Los Grandes Clientes que estén o hayan estado conectado a la red de distribución, que poseen contratos vigentes de Suministros de Potencia se les aplicará lo contenido en la Resolución AN No.3478-Elec de 10 de mayo de 2010 y sus modificaciones, que modifica el Anexo A de la Resolución AN No.961-Elec de 25 de junio de 2007, que advierte sobre la obligatoriedad de los Grandes Clientes que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad de contratar su potencia con las empresas de distribución; y para el cálculo de sus requerimientos se les aplicará el procedimiento establecido en la (RLP.2.1.3).

(RLP.3) Ofertas de los Proponentes al SAERLP.

(RLP. 3.1) Participantes Productores:

(RLP. 3.1.1) Los Participantes Productores, entiéndase que están incluidos los Autogeneradores con Excedentes Firme, que decidan ofertar deberán indicar el precio requerido y monto de potencia, este monto de potencia a ofertar deberá ser:

La potencia firme de largo plazo que no esté comprometida en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva (numeral 5.5.4.3 de las Reglas Comerciales).

(RLP.3.1.2) El máximo monto de potencia a ofertar al SAERLP de cada Participante Productor estará acotado por la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de sus Grupo Generador Conjunto (GGC), menos la potencia que vende en contratos de suministros y la potencia que vende en contratos de reserva, más la potencia que compra en contratos de reserva. Este monto de potencia a ofertar no deberá aumentar a lo largo del año de asignación.

(RLP.3.1.3) Están facultados a ofertar al SAERLP aquellos Participantes Productores que resulten con capacidad para ello de acuerdo al párrafo anterior (RLP.3.1.2). El CND deberá informar el monto máximo a ofertar a cada Participante Productor, acompañado de la información que se remite a los Participantes del Mercado y a la ASEP sobre el requerimiento total a este servicio (RLP.2).

(RLP.3.1.4) La generación propia del Distribuidor podrá ser ofertada en el SAERLP, se considerará como un generador y se le aplicarán los mismos procedimientos que a un Participante Productor, siempre y cuando cumpla con las Reglas Comerciales.

(RLP.3.2) Participantes Consumidores:

(RLP.3.2.1) Un Distribuidor o Gran Cliente puede ofertar como reserva de largo plazo retiro de demanda durante períodos prolongados y el precio requerido, cumpliendo con la Metodología para la Demanda Interrumpible (MDI). Para ello, antes del 1 de octubre de cada año deberán solicitar la autorización a proveer servicio de reserva con su demanda interrumpible.

(RLP.4) Formalidades para el acto público del SAERLP

(RLP.4.1) El CND informará, de manera escrita a través del medio digital que haya definido y con una antelación de diez (10) días calendario, a los Participantes y a la ASEP la fecha y sitio donde se llevará a cabo el acto de asignación de ofertas para la reserva de largo plazo para el año siguiente, el cual deberá considerar lo contenido en el numeral 5.5.4.1 de las Reglas Comerciales. El CND indicará en esta comunicación el formato electrónico y el medio para la entrega de las ofertas, así como los plazos en que los oferentes deberán presentarlas.

(RLP.4.1.1) En dicha comunicación, el CND deberá indicar que ante incumplimientos a las formalidades establecidas en el numeral anterior la oferta será rechazada o será considerada no válida.

(RLP.4.2) El Participante deberá presentar su oferta en el formato electrónico establecido por el CND, a través de la página web del CND en una sección restringida con contraseña donde sólo el Participante tendrá acceso a la oferta una vez la cargue al portal. El sitio web del CND, no permitirá que se puedan presentar ofertas con posterioridad a la fecha y hora establecida. El CND enviará un correo de confirmación a la dirección de "Contacto" que el participante tenga registrada en el sitio web del CND.

(RLP.4.3) La oferta en el formato electrónico establecido por el CND deberá contener la firma digitalizada del Representante Legal del participante. El CND para introducir las ofertas en el Programa de Asignación de Ofertas, debe verificar previamente que las mismas cumplan los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales. No se aceptarán ofertas con archivos corruptos, dañados o alterados, ilegibles o que tengan información inexacta producto de fórmulas, cambios de formato. El CND se asegurará que la plantilla tenga el formato

deseado protegido; sin embargo, no será responsable de alteraciones realizadas por los proponentes.

(RLP.5) Acto público para la asignación inicial del SAERLP

(RLP.5.1) Presentación de las ofertas recibidas.

(RLP.5.1.1) Llegado el día señalado en el numeral (RLP.1.3), el CND presentará las ofertas electrónicas recibidas y las rechazadas que no cumplieron con lo establecido en el numeral (RLP.4.3). La información será enviada a todos los oferentes de manera electrónica.

(RLP.5.1.2) El CND procederá a abrir las ofertas y verificar las mismas, analizando el monto máximo a ofertar del Participante Productor, disminuyendo la oferta en los casos en que no cuente con suficiente potencia firme de largo plazo para respaldarla. Para el caso de los Participantes Consumidores se verificará conforme al (RLP.3.2).

(RLP.5.1.3) El CND sólo aceptará las ofertas que cumplan todos los requisitos contenidos en las Reglas Comerciales, en cumplimiento del numeral 5.5.4.7.

(RLP.5.1.4) Los precios ofertados al servicio serán firmes a lo largo del año de asignación, de acuerdo al l numeral 5.5.4.6 de las Reglas Comerciales.

(RLP.5.2) Procedimiento y Resultados de la Asignación Inicial de la Reserva de Largo Plazo en el acto público.

En este numeral se describe el procedimiento que deberá realizar el CND para la asignación inicial de reserva de largo plazo.

(RLP.5.2.1) El CND deberá realizar la asignación preliminar cumpliendo con el procedimiento indicado en los numerales *5.5.5.2, 5.5.5.3 y* 5.5.5.4 de las Reglas Comerciales. Lo cual implica:

a) Definir el listado de ofertas válidas, e informar las ofertas que no son válidas
b) Agrupar las ofertas de igual precio
c) Cubrir el requerimiento inicial de reserva de largo plazo, con las ofertas validadas en el orden de mérito correspondiente
d) Cuando corresponda, se deberá repartir las ofertas en forma proporcional al requerimiento.

(RLP.5.2.2) El CND deberá aceptar todas las ofertas válidas, en la asignación inicial, si la oferta total es menor o igual que el requerimiento total de servicio auxiliar de reserva de largo plazo de acuerdo con el numeral 5.5.5.3 de las Reglas Comerciales.

(RLP.5.2.3) "*El CND deberá realizar la asignación preliminar de acuerdo al siguiente procedimiento:*

a) *Ordenar las ofertas por precios crecientes.*

b) *Agrupar las ofertas de igual precio.*

c) *Aceptar las ofertas por orden creciente hasta cubrir el requerimiento inicial de reserva de largo plazo, o hasta que no queden más ofertas. A la última oferta aceptada se le asigna la potencia necesaria para cubrir el requerimiento total. Si dicha última oferta aceptada corresponde a un grupo de ofertas de igual precio, la potencia asignada se reparte entre cada una de ellas en forma proporcional a la potencia ofertada dentro de la potencia total del grupo de ofertas de igual precio."* (Numeral 5.5.5.4 de las Reglas Comerciales).

(RLP.5.2.4) El precio de la reserva de largo plazo de cada paso será la oferta más cara convocada para abastecer por completo las necesidades previstas en el requerimiento según el numeral 5.5.5.5 de las Reglas Comerciales.

(RLP.5.2.5) Terminado el proceso de asignación inicial, el CND deberá entregar a cada Participante y a la ASEP los resultados del mismo y una copia del acta contentiva de todo lo actuado en dicho acto de asignación.

(RLP.5.3) Reclamos al Proceso de Asignación Inicial de Reserva de Largo Plazo.

(RLP.5.3.1) Un Participante podrá presentar un reclamo al CND siguiendo los criterios indicados en el numeral 5.5.5.6 de las Reglas Comerciales:

a) En el caso de que la oferta fuere rechazada y se procede a reclamar el rechazo.

b) En el caso de que la oferta fuera asignada como reserva de largo plazo y el Participante reclamara la asignación.

c) Antes de finalizar el acto, el (los) Participante (s) informa (n) al CND que presentará un reclamo y requiere que se incluya este aviso en el acta

d) En un término de dos días hábiles luego de realizado el acto, el Participante presenta al CND un reclamo escrito que incluye la descripción y justificación del reclamo.

(RLP.5.3.2*)* Los términos para atender un reclamo se guiará por los siguientes principios, en cumplimiento del numeral 5.5.5.7 de las Reglas Comerciales:

a) En tanto no se resuelva un reclamo, el CND deberá utilizar la asignación inicial.

b) Una vez resuelto un reclamo y de ser necesario modificar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá informar a los Participantes indicando el ajuste que resulta a la asignación inicial de reserva de largo plazo.

c) Habiéndose presentado en tiempo y forma, el CND dispondrá de un plazo hasta un máximo de siete (7) días hábiles para analizar los reclamos recibidos, e informar los reclamos que rechaza y aquellos con los que está de acuerdo.

d) En caso de informar que acepta uno o más reclamos, deberá indicar el ajuste que resultaría en la asignación preliminar.

e) Los Participantes afectados en este ajuste podrán presentar su reclamo fundado, dentro de los siguientes dos días hábiles.

(RLP.5.3.3) La asignación inicial del servicio:

a) Corresponde al preliminar con sus ajustes, siempre y cuando el acuerdo de su aceptación no fue reclamado conforme a lo indicado en el numeral 5.5.5.8 de las Reglas Comerciales.

(RLP.5.3.4) La ASEP atenderá los reclamos de conformidad al numeral 5.5.5.9 de las Reglas Comerciales, siempre y cuando:

a) No exista acuerdo entre el CND y el Participante.

b) Cuando al existir acuerdo entre el CND y un Participante referido a un reclamo, surja oposición de otro Participante afectado.

(RLP.5.3.5) Según el numeral 5.5.5.10 de las Reglas Comerciales, una vez resuelto el reclamo y de ser necesario modificar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, la ASEP informará al CND el ajuste que resulta a la asignación inicial de reserva de largo plazo. Corresponde al CND informar y entregar a los Participantes:

a) La fecha de validación, que sería a partir del siguiente paso de asignación en que la ASEP informó al CND
b) La asignación inicial y los resultados de este ajuste (la nueva asignación inicial)
c) Las diferencias que se hayan suscitado entre ambos procesos.

(RLP.6) Ajustes Semanales y Asignación Definitiva.

(RLP.6.1) Las revisiones semanales de la asignación de reserva de largo plazo se harán cumpliendo el siguiente procedimiento, contenido en el numeral 5.5.6.1 de las Reglas Comerciales:

a) El CND deberá tomar la lista de ofertas para el correspondiente paso de asignación que fue ordenada en la asignación inicial, y corregir la potencia ofertada para que corresponda a los sobrantes reales de potencia. Teniendo en cuenta la potencia comprometida en contratos.

b) El CND deberá realizar la asignación definitiva de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y cálculo de su precio con el mismo criterio que el indicado para la

asignación inicial, pero utilizando como requerimiento el real calculado y como oferta la resultante de lo indicado en el literal a).

(RLP.6.2) Durante el año, antes del comienzo de cada paso de asignación, el CND deberá ajustar el requerimiento de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo de los Participantes Consumidores, como el faltante real que resulta de la diferencia entre la demanda máxima de generación (del Informe Indicativo de demandas vigente) y la potencia que compra por contratos. Si el faltante resulta negativo, se considerará cero. El requerimiento será el faltante calculado.

(RLP.6.3) Durante el año, los precios ofertados no podrán ser modificados a lo largo de la asignación, el CND sólo ajustará las cantidades ofertadas de potencia para los siguientes casos (en cumplimiento del numeral 5.5.4.6 de las Reglas Comerciales):

a) Para cada Participante Productor, el CND deberá calcular para el paso de asignación el sobrante real como su Potencia Firme de largo plazo más la potencia que compra por contratos menos sus ventas de potencia por contratos. Si resulta negativo, el sobrante se considerará cero. Si este sobrante es menor que la potencia ofertada inicialmente para el paso de asignación, el CND deberá reducir su oferta al sobrante real.

b) Para cada Participante con Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo asignado inicialmente que, debido a incumplimientos reiterados, haya quedado inhabilitado a proveer el servicio para el resto del año en curso, su oferta se considerará cero.

(RLP.6.4) Para cada paso de asignación el CND deberá cumplir lo que establecen los numerales (RLP.6.1), (RLP.6.2) y (RLP.6.3). Para tal fin, en el paso previo al paso de asignación, el CND deberá realizar el siguiente procedimiento:

a) El CND utilizará el Informe Indicativo de Demanda vigente.

b) Revisar la Potencia Firme de Largo Plazo de los Participantes Productores.

c) Habiendo cumplido los Participantes con los plazos que se indican en el numeral 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales para la entrega de contratos de reserva, el CND procederá a su consideración en las asignaciones de reserva de largo plazo.

d) El día jueves previo al paso de asignación, el CND asignará la reserva de largo plazo para la siguiente semana, considerando el ajuste a los requerimientos revisados. Esta asignación deberá cumplir con los procedimientos señalados en el numeral (RLP.2). El CND informará a los Participantes de estos resultados ese mismo día a más tardar a las 11:00 horas a través del medio oficial de comunicación, el cual deberá ser

informado oportunamente a los Participantes del Mercado. De haber cambio en este medio oficial de comunicación, el CND deberá informarlo en tiempo oportuno.

e) Los Participantes tendrán plazo hasta el día viernes siguiente a las 11:00 horas para emitir comentarios a los resultados y/o presentar reclamos. Los comentarios y/o reclamos deberán ser presentados a través del medio oficial de comunicación. Los comentarios y/o reclamos acogidos por el CND serán considerados para una nueva revisión a los resultados que deberán ser informados a más tardar a las 15:00 horas del día viernes.

f) Para los casos en que los días jueves y viernes sean días no hábiles el CND comunicará los cambios en los plazos de intercambio de información.

g) Los resultados de este proceso serán considerados firmes para la siguiente semana.

(RLP.7) Compromiso Adquirido.

(RLP.7.1) "*El Participante Productor que compromete potencia al servicio auxiliar de reserva de largo plazo no podrá venderla a terceros durante el período en que se compromete como reserva."* (Numeral 5.5.7.1 de las Reglas Comerciales)

(RLP.7.2) "*El Participante Consumidor que compromete aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo está obligado a ofertar cada día como interrumpible para el despacho la potencia comprometida como reserva de largo plazo."* (Numeral 5.5.7.2 de las Reglas Comerciales).

(RLP.7.3) El compromiso, según el numeral 5.5.7.3 de las Reglas Comerciales, asociado al aporte al servicio auxiliar de reserva de largo plazo es el siguiente.

a) Cumplir con la disponibilidad o interrumpibilidad comprometida, o pagar una penalidad por faltantes.

b) Para un Participante Productor, pagar a los Participante que son compradores de reserva de largo plazo, una compensación cada hora en que el precio del Mercado Ocasional supere el de la primera unidad falla, calculada como la energía asociada requerida, considerando el factor de carga mensual real del Participante Comprador, correspondiente a la potencia que aporta al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo valorizada a la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio de la primera unidad falla.

c) Para un Participante Consumidor, cada día del período en que su oferta es aceptada debe ofertar interrumpibilidad por la potencia comprometida como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo a un precio de la energía inferior al de la primera unidad falla.

(RLP.8) Incumplimientos.

(RLP.8.1) "*El incumplimiento de un Participante en su compromiso al servicio auxiliar de reserva de largo plazo llevará a la pérdida de su remuneración por reserva en el mes del incumplimiento. El CND deberá asignarle además como penalidad el pago de una compensación igual a potencia en reserva no suministrada valorizada al precio de la reserva de largo plazo. El CND debe acreditar el monto total por incumplimientos al pago del correspondiente Servicio Auxiliar de los Participantes que compran dicho servicio."* (Numeral 5.5.8.1 de las Reglas Comerciales)

(RLP.8.2) El CND deberá inhabilitar al Participante Productor que participa en el servicio de reserva de largo plazo en el año en curso, cuando presenten incumplimientos reiterados, salvo contingencias extraordinarias debidamente fundamentadas. Se considera que un Participante Productor que aporta al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo presenta una condición de incumplimiento reiterado cuando, dentro de un año de asignación presenta 5 incumplimientos semanales. El CND deberá reducir la potencia firme del Participante con incumplimientos reiterados de acuerdo al numeral 5.3.1.11. (Numeral 5.5.8.2 de las Reglas Comerciales)

Para efectos de lo indicado en el párrafo anterior se entenderá por contingencia extraordinaria los hechos comprendidos dentro de caso fortuito y fuerza mayor, descritos en el artículo 5 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998.

(RLP.8.3) "*Se considera que un Participante Productor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo tiene un incumplimiento semanal a sus compromisos de aporte a dicho servicio si en esa semana se registra una o ambas de las siguientes condiciones:*

a) *Resulta con un faltante de potencia y en las Compensaciones Diarias de potencia presenta una condición de déficit con racionamiento programado. Se considera que el Participante tiene faltante cuando no cubre sus compromisos de potencia contratados más compromisos de aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, de acuerdo a lo que establecen estas Reglas Comerciales.*

b) *Su disponibilidad media semanal, incluyendo potencia que compra de terceros por contratos de reserva, es menor que la total comprometida, suma de potencia vendida en contratos y potencia asignada como aporte al Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.* (Numeral 5.5.8.3 de las Reglas Comerciales)

(RLP.8.4) "*El CND calculará el incumplimiento anual de un Participante Productor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo a su compromiso a dicho servicio como la suma de sus incumplimientos semanales."* (Numeral 5.5.8.4 de las Reglas Comerciales)

(RLP.8.5) "*Se considera que para un Participante Consumidor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo presenta una condición de incumplimiento reiterado, cuando durante el período de asignación, se registra una o ambas de las siguientes condiciones:*

a) *Resulta con un incumplimiento a su compromiso de demanda interrumpible en un día en que se registra una condición de déficit con racionamientos programados, y el CND le requirió la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados.*

b) *Se registran tres o más incumplimientos semanales a su compromiso de demanda interrumpible, habiendo el CND requerido la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados."* (Numeral 5.5.8.5 de las Reglas Comerciales)

(RLP.8.6) Al detectarse un incumplimiento semanal por parte de un Participante al SAERLP, el CND lo publicará en el respectivo Informe Mensual del Mercado. Si vencido el plazo para presentar reclamo a este informe mensual, no se han recibido objeciones al incumplimiento del SAERLP, o las objeciones recibidas han sido rechazadas por el CND, el mismo quedará en firme. Cumplido lo anterior, el CND procederá a realizar un ajuste al Documento de Transacciones Económicas correspondiente contemplando lo descrito en (RLP.8.1).

METODOLOGÍA PARA LA CUANTIFICACIÓN Y ASIGNACIÓN DE RESERVA OPERATIVA.

(MRO.1) **Objetivo:**

(MRO.1.1) Definir una metodología para cuantificar, en MW, la Reserva Operativa requerida en el sistema, la composición de la misma, y establecer los mecanismos y criterios de cálculo para su remuneración.

(MRO.2) **Definiciones:**

(MRO.2.1) Reserva Operativa de Corto Plazo: Es la reserva requerida a lo largo de la hora para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, corregir las diferencias entre la generación y la demanda, y cubrir contingencias minimizando el riesgo del colapso del SIN. (Ver 10.4.1.1 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad)

(MRO.2.2) Reserva Rodante: Es la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del SIN en cada instante. (Ver NGD.3.1 y MOM.1.23 del Reglamento de Operación).

(MRO.2.3) Reserva Regulante: Es la cantidad de Reserva Rodante asociada a la Regulación Primaria y Secundaria de las unidades generadoras, y como tal responde a corto plazo con las variaciones normales de la demanda. Tal como lo establece el MOM.1.24 del Reglamento de Operación, la Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina o sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías con el respectivo sistema de control potencia/frecuencia, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda. En esta regulación no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés).

El MOM.1.25 del Reglamento de Operación establece que la Regulación Secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del AGC, esta permite corregir la desviación acumulada por la Regulación Primaria y el tiempo de respuesta será de cuatro (4) segundos o menos.

(MRO.2.4) Reserva Contingente: Es la Reserva adicional requerida horariamente a fin de afrontar contingencias en el SIN. Esta Reserva está compuesta por la Reserva Rodante no asociada a la Reserva Regulante más la Reserva Fría más la Carga interrumpible.

(MRO.2.5) Reserva Fría: Es la capacidad de generación adicional que puede ser provista por unidades de generación que estén disponibles y certificadas para sincronizarse en un tiempo máximo. De acuerdo a lo previsto en el MOM.1.22 del Reglamento de operación.

(MRO.2.5.1) Se puede incluir en el cómputo de Reserva Fría la capacidad de importación o de autogeneradores ofrecida para tal efecto siempre y cuando cumpla con los requisitos de tiempo de arranque y capacidad de transmisión, aun cuando esta capacidad exceda los límites de capacidad habilitada de acuerdo a la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica o Para la Compra a Autogeneradores

(MRO.2.6) Demanda Interrumpible: "Se denomina demanda interrumpible a aquella que oferta retirarse voluntariamente en función de los precios previstos en el mercado ocasional" (9.4.1.1 y 10.4.1.5 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad)

(MRO.2.7) Potencia Máxima Despachable: Es la Potencia máxima a la que se puede despachar la unidad en condiciones normales. Corresponde a la potencia máxima neta que la unidad generadora puede generar a lo largo del día tomando en cuenta restricciones técnicas o físicas, de naturaleza temporal, que pueden afectar la capacidad de generación, y tomando en cuenta también el porcentaje de reserva rodante asignado a la unidad. Este valor es calculado por el CND.

(MRO.2.8) Potencia Máxima de Emergencia: Es la potencia máxima neta certificada que puede generar una unidad generadora en un lapso de15 minutos, cuando por razones de emergencia lo solicite el CND. En todo caso la unidad debe poder responder desde el nivel de potencia donde se encuentre despachada hasta el límite de Potencia Máxima de Emergencia tomando carga a su rampa de subida normal. Esta Potencia corresponde, para cada unidad, a la Potencia Máxima Comercial de un Grupo Generador Conjunto definido en el 2.1 de las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad

(MRO.2.8.1) Una vez que la unidad entregue esta potencia por el período señalado, en los casos que el Agente así lo declare, la unidad será temporalmente restringida a su Potencia Efectiva por las siguientes 24 horas. Normalmente está restricción afectará la Potencia Máxima Despachable.

(MRO.2.9) Desligue de carga automático: Cargas de distribución que, mediante relevadores apropiados, están programados a desligarse si la frecuencia y/o el voltaje bajan a niveles inferiores a valores predeterminados, de forma de asistir en mantener el balance entre la demanda y la generación y así tratar de preservar la integridad del sistema.

(MRO.3) **Criterios:**

(MRO.3.1) El CND deberá operar los recursos de Potencia que aporta cada Agente del Mercado para proveer un nivel de Reserva Operativa de Corto Plazo que provea el margen necesario para tomar en cuenta las diferencias de estimación, la indisponibilidad de equipos, el número y tamaño de las unidades generadoras, los requerimientos de regulación y los programas de mantenimiento.

(MRO.3.2) Todas las unidades generadoras sincronizados a la red, considerando las excepciones establecidas en el artículo (MOM.1.28) del Reglamento de Operación, deben aportar Regulación Primaria, a menos que exista un problema operativo temporal.

Para ello, todos los gobernadores de las unidades generadoras y todos los controles de potencia/frecuencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías, deben ser capaces de lograr una respuesta inmediata y sostenida, por un lapso continuo de por lo menos 15 minutos, a desviaciones de frecuencia.

El CND definirá y establecerá el ajuste de operación de los gobernadores (estatismo o Speed Droop por su nombre en inglés) que deberá tener cada unidad y de los controles de potencia/frecuencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías (MDP.3.2 y MDP.1.4). Los sistemas de control de la máquina motriz que provean topes ajustables al movimiento del gobernador (límite de posición de la válvula o equivalente) no deberán restringir el movimiento de la misma más allá de lo necesario para coordinar con las características de respuesta del equipo controlado.

Los agentes que utilicen la tecnología de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías deberán proveer al CND las evidencias del lazo de control que vincule las aportaciones de la regulación primaria de frecuencia con la unidad generadora que no tiene esta capacidad. Para ello, deben garantizar que el tiempo de inicio de activación, tiempo total de activación y el mínimo de entrega, respondan a los requisitos de reserva rodante en tiempo y magnitud, que se le asignan a la unidad que están reemplazando.

(MRO.3.3) La primera línea de defensa contra un colapso del sistema por falta de generación lo constituyen la Reserva Rodante del sistema más la contribución en potencia de emergencia de las interconexiones, más la potencia desligada por baja frecuencia. El CND debe, mediante estudios de Seguridad Operativa, establecer los niveles adecuados para cada una de estas cantidades. Sin embargo, como mínimo, la suma de estas debe ser mayor que la máxima contingencia simple posible en la hora, ya sea esta la pérdida de la unidad generadora o de una línea de transmisión o interconexión.

(MRO.3.4) La Reserva Rodante en el sistema en cada hora deberá ser lo establecido en MOM.1.27 del Reglamento de Operación.

(MRO.3.5) A fin de garantizar el uso efectivo de la Reserva Rodante, la misma será asignada en la misma proporción a cada unidad generadora de los Agentes Generadores, considerando lo establecido en el artículo (MOM.1.28) del Reglamento de Operación. En un período dado, el aporte a la Reserva Rodante de una unidad se calculará restando su Potencia Despachada de su Potencia Máxima de Emergencia.

(MRO.3.5.1) Las unidades pueden cumplir con sus requisitos de Reserva Rodante contratando dicha reserva a una unidad o varias unidades con capacidad para suministrarla.

(MRO.3.5.1.1) Para calificar la unidad como apta para proveer la Reserva Rodante contratada, el Agente debe presentar al CND un estudio que compruebe la viabilidad técnica del esquema propuesto. Es decir que frente a contingencias de pérdida de generación en el sistema la cantidad de carga desligada permanece igual o menor y la recuperación de la frecuencia del sistema ocurre en tiempos similares.

(MRO.3.5.1.2) Es requisito esencial que las unidades que están prestando este servicio no estén ligadas al SIN a través de interconexiones sujetas a salidas por baja frecuencia.

(MRO.3.5.2) Las unidades también pueden cumplir con sus requisitos de Reserva Rodante, instalando un Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías (SAEb) que cuente con una capacidad mínima de potencia activa, que corresponda con la reserva rodante que debería suministrar la unidad de generación que es reemplazada.

(MRO.3.5.2.1) Para esto el Agente debe presentar al CND un estudio que compruebe la viabilidad técnica del esquema propuesto y que se garantice que la unidad de SAEb cumple con todos los requisitos técnicos y operativos establecidos, en la regulación nacional y regional.

Reglamento de Operación (RO):

- Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), los artículos MOM.1.23, MOM.1.24. MOM.1.28, del Capítulo I.

- Tomo III Manual de Despacho y Planificación horaria (MDP), los artículos MDP.1.1, MDP.1.4 del Capítulo I, el artículo MDP.2.2 del capítulo II, MDP.3.2 y MDP.3.6 del capítulo III.

- Tomo IV Normas para Intercambio de información (NII), los artículos NII.1.7 del capítulo I, los artículos NII.3.7, NII.3.8 y NII.3.9 del Capítulo III.

- TOMO V Normas para la Expansión del Sistema (NES), los artículos NES.3.1 y NES.3.6 del capítulo III, artículos NES.4.1 y NES.4.7 del capítulo IV.

• Tomo VI Normas para Interconexión al Sistema (NIS), los artículos NIS.2.2, NIS.2.4 del capítulo II y artículo NIS.4.3 del Capítulo IV.

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

• 16.2 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Sistema Eléctrico Regional Regulación Primaria Numerales del 16.2.7.5 al 16.2.7.9

(MRO.3.5.2.2) Una vez el CND verifique el cumplimento de lo establecido en el (MRO.3.5.2.1), aprobará el estudio de viabilidad técnica del esquema propuesto para su posterior implementación.

(MRO.3.5.2.3) El CND mensualmente publicará en su página web el reporte de actuación y cumplimiento de las SAEb que son utilizadas para aportar la reserva rodante de las unidades que no lo puedan brindar.

Los incumplimientos serán reportados a la ASEP, en el informe mensual de incumplimientos a las normas.

.

(MRO.3.6) La porción de Reserva Regulante mínima que puede aportar cada unidad generadora asociada a su regulación primaria, está dada por la potencia adicional obtenida por acción del gobernador (estatismo o Speed Droop por su nombre en inglés) o de los controles de potencia/frecuencia de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías para una desviación de frecuencia no mayor de 0.1 Hertz.

(MRO.3.7) La Reserva Regulante asociada a regulación secundaria solo puede ser aportada por unidades generadoras bajo control del CAG. El aporte de cada una de ellas será:

$$rs = \min \{(PMD - PD) ; (PME - rp - PD)\}$$

Donde:
rs es la Regulación Secundaria
rp es la Regulación Primaria
PMD es la Potencia Máxima Despachable
PME es la Potencia Máxima de Emergencia
PD es La Potencia Despachada

(MRO.3.8) La Reserva Contingente en cada hora debe ser igual o mayor que la máxima contingencia simple posible en esa hora, a fin de poder recobrar las carga desligadas posteriormente a un evento en el sistema.

(MRO.4) **Cuantificación de Reserva Operativa de Corto Plazo**

(MRO.4.1) El CND hará el pre-despacho de las unidades utilizando como límite superior la Potencia Máxima Despachable de cada unidad.

(MRO.4.2) Para efectos prácticos, se considera que los circuitos asignados al desligue por baja frecuencia siguen el comportamiento de la demanda máxima horaria, y, por ende, el porcentaje de la demanda que estos circuitos representan en la demanda pico se mantiene en el resto del día.

(MRO.4.3) Para efectos del cálculo de la Contribución de Reserva que aportan las Interconexiones con sistemas no controlados por el CND, la misma se considerará como nula hasta tanto se establezcan los mecanismos y acuerdos conjuntos que permitan cuantificar y garantizar los niveles de aporte de un sistema al otro.

(MRO.4.4) El CND verificará con el pre-despacho, para cada hora, que la peor contingencia simple, esté debidamente cubierta de acuerdo a lo establecido en el párrafo MRO.3.3 arriba. En caso de que este criterio no sea cumplido en alguna hora del pre-despacho, el mismo será modificado asignando la(s) unidad(es) que resulte(n) en el menor costo al despacho, y que satisfaga(n) el requerimiento de reserva.

(MRO.4.5) Se procederá entonces a verificar que el pre-despacho en cada hora contempla suficiente Reserva Fría para cumplir con los requisitos de Reserva Contingente establecidos en el párrafo MRO.3.8. Primero se calculará la porción de Reserva Rodante disponible para la Reserva Contingente, o sea, la Reserva Rodante menos la Reserva Regulante. A este resultado se le suma el aporte de la Carga Interrumpible habilitada y el total resultante se resta del requisito de Reserva Contingente. Se verifica entonces que hay suficientes unidades que cumplan con los requisitos de arranque establecidos para servir como Reserva Fría En caso contrario, se deberá modificar el pre-despacho a fin de cumplir con este requerimiento.

Reserva Fría = Res. Contingente - [(Res. Rodante - Res. Regulante) + Carga Interrumpible]

(MRO.5) **Compensación por Servicios de Reserva de Corto Plazo**.

(MRO.5.1) La Regulación Secundaria se considera un Servicio Auxiliar del Sistema, y por tanto los Agentes Generadores que provean efectivamente este servicio deberán ser económicamente remunerados. La metodología del cálculo de esta compensación está detallada en la Metodología para la asignación y remuneración de Servicios Auxiliares del sistema

(MRO.5.2) La contribución a la Reserva Operativa que aportan las Interconexiones internacionales se considera un servicio mutuo, y por ende no se compensa económicamente. Sin embargo, si algún Agente del Mercado tiene un acuerdo de exportación el cual se declara como Carga Interrumpible, la misma se considerará como tal en los cálculos de remuneración de Reserva.

(MRO.5.3) A fin de definir la compensación que le corresponde a cada Agente del Mercado por proveer Reserva Operativa de Corto Plazo, se dividirá la remuneración máxima vigente para el mes correspondiente a este servicio, por la integración de la Reserva Operativa de Corto Plazo menos la Regulación Secundaria requerida a lo largo del mes. El precio (B/./MW), resultante se utilizará para valorar el aporte en Reserva Operativa de Corto Plazo que han dado los Participantes Productores y Consumidores, de la manera que se describe a continuación:

(MRO.5.4) Se cuantifica la Reserva Rodante menos la Regulación Secundaria de cada hora tomando la potencia promedio en la hora. Esta se valorizará con este indice, y el monto resultante se distribuirá en forma proporcional a cada Participante Productor que aportó a la misma. En caso de que en una hora la sumatoria de la Reserva Rodante disponible sea mayor a la Reserva Operativa requerida, la distribución del monto en esa hora se hará ponderando sobre el monto de Reserva entregada.

(MRO.5.5) En caso que se requiera Reserva contingente adicional a la proporcionada por la Reserva Rodante esta será valorada utilizado el mismo precio. Para distribuir la compensación se listarán las reservas ofrecidas, ya sean Reserva Fría o Carga Interrumpible, en orden ascendente de Costo Marginal. Se asignara la reserva requerida en ese mismo orden. Se compensará a los agentes en forma proporcional a la Reserva que aportan.

METODOLOGÍA PARA LA HABILITACIÓN DE EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(MHE.1) **OBJETIVO.**

(MHE.1.1) Definir la metodología y establecer las condiciones que habilitan la exportación de energía eléctrica, bien sea a través del Mercado de Contratos de exportación o de Ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional.

(MHE.2) **METODOLOGÍA PARA EL MERCADO DE CONTRATOS.**

(MHE.2.1) **Normas Generales**.

(MHE.2.1.1) *"El CND tiene la responsabilidad de realizar la administración comercial y la coordinación de las transacciones de importación y exportación."*(Numeral 13.1.1.1 de las Reglas Comerciales el Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHE.2.1.2) *"Los contratos de importación y exportación de los Participantes Nacionales no establecen de manera anticipada un compromiso de intercambio físico en las Redes de Interconexión Internacional. El uso físico de las interconexiones será determinado en el proceso de programación del despacho realizado por el CND en coordinación con el EOR y/o el OS/OM del país correspondiente"* (Numeral 4.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHE.2.1.3) *"Los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo las diferencias que se explicitan en estas Reglas Comerciales, bajo los principios de reciprocidad, competencia, calidad, seguridad y confiabilidad."* (Numeral 13.2.1.1 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHE.2.1.4) *"El CND deberá establecer por Metodología el detalle de plazos y procedimiento para suministro de información de contratos de importación y exportación, y para su autorización, así como para el cálculo de la capacidad disponible en las redes de interconexión internacional y para interrupción o reducción de un intercambio de un contrato de importación o exportación autorizado."* (Numeral 13.2.1.5 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHE.2.1.5) *"Para la administración comercial y coordinación de las operaciones de importación y exportación regionales, el CND dará cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento del MER y en los Reglamentos nacionales. El CND definirá los nodos en los cuales se podrán presentar ofertas de importación y/o exportación".* (Numeral 13.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad). El procedimiento operativo para el cálculo y la administración de los excedentes estará definido en una metodología de detalle adicional.

(MHE.2.1.6) Las disposiciones relativas a Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y los Contratos Firmes serán aprobadas por la CRIE.

(MHE.2.2) **Participantes.**

(MHE.2.2.1) Cualquier Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá que este habilitado y autorizado para participar en el MER. (Libro I 3.4.1 del RMER).

(MHE.2.3) **Plazo de los Contratos.**

(MHE.2.3.1) Los plazos aplicables para la entrega de los contratos de exportación se detallan a continuación:

"Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de anticipación para que un Participante presente al CND un contrato y el plazo en que el CND debe responder sobre su administración, deben ser los siguientes:

a) Para contratos cuya duración sea mayor o igual que dos meses, la anticipación requerida no podrá ser mayor que 15 días. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 5 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

b) Para contratos cuya duración sea menor que dos meses pero mayor o igual que 15 días, la anticipación requerida no podrá ser mayor que una semana. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 3 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

c) Para contratos cuya duración sea menor que 15 días pero mayor que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que dos días hábiles. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que un día hábil, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

d) Para contratos cuya duración sea menor o igual que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que un día hábil. El CND debe responder a los Participantes que sean parte el mismo día, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato."
(Numeral 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHE.2.3.2) Los Contratos de Exportación, cumplirán los plazos establecidos en MHE 2.3.1 y deberán ser instrumentados mediante Programas de Exportación diarios. La presentación de estos Programas al CND deberá realizarse a través del formato y medio oficial de comunicación, los cuales serán informados oportunamente. Los plazos para la presentación de estos programas al CND deberán realizarse con un plazo de por lo menos 2 días antes de la vigencia de los mismos.

(MHE.2.3.3) Todos los agentes habilitados y autorizados podrán realizar transacciones tanto en contrato como de oportunidad en cualquier nodo de la RTR ; y los equipos de medición ubicados en estos nodos serán compartidos por todos los agentes para poder determinar el monto de la transacción que le corresponde a cada uno.

(MHE.2.4) **Procedimiento.**

(MHE.2.4.1) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Exportación

(MHE.2.4.1.1) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Exportación (Contratos Firmes y Contratos Regionales con Prioridad de Suministro).

1. El CND asigna el Contrato Firme o el Contrato Regional con Prioridad de Suministro en el nodo (punto de medida) establecido en el contrato.

2. A más tardar a las 11:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de exportación, el CND procesa y envía los programas de exportación al EOR.

3. De darse inconsistencias en los programas, el EOR informará al CND antes de 11:30 horas y éste a su vez informará a los agentes, quienes tendrán hasta las 12:00 horas para corregir las inconsistencias. El CND deberá enviarlas al EOR antes de las 12:30 horas.

(MHE.2.4.1.2) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Exportación (Contratos No Firmes)

1. El CND verifica la viabilidad de los programas de exportación recibidos de acuerdo a:

   En cada hora la energía programada para la exportación deberá cumplir con la siguiente fórmula:

   $$PEi \leq PDi - \min \{ PCi , Ppi \}$$

   Donde:
   PEi - Es la energía a exportar en la hora i.
   PDi - Es la potencia del Participante disponible en la hora i.
   PCi -Es la potencia previamente contratada nacional y por CRPS por el Participante Productor en la hora i.
   PPi -Es la potencia prevista en el pre- despacho o en el mediano plazo (Despacho semanal) para el Participante Productor en la hora i. Considerando todas las restricciones que aplican en tiempo real y que desvían la producción de generación de los valores mostrados en el predespacho diario.

2. Una vez aceptados todos los programas serán asignados a los nodos de la RTR (puntos de medida después de haber asignado los Contratos Firmes y/o Contratos Regionales con Prioridad de Suministro), de manera proporcional de acuerdo a los excedentes en el Predespacho Nacional Regional, respetando el orden de mérito ascendente del costo variable aplicable al despacho.

3. A más tardar a las 9:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de exportación, el CND informará a los agentes, a través de la web del CND y mediante una plantilla, la asignación de los nodos de la RTR (puntos de medida) y la cantidad de MW asociados a los programas.

4. Los agentes gestionarán con su contraparte los programas, considerando los nodos de la RTR (puntos de medida) y los MW que fueron asignados por el CND.

5. A más tardar a las 10:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de exportación, los agentes remitirán al CND las plantillas con toda la información necesaria para procesar los programas de exportación.

6. A más tardar a las 11:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de exportación, el CND procesa y envía los programas de exportación al EOR.

7. De darse inconsistencias en los programas, el EOR informará al CND antes de 11:30 horas y éste a su vez informará a los agentes, quienes tendrán hasta las 12:00 horas para corregir las inconsistencias. El CND deberá enviarlas al EOR antes de las 12:30 horas.

(MHE.2.5) **Modificaciones**

(MHE.2.5.1) Se aceptarán los cambios a los programas de exportación, acordados por las partes o solicitados por el CND por viabilidad operativa y administrativa de los programas, (MHE.2.4.1), siempre y cuando no aumenten las cantidades de energía pactadas y se mantenga el nodo de la RTR (punto de medida) indicado por el CND para ese programa. Estos deberán ser presentados al CND a más tardar a las 8:30 horas del día antes de entrar en vigencia. De no recibir el cambio solicitado el CND deberá tramitar como válida la disminución del programa.

(MHE.2.6) **Optimización**

(MHE.2.6.1) Los cantidades de energía eléctrica para la exportación por contratos, a través de interconexiones internacionales, requiere definir los montos de energía establecidos en un programa de exportación de acuerdo al contrato de forma preliminar, y este programa se cumplirá como resultado del despacho económico.

(MHE.2.7) **Conciliación**

(MHE.2.7.1) Para un contrato de exportación los cargos o créditos deben ser asignados al Participante Nacional que es la parte vendedora."(Numeral 13.2.1.3 de las Reglas Comerciales).

(MHE.3) **METODOLOGÍA PARA EL MERCADO DE OPORTUNIDAD.**

(MHE.3.1) **Normas Generales**.

(MHE.3.1.1) *"Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con el MER o con países interconectados no miembros del MER deben ser intercambiados entre el CND y el EOR o el OS/OM del respectivo país, y corresponden a intercambios de oportunidad. Se entiende por importación y exportación de ocasión a la que resulta entre el Mercado Ocasional de la República de Panamá y el Mercado de Oportunidad Regional o el Mercado de Corto Plazo en el otro país o, de no existir este tipo de Mercado en el otro país, el despacho económico del sistema eléctrico del otro país "* (Numeral 13.4.1.1 de las Reglas Comerciales).

(MHE.3.1.2) *Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el Mercado Ocasional deben cumplir los mismos plazos y ser administrados con los mismos procedimientos que la información de generación y consumos en el Mercado Ocasional de Participantes Nacionales, salvo aquellas diferencias establecidas en las presentes Reglas Comerciales.* (Numeral 13.4.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHE.3.2) **Participantes.**

(MHE.3.2.1) Cualquier Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá que este habilitado y autorizado para participar en el MER. (Libro I 3.4.1 del RMER).

(MHE.3.3) **Procedimiento**

(MHE.3.3.1) **Proceso y Asignación de Ofertas de Oportunidad de Exportación**

1. Asignados a los respectivos nodos de la RTR (puntos de medida) los programas de exportación en el Mercado de Contratos, el CND calcula el excedente restante en cada uno de estos puntos.

2. A más tardar a las 13:00 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de exportación, el CND publicará en su portal WEB, los excedentes disponibles, los puntos de medidas, los nodos de la RTR asociados y los precios mínimos exigidos, respetando las restricciones operativas, los costos variables aplicable al despacho y el orden de mérito aplicable al despacho.

3. A más tardar a las 13:30 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de exportación, los agentes deberán enviar sus correspondientes ofertas a través de la WEB del CND y en la plantilla destinada para ese fin.

4. Para cada nodo de la RTR (punto de medida), el CND verificará que las más económicas sean las que llenen el excedente nodal disponible, según el siguiente procedimiento:

Se ordenan las ofertas por precio creciente.
Se agrupan las ofertas de igual precio
Se aceptan las ofertas por orden creciente de precio hasta llenar el excedente del nodo de la RTR (punto de medida) y de acuerdo al orden de mérito ascendente del costo variable aplicable al despacho.

Si la última oferta aceptada es un grupo de igual precio, se reparte de manera proporcional.

Las ofertas cuyo precio esté debajo del mínimo informado (costo variable aplicado al predespacho nacional), serán eliminadas.

5. Identificados los nodos de la RTR con excedentes sin ofertas de exportación, el CND realizará las mismas a un precio mínimo, dado por 1.1 veces el costo variable aplicado al predespacho nacional de la hora en que ocurre la transacción más un cargo de US$ 10.00 /MWh, el cual se considerará que cubre los costos para internalizar las ofertas en el mercado local (servicios auxiliares, generación obligada, perdidas, riesgo, costos financieros), a nombre del agente ubicado en dicho nodo de la RTR (punto de medida). El CND no tendrá ninguna responsabilidad en las ofertas que elabore en nombre de los Agentes que no realicen sus ofertas.

6. Toda la información será enviada al EOR a más tardar a las 14:00 horas, junto con el Predespacho Nacional Regional. (Libro II, numeral 5.12.1 literal a).

7. El EOR enviara antes de las 15:30 horas el Predespacho Regional, con la información de las transacciones casadas tanto en contratos como en oportunidad.

8. El CND verificarán los resultados del Predespacho Regional, de tener alguna objeción, solicitarán un ajuste al Predespacho Regional antes de las 17:15 horas.

9. A las 18:00 horas el EOR enviará el Predespacho Regional definitivo.

10. El CND informará, antes de las 19:00 horas, a todos los Participantes nacionales, el detalle de las transacciones del MER.

(MHE.4) **Casos Especiales (Racionamiento y Vertimiento)**

(MHE.4.1) Previo al racionamiento, el CND administrará la exportación buscando mitigar su ocurrencia. De darse un racionamiento inesperado, el compromiso de exportación adquirido se tratará como demanda interrumpible.

(MHE.4.2) En condiciones de riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente, definidas en el artículo (MPD.3.6.7) de la Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios MPD, el compromiso

de exportación será asignado directamente a los generadores con contratos de exportación y/o ofertas al mercado de oportunidad regional, que hayan sido previamente asignados en el predespacho regional.

(MHE.5) **Desviaciones (Energía Inadvertida).**

(MHE.5.1) En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND asignará el pago de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compran en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND asignará el cobro por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional. (Numeral 13.5.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHE.5.2) Los desvíos de las transacciones internacionales serán tratados de acuerdo a lo establecido en (Libro II 5.17 del RMER y en la Sección Segunda punto 6 del PDC).

(MEH.6) **Energía de Emergencia al MER.**

(MEH.6.1) Ante condiciones de emergencias, en el MER, estas se manejaran a través del procedimiento de Redespacho definido por el EOR.

METODOLOGÍA PARA LA HABILITACIÓN DE IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(MHI.1) **OBJETIVO**

(MHI.1.1) Definir la metodología y establecer las condiciones que habilitan la importación de energía eléctrica, bien sea a través del Mercado de Contratos o de ofertas de importación en el Mercado de Oportunidad del Mercado Eléctrico Regional (MER).

(MHI.2) **PROGRAMAS PARA EL MERCADO DE CONTRATOS**

(MHI.2.1) **Normas Generales.**

(MHI.2.1.1) *"El CND tiene la responsabilidad de realizar la administración comercial y la coordinación de las transacciones de importación y exportación."*(Numeral 13.1.1.1 de las Reglas Comerciales el Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHI.2.1.2) *"Los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo las diferencias que se explicitan en estas Reglas Comerciales, bajo los principios de reciprocidad, competencia, calidad, seguridad y confiabilidad."* (Numeral 13.2.1.1 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHI.2.1.3) *"Los contratos de importación y exportación de los Participantes Nacionales no establecen de manera anticipada un compromiso de intercambio físico en las Redes de Interconexión Internacional. El uso físico de las interconexiones será determinado en el proceso de programación del despacho realizado por el CND en coordinación con el EOR y/o el OS/OM del país correspondiente"* (Numeral 4.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHI.2.1.4) *"El CND deberá establecer por Metodología el detalle de plazos y procedimiento para suministro de información de contratos de importación y exportación, y para su autorización, así como para el cálculo de la capacidad disponible en las redes de interconexión internacional y para interrupción o reducción de un intercambio de un contrato de importación o exportación autorizado."* (Numeral 13.2.1.5 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHI.2.1.5) *"Para la administración comercial y coordinación de las operaciones de importación y exportación regionales, el CND dará cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento del MER y en los Reglamentos nacionales. El CND definirá los nodos en los cuales se podrán presentar ofertas de importación y/o exportación*". (Numeral 13.1.1.3 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad).

(MHI.2.1.6) Las disposiciones relativas a los Contratos Firmes serán aprobadas por la CRIE.

(MHI.2.1.7) Todos los agentes habilitados y autorizados podrán realizar transacciones tanto en contrato como de oportunidad en cualquier nodo de la RTR; y los equipos de medición ubicados en estos nodos serán compartidos por todos los agentes para poder determinar el monto de la transacción que le corresponde a cada uno.

(MHI.2.2) **Participantes.**

(MHI.2.2.1) Cualquier Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá que este habilitado y autorizado para participar en el MER. (Libro I 3.4.1 del RMER), y conforme a la regulación nacional.

(MHI.2.3) **Plazo de los Contratos.**

(MHI.2.3.1) Los plazos aplicables para la entrega de los contratos y programas de importación se detallan a continuación:

"Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de anticipación para que un Participante presente al CND un contrato y el plazo en que el CND debe responder sobre su administración, deben ser los siguientes:

a) Para contratos cuya duración sea mayor o igual que dos meses, la anticipación requerida no podrá ser mayor que 15 días. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 5 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

b) Para contratos cuya duración sea menor que dos meses pero mayor o igual que 15 días, la anticipación requerida no podrá ser mayor que una semana. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 3 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

c) Para contratos cuya duración sea menor que 15 días pero mayor que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que dos días hábiles. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que un día hábil, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

d) Para contratos cuya duración sea menor o igual que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que un día hábil. El CND debe responder a los Participantes que sean parte el mismo día, indicando su autorización o pidiendo

clarificaciones o rechazando el contrato."(Numeral 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.2.3.2) Los Contratos de Importación cumplirán los plazos establecidos en MHI 2.3.1 y deberán ser instrumentados mediante Programas de Importación diarios. La presentación de estos Programas al CND deberá realizarse a través del formato y medio oficial de comunicación, los cuales serán informados oportunamente. Los plazos para la presentación de estos programas al CND deberán realizarse con un plazo de por lo menos 2 días antes de la vigencia de los mismos.

(MHI.2.4) Procedimiento.

(MHI.2.4.1) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Importación.

(MHI.2.4.1.1) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Importación (Contratos Firmes).

1. El CND asigna el Contrato Firme en el nodo (punto de medida) establecido en el contrato.

2. A más tardar a las 11:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, el CND procesa y envía los programas de importación al EOR.

3. De darse inconsistencias en los programas, el EOR informará al CND antes de las 11:30 y éste a su vez informará a los agentes quienes tendrán hasta las 12:00 horas para corregir las inconsistencias. El CND deberá enviarlas al EOR antes de las 12:30 horas.

(MHI.2.4.1.2) Proceso de Viabilidad y Asignación de Programas de Importación (Contratos No Firmes).

1. El CND verifica la viabilidad de los programas de importación recibidos (MW) en tiempo según el (MHI.2.3.2) y en la forma que se establezca. Para tal fin, verificará que la suma de los programas individuales de los Contratos No Firmes suministrados por agente no supere el total remanente de la hora. Si lo supera, estos programas serán ajustados proporcionalmente al remanente total de la hora.

2. Una vez aceptados los programas, éstos son asignados a los nodos de la RTR (puntos de medida remanentes después de

haber asignado los Contratos Firmes), de manera proporcional de acuerdo a la generación a reducir determinada en el Predespacho Nacional Regional y al orden de mérito descendente del costo variable aplicable al despacho o el CMS de la hora. La totalidad de los contratos sólo podrán ser limitados en función de la cantidad máxima disponible a reducir horariamente, prevista en el Predespacho Nacional Regional.

3. A más tardar a las 9:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, el CND informará a los agentes la asignación de los nodos de la RTR (puntos de medida) y la cantidad de MW asociados a los programas.

4. Los Agentes gestionarán con su contraparte los programas, considerando los nodos de la RTR (puntos de medida) y los MW que fueron asignados por el CND.

5. A más tardar a las 10:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, los agentes remitirán al CND las plantillas con toda la información necesaria de los programas de importación.

6. A más tardar a las 11:00 horas del día antes de entrar en vigencia el programa de importación, el CND procesa y envía los programas de importación al EOR.

7. De darse inconsistencias en los programas, el EOR informará al CND antes de las 11:30 y éste a su vez informará a los agentes quienes tendrán hasta las 12:00 horas para corregir las inconsistencias. El CND deberá enviarlas al EOR antes de las 12:30 horas.

(MHI.2.4.2) **Modificaciones**

Se aceptarán los cambios a los programas de importación, acordados por las partes, siempre y cuando no aumenten las cantidades de energía pactadas. Estos cambios, deberán ser presentados a las 8:15 horas del día antes de entrar en vigencia.

(MHI.2.4.3) **Modelación**

Para el caso de los contratos de importación, el costo variable aplicable al despacho será cero y la energía ofrecida bajo estos contratos será tratada de la misma forma

que la disponibilidad declarada por un Participante Productor Nacional, es decir, estará sujeto al despacho económico.

El CND deberá modelar el programa de importación como un participante productor ubicado en los nodos interconexión internacional, con una potencia y/o energía igual a la declarada en el programa de importación.

(MHI.2.4.4) **Optimización**

El despacho de las transferencias de importación de energía eléctrica por contratos, a través de interconexiones internacionales, se hará en función de los montos de energía establecidos en un programa de importación de acuerdo al contrato, y este programa se cumplirá como resultado del despacho económico.

(MHI.2.4.5) **Conciliación**

"El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan como resultado de un contrato de importación dentro del Mercado de Panamá, ya sea en el Mercado Ocasional o por compensaciones de potencia (para contratos de importación de potencia), pérdidas de energía o servicio por uso de red de transmisión, al Participante Nacional que es la parte compradora."(Numeral 13.2.1.3 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3) **METODOLOGÍA PARA EL MERCADO DE OPORTUNIDAD**

(MHI.3.1) **Normas Generales.**

(MHI.3.1.1) "***Artículo 87. Transferencias a corto plazo.*** *Las transferencias a corto plazo serán realizadas por la Empresa de Transmisión, en su función de gestora de la operación integrada del sistema interconectado nacional, de acuerdo con el Reglamento de Operación".* (Ley 6 del 3 de febrero de 1997).

(MHI.3.1.2) En el ejercicio de sus funciones de operador del SIN y para optimizar su funcionamiento, el CND puede intermediar en la compra y venta de energía eléctrica de terceros en la importación de ocasión. El CND debe brindar este servicio con neutralidad y transparencia, sin que le produzcan ni una renta ni una pérdida, y de acuerdo a los procedimientos y criterios que se definen en las Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación.

(MHI.3.1.3) "*Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con el MER o con países interconectados no miembros del MER deben ser intercambiados entre el CND y el EOR o el OS/OM del respectivo país, y corresponden a intercambios de oportunidad. Se entiende por importación y exportación de ocasión a la que resulta entre el*

Mercado Ocasional de la República de Panamá y el Mercado de Oportunidad Regional o el Mercado de Corto Plazo en el otro país o, de no existir este tipo de Mercado en el otro país, el despacho económico del sistema eléctrico del otro país " (Numeral 13.4.1.1 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.1.4) "*Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el Mercado Ocasional deben cumplir los mismos plazos y ser administrados con los mismos procedimientos que la información de generación y consumos en el Mercado Ocasional de Participantes Nacionales, salvo aquellas diferencias establecidas en las presentes Reglas Comerciales".* (Numeral 13.4.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.1.5) **"** *El CND debe modelar la importación de ocasión como un Generador con un GGC ubicado en los nodos de interconexión con una potencia y/o energía igual a la importación de ocasión prevista o programada en el MER, o la ofertada en un enlace extrarregional. Mediante Metodología de Detalle se deberá establecer el criterio y procedimiento para realizar las ofertas de importación de ocasión del MOR o de otro país"*. (Numeral 13.4.1.3 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.1.6) *El CND debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de una importación o exportación en el Mercado Ocasional, y debe agregarlos o descontarlos respectivamente al monto de la liquidación de los agentes responsables de la energía importada o exportada en el Mercado Ocasional. Cuando corresponda, el CND debe liquidar el saldo neto al EOR para que dicho organismo lo liquide en el MER.* (Numeral 13.4.1.5 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.1.7) *En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el cobro de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compran en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el pago recibido por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional*. (Numeral 13.5.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.3.2) **Participantes**.

(MHI.3.2.1) El CND y cualquier Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá que esté habilitado y autorizado para participar en el MER. (Libro I, numeral 3.4.1 del RMER).

(MHI.3.3) **Procedimiento**

(MHI.3.3.1) **Proceso y Asignación de Ofertas de Oportunidad de Importación**

1. Asignados a los respectivos nodos de la RTR (puntos de medida) los programas de importación, el CND calcula la capacidad remanente en cada uno de estos puntos.

2. De existir capacidad remanente, a más tardar a las 12:00 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de oportunidad de importación, el CND publicará en su portal WEB, la generación que es posible reducir, los puntos de medidas, los nodos de la RTR asociados y los precios máximos exigidos (costo variable de la unidad o el CMS de la hora).

3. A más tardar a las 12:30 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de oportunidad de importación, los agentes deberán enviar sus correspondientes ofertas a través de la WEB del CND y en la plantilla destinada para ese fin. El CND realizará las verificaciones correspondientes.

4. Para cada nodo de la RTR (punto de medida), el CND verificará que las ofertas de mayor costo sean las que llenen la capacidad remanente nodal disponible para reducir, según el siguiente procedimiento:
   Se ordenan las ofertas por precio decreciente.
   Se agrupan las ofertas de igual precio.
   Se aceptan las ofertas por orden decreciente de precio hasta llenar la capacidad remanente del nodo de la RTR (punto de medida).
   Si la última oferta aceptada es un grupo de igual precio, se reparte de manera proporcional.
   Las ofertas cuyo precio sea superior al precio máximo informado (costo variable aplicado al predespacho nacional o el CMS de la hora), serán eliminadas.

5. Toda la información será enviada al EOR a más tardar a las 14:00 horas, junto con el Predespacho Nacional Regional (Libro II, numeral 5.12.1, literal a) del RMER).

6. El EOR enviará a las 15:30 horas el Predespacho Regional preliminar, con la información de las transacciones casadas tanto en contratos y oportunidad.

7. El CND verificará los resultados del Predespacho regional preliminar, de tener alguna objeción solicitará un ajuste al Predespacho regional preliminar antes de las 17:15 horas.

8. A las 18:00 horas el EOR enviará el Predespacho Regional definitivo

9. El CND informará, antes de las 19:00 horas, a todos los Participantes Nacionales, el detalle de las transacciones del MER.

.

(MHI.4) **Casos especiales (Racionamiento y Vertimiento)**

(MHI.4.1) **Racionamiento**

(MHI.4.1.1) El CND operará el SIN siguiendo las reglas y el Despacho Económico. Cuando se presente alguna de las condiciones que definen la activación de la Alerta Temprana establecidas en la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR), para evitar, o mitigar un posible racionamiento en el SIN, el CND realizará todas las gestiones necesarias para obtener a través de los agentes nacionales todos los contratos de importación y realizará en nombre del Mercado todas las ofertas de oportunidad de importación sobre la capacidad remanente, después que los agentes hayan realizado sus ofertas de acuerdo a lo establecido en (MHI.3.3.1).

(MHI.4.1.2) Cuando el CND detecte la necesidad de mejorar y/o mantener los niveles en los embalses de regulación mayor a noventa (90) días para garantizar el suministro de la demanda nacional y no estén presentes alguna de las condiciones que definen la activación de la Alerta Temprana establecidas en la MDR, el CND realizará las importaciones que sean necesarias.

Para ello el CND mantendrá un seguimiento constante de las variables y resultados de la planificación y programación semanal del despacho, que le permitan identificar la afectación a los embalses y a su participación en el aseguramiento del suministro de la demanda. Las variables a monitorear serán:

- Niveles de los Embalses con Regulación mayor a 90 días.
- Niveles Críticos de los Embalses.
- Almacenamiento de Energía en los Embalses.
- Vertimiento.
- Probabilidades de Vertimiento.
- Aportes.
- Generación vs Potencia Firme de las Centrales de Pasada.
- Déficit de Energía.
- Probabilidades de Déficit de Energía.
- Costos Totales.
- Costos Marginales.
- Curva de Aversión al Riesgo.

- Indisponibilidades Programadas y No Programadas del Plantel de Generación.
- Comportamiento de la Producción de las ERNC y/o su proyección.
- Comportamiento de los Intercambios de Energía y/o su proyección.

.

(MHI.4.1.3) Para elaborar estas ofertas el CND, deberá seguir el orden de mérito descendente (de mayor costo a menor costo) según el costo variable aplicado al predespacho nacional, aplicando los costos que la importación pueda generar en el Mercado Nacional. Estas ofertas serán enviadas al EOR a más tardar a las 14:00 horas, junto con el Predespacho Nacional Regional (Libro II, numeral 5.12.1, literal a) del RMER).

(MHI.4.2) En el caso de centrales hidráulicas, cuando la programación en un horizonte de 6 semanas muestre una probabilidad de vertimiento mayor al 50%, el CND deberá informar a los agentes nacionales de esta situación y suspender los trámites tanto para los contratos como las ofertas de importación.

(MHI.4.3) **Modelación**

Para el caso de transacciones de oportunidad de importación realizadas por los Participantes y por el CND, el costo variable aplicable al despacho será el que resulte del proceso de optimización regional (precio ex antes) y la energía ofrecida bajo estas transacciones será tratada de la misma forma que la disponibilidad declarada por un Participante Productor Nacional; es decir, estará sujeto al despacho económico.

El CND deberá modelar el programa de importación como un participante productor ubicado en la interconexión internacional, con una potencia y/o energía igual a la resultante del predespacho regional.

(MHI.5) **Desviaciones (Energía inadvertida).**

(MHI.5.1) En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el cobro de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compran en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el pago recibido por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional. (Numeral 13.5.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MHI.5.2) Los desvíos de las transacciones internacionales serán tratados de acuerdo a lo establecido en (Libro II 5.17 del RMER).

(MHI.6) **Energía de Emergencia al MER.**

(MHI.6.1) Ante condiciones de emergencias, en el MER, estas se manejaran a través del procedimiento de Redespacho definido por el EOR.

METODOLOGÍA PARA LA PARTICIPACIÓN DE AUTOGENERADORES Y/O COGENERADORES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (ACG).

(ACG.1) **OBJETIVO.**

(ACG.1.1) Definir la metodología y establecer las condiciones que habilitan a Autogeneradores y/o Cogeneradores nacionales a participar en el Mercado Mayorista de Electricidad.

(ACG.2) **NORMAS GENERALES.**

(ACG.2.1) Los Autogeneradores y/o Cogeneradores podrán vender al Mercado Mayorista de Electricidad sus excedentes o comprar sus faltantes de energía eléctrica.

(ACG.2.2) Para participar en el Mercado Mayorista, deberán suministrar al CND la información necesaria para la programación semanal y diaria, dentro de los plazos establecidos en las normas y cumpliendo los procedimientos vigentes en el Reglamento de Operación.

(ACG.2.3) Cuando un Autogenerador y/o Cogenerador venda energía en el Mercado Ocasional, previo cumplimiento de lo establecido en las Reglas Comerciales, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, al que se le aplican las mismas reglas que rigen para los Generadores y, le corresponderá una remuneración por la energía que vende.

(ACG.2.4) El Autogenerador y/o Cogenerador que disponga de unidades de generación, unidades de cogeneración o GGC, declarará su tecnología de generación al CND.

(ACG.2.5) Cada año a más tardar el 10 de octubre, el Autogenerador definirá sus requerimientos de potencia y energía propios para el año siguiente con discriminación mensual y las unidades destinadas a cubrirlos, los que serán informados al CND, de acuerdo a lo indicado en las Reglas Comerciales.

(ACG.2.6.) El Autogenerador entregará al CND el Programa de Mantenimientos Mayores (PMM) de cada unidad de generación en el plazo establecido en las normas.

(ACG.2.7) Los nuevos Autogeneradores y Cogeneradores, que se incorporen al SIN, deberán cumplir con lo establecido en la Metodología de Detalle para Tramitar la Entrada en Operación Comercial.

(ACG.3) **TIPOS DE EXCEDENTES**

(ACG.3.1) **EXCEDENTES NO FIRMES**

(ACG.3.1.1) Todo Gran Autogenerador deberá declarar de forma trimestral al CND la disponibilidad de excedentes No firmes que pretende inyectar al Sistema y su Demanda prevista en el mismo periodo. Esta entrega se realizará en las semanas 11,24,37 y 51 (con dos semanas de antelación al inicio de cada trimestre), con horizonte de 36 meses (156 etapas), la información deberá detallarse por semana de despacho.

(ACG.3.1.2) Los excedentes de la producción de energía eléctrica de las unidades de generación que el Autogenerador destine para respaldar su consumo propio, serán consideradas como excedentes No Firmes para el despacho centralizado que realiza el CND.

(ACG.3.1.3.) Los excedentes que oferten los Autogenerador y/o Cogenerador, de sus unidades de Cogeneración serán considerados como excedentes No Firmes para el despacho centralizado que realiza el CND.

(ACG.3.2.) **EXCEDENTES FIRMES**

(ACG.3.2.1) La producción de energía proveniente de las unidades de generación no destinadas para su consumo propio serán consideradas excedentes Firmes y podrán ser comercializadas bajo el mismo tratamiento que lo establecido en las normas y reglamentos que rigen para un Generador.

(ACG.3.2.2) Las normas contenidas en el resto de las Metodologías de Detalle, que son de obligatorio cumplimiento por los Generadores, se les aplicarán de igual forma a los Autogeneradores que poseen unidades de generación que respaldan la comercialización de excedentes Firmes y donde se haga referencia a los Generadores se debe entender que están contenidos estos Autogeneradores.

(ACG.4) **PLANIFICACION Y PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO**

(ACG.4.1) **EXCEDENTES NO FIRMES**

(ACG.4.1.1) Los Autogeneradores y los Cogeneradores, independientemente de su tamaño, deberán declarar en la planificación semanal los excedentes No Firmes con sus correspondientes costos variables y/o precios si aplica en períodos horarios. Para el caso de un Gran Autogenerador, el CND verificará que lo que declare como excedente No Firme sea igual o inferior al declarado para dicho trimestre. En caso de que sea

mayor y no se cumplan los requerimientos del (ACG.4.1.5.) el CND solicitará al Gran Autogenerador el ajuste correspondiente.

El Autogenerador identificará las unidades de generación y/o Cogeneración o Grupo de Generador Conjunto GGC origen de los excedentes ofertados, y suministrará la información de los Costos Variables de cada unidad al CND, que serán auditables. Los costos variables a considerar en el despacho serán los que corresponden a las unidades térmicas ofertadas, en los nodos de entrega al Sistema aprobados por el CND.

(ACG.4.1.2) Las unidades de generación declaradas para respaldar los requerimientos del Autogenerador se les reconocerán los costos de arranque y parada, siempre y cuando las unidades de generación se encuentren apagadas y sean requeridas exclusivamente para la entrega de excedentes. La remuneración de estos costos se realizará de acuerdo a lo indicado en la Metodología para la Definición de Costos Variables y Costos de Arranque. Estos excedentes no podrán participar en la asignación de los servicios auxiliares.

(ACG.4.1.3) Para estas unidades, los costos variables aplicables al despacho de los excedentes de energía ofertados serán el promedio aritmético de los costos variables asociados a los puntos de eficiencia utilizados en la confección de la curva de la unidad o GGC debidamente aprobada por el CND.

(ACG.4.1.4) Los pequeños Autogeneradores cuyos excedentes totales ofertados no superen en ningún caso los 5 MW podrán declarar el precio de la energía ofertado y en este caso el CND los considerará con un Costo Variable aplicable al despacho igual al precio que ofertan. A efectos de gozar de la antes citada excepción, el Autogenerador deberá solicitarlo junto con la información indicada en el numeral (ACG. 2.5). Los pequeños autogeneradores podrán declarar para la planificación semanal del despacho o durante la semana de despacho de aplicar, su aumento en el excedente No Firme.

(ACG.4.1.5) En caso de que, para planificación semanal del despacho o durante la semana de despacho, un Gran Autogenerador declarase un aumento en el excedente No Firme, el CND lo evaluará y podrá aceptarlo si se cumplen todas las condiciones detalladas a continuación:

a. Si el Gran Autogenerador ha sustentado adecuadamente la razón del aumento, las cuales sólo podrán deberse
   i. En el caso del Gran Autogenerador con plantas hidroeléctricas: una alta hidrología (siempre y cuando ponga en riesgo la operación de la central, de las instalaciones, o la vida humana), vertimiento, vertimiento inminente y/o una situación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor debidamente

documentada, siempre y cuando incida directamente en el aumento del excedente.

ii. Para el resto de Grandes Autogeneradores con tecnología distinta a la hidroeléctrica: una situación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor debidamente documentada, siempre y cuando incida directamente en el aumento del excedente

b. Si el aumento en el excedente corresponde a una potencia menor al 50% de la capacidad instalada del Gran Autogenerador.

c. Si el Gran Autogenerador no ha presentado esta misma situación en más de tres (3) ocasiones en los últimos noventa (90) días.

De no haberse cumplido alguna de las condiciones antes señaladas, el CND rechazará la declaración e informará a la ASEP de dicho rechazo.

(ACG.4.1.6.) Antes de las 8:00 horas del último día hábil de la semana, el CND divulgará la programación semanal y aquí se verá reflejado el despacho de los excedentes ofertados y que fueron recibidos. Estos despachos están sujetos a los cambios que se den en los predespachos diarios y en la ejecución de los despachos en tiempo real, en atención a las contingencias que se presenten.

(ACG.4.1.7) Diariamente los Autogeneradores y Cogeneradores independientemente de su tamaño, podrán notificar al CND reducciones en los volúmenes de energía de los excedentes ofertados para suministro del día siguiente, para las unidades declaradas para sus requerimientos y la energía de las unidades de Cogeneración.

(ACG.4.1.8) Cuando la energía ofertada proviene de una unidad de cogeneración, el costo variable considerado para su despacho será cero. Los Cogeneradores cuyos excedentes totales ofertados no superen en ningún caso los 5 MW podrán declarar el precio de la energía ofertada y en este caso el CND los considerará con un Costo Variable Aplicable al despacho igual al precio que ofertan.

(ACG.4.2) EXCEDENTES FIRMES

(ACG.4.2.1) Una vez que el Autogenerador defina sus requerimientos, en el plazo establecido en las Reglas Comerciales, las unidades que no destine para este propósito serán modeladas en el programa de despacho que lleva a cabo el CND, de acuerdo a las características de dichas unidades.

(ACG.4.2.2) Los Autogeneradores deberán suministrar al CND la información necesaria para la programación semanal y diaria, dentro de los plazos establecidos en las normas y cumpliendo con las Metodologías de detalle y los procedimientos aplicados a los Generadores.

(ACG.5) COMPRAS DE LOS AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

(ACG.5.1) Los Autogeneradores y Cogeneradores, independiente de su tamaño, deberán declarar en la planificación semanal las compras previstas de acuerdo a lo contemplado en el Informe Indicativo de Demandas.

(ACG.5.2) Los Autogeneradores y Cogeneradores, independiente de su tamaño, deberán declarar en la planificación semanal o durante la semana, las compras previstas de faltantes de energía que no estén contempladas en el Informe Indicativo de Demandas vigente. El CND determinará la aceptación o rechazo de estos faltantes, a través de un análisis de Seguridad Operativa y su respectivo impacto en el SIN.

(ACG.6) CASOS ESPECIALES

(ACG.6.1) Ante condiciones de racionamiento o alerta de racionamiento o déficit en el SIN, el CND podrá aceptar cualquier excedente disponible de los Grandes Autogeneradores e informará a la ASEP de dicha situación.

(ACG.6.2) El CND debe ofrecer al MER cualquier excedente de las ofertas de los Autogeneradores y/o los Cogeneradores recibidas que no resulten aceptadas en el predespacho nacional semanal, según lo establecido en la metodología MHE.

(ACG .7) SEGUIMIENTO A LAS DECLARACIONES DE COMPRAS Y EXCEDENTES

(ACG .7.1) Todo Gran Autogenerador deberá declarar de forma trimestral al CND la disponibilidad de excedentes No Firmes que pretende inyectar al Sistema y su Demanda prevista en el mismo periodo. Corresponderá al CND verificar la consistencia entre la demanda declarada del Autogenerador y los Excedentes No Firmes que declare.

(ACG .7.2) Al finalizar el trimestre, el CND verificará para cada Gran Autogenerador, la variación entre sus excedentes No Firmes declarados de forma trimestral y los declarados semanalmente. En caso de que las variaciones promedio entre los mismos superen el 50%, el CND ajustará la próxima declaración que presente el Gran Autogenerador considerando un factor de ajuste equivalente al porcentaje promedio de variación entre lo previsto trimestralmente y lo declarado semanalmente

Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios

(**ATENCIÓN:** Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3.Metodologías para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4. Metodología de Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(MPD.1) **Objetivos.**

(MPD.1.1) Establecer la metodología a seguir en la revisión final del Predespacho Diario.

(MPD.1.2) Establecer Criterios para determinar el arranque de las unidades de arranque y parada diarios.

(MPD.2) **Criterios de Arranque y Parada de Unidades de Arranque y Parada Diario.**

(MPD.2.1) El costo de arranque será considerado por el modelo de despacho económico para determinar si la unidad será despachada.

(MPD.2.2) En el caso que los resultados del modelo indiquen que la solución más económica durante el día requiere el ciclado de unidades, los costos de arranque y/o generación obligada causados por este ciclado se asignarán al Servicio Auxiliar de Seguimiento de la Demanda y serán remunerados de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.7 de las Reglas Comerciales.

(MPD.3) **Predespacho Diario.**

(MPD.3.1) Tomando como base el resultado de la Programación Semanal, a partir del séptimo día estarán disponibles las programaciones diarias de generación para la siguiente semana.

(MPD.3.2) Todos los días antes de las 10:00 horas los agentes deben suministrar al CND la información necesaria, detallada en esta metodología, para realizar el despacho del día siguiente, denominado Predespacho Diario, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (MDP), como lo establece el Reglamento de Operación (NII.3.5).

(MPD.3.3) En el Predespacho Diario se incluirán las transacciones de Importación y/o Exportación ya sean de contrato o de oportunidad que cumplan con los procesos establecidos en las metodologías MHI y MHE.

(MPD.3.4) Todos los días de la semana se realizarán los Predespachos Diarios y estarán disponibles a partir de las 19:00 horas del día anterior. El Predespacho Diario incluye las transacciones de Importación y/o Exportación indicadas en el MPD.3.3.

(MPD.3.5) El Predespacho Diario considerará la información actual del sistema como la disponibilidad térmica (obtenida de la última prueba de máxima carga), disponibilidad prevista de los recursos renovables, niveles iniciales de los lagos, disponibilidad de la red transmisión y distribución (que afecte la planificación del despacho), el Unit Commitment (obtenida del Predespacho Semanal)

(MPD.3.6) Los datos para el Predespacho Diario serán incorporados a la base de datos de la herramienta utilizada para la optimización de corto plazo de la siguiente manera

(MPD.3.6.1) La demanda será incluida por el CND según el mejor pronóstico que se tenga al momento de la elaboración del Predespacho.

(MPD.3.6.2) Las restricciones temporales no programadas debido a mantenimientos o indisponibilidad de plantas, subestaciones o líneas, serán incluidas en el modelado.

(MPD.3.6.3) De existir alguna modificación a la disponibilidad prevista declarada por el participante, según la metodología DMP por algún daño o falla, debe ser informada hasta las 10:00 horas, del día en que se elabora el predespacho. Esta gestión por parte del Agente Generador, no será considerada como una aprobación de la libranza correspondiente.

En el caso de información faltante todas las unidades afectadas por una indisponibilidad no programada serán consideradas indisponibles por el resto del periodo.

(MPD.3.6.4) Se incluirán los requisitos de reserva rodante y de reserva operativa de acuerdo a lo señalado en la metodología MRO, y los criterios de regulación secundaria definidos en la metodología MSA.

(MPD.3.6.5) Se debe considerar como fija las decisiones de arranque y parada de unidades térmicas (“Unit Commitment”), de centrales de generación de arranque lento previstas en el Predespacho Semanal.

(MPD.3.6.6) Los Agentes Generadores propietarios de centrales hidroeléctricas deben suministrar los pronósticos de caudales en etapas horarias, hasta las 10:00 horas diariamente e informar cualquier modificación hasta las 15:00 horas. Ante la

ausencia de los pronósticos de caudales se utilizará la declaración entregada para la programación semanal.

(MPD.3.6.7) El procedimiento a continuación cumple con las disposiciones establecidas en la Resolución AN No. 7966 – Elec del 22 de octubre de 2014 y sus modificaciones.

El CND estará obligado a consignar en los Predespachos Diarios, los contratos de exportación y ofertas de oportunidad casados por el EOR, a aquellos Generadores en riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento y/o vertimiento inminente, para que estas transacciones en primera instancia se honren con su propia generación cuando en el Planeamiento Semanal, en los resultados de los estudios considerando las restricciones, y ante la presencia activa de restricciones en el Sistema de Transmisión propiedad de ETESA, las plantas de generación hidroeléctrica que se encuentren en condición de riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente, ya sean plantas hidroeléctricas de pasada o plantas hidroeléctricas de embalses, condición que debe estar asociada directamente a restricciones en las líneas de transmisión de ETESA.

Para la aplicación de lo indicado en el párrafo anterior, se considerará que existe una condición de vertimiento inminente cuando, como resultado de la optimización de los recursos de generación que realiza el CND, un embalse con regulación mayor a noventa (90) días, su Costo Variable Aplicable al Despacho es igual a cero (0) $/MWh, aunque dicho embalse no haya alcanzado aún su nivel máximo de operación.

Para la operación en tiempo real, este Predespacho Diario se tomará de manera indicativa, cualquier apartamiento entre la operación en tiempo real con respecto a la previsto en el Predespacho Diario, siempre y cuando estos apartamientos resulten como consecuencia de factores externos no atribuible a la gestión del CND, los cuales no podrán ser objetos de reclamos por parte de los Agentes del Mercado, tales como las variaciones de la demanda, indisponibilidades, variaciones de los aportes (aumento o disminución), eventos regionales que afecten las transacciones.”

(MPD.3.6.8) Los Agentes Generadores con Generación Renovable No Convencionales deberán suministrar los pronósticos en etapas horarias, de los recursos primarios como la velocidad de viento, irradiación solar y otros, según le aplique, hasta las 10:00 horas diariamente e informar cualquier modificación hasta las 15:00 horas. Ante la ausencia de los pronósticos se utilizará la declaración entregada para la programación semanal.

(MPD.3.6.9) Los Agentes Generadores que hayan solicitado pruebas y fueron incluidas en el Predespacho Semanal serán modeladas en el Predespacho Diario.

(MPD.3.6.10) Las transacciones de Importación y/o Exportación, que resulten en el Predespacho Regional serán incluidas en la base de datos.

(MPD.3.6.11) El CND deberá completar datos faltantes y verificar la coherencia de la información a utilizar para lograr la mejor representación posible del día siguiente y así garantizar una programación eficiente de la operación, así lo establece el Reglamento de Operación (MDP.2.13).

(MPD.3.6.12) El CND utilizará el costo de oportunidad para las centrales de embalses de regulación igual o mayor a 90 días, que resulte de la aplicación de la Metodología DMP.

MPD.3.6.13) Una vez que se tenga el resultado de la programación del Predespacho Económico Diario, el CND verificará los criterios de seguridad, calidad y reserva operativa y si es necesario, modificará la programación para cumplir con estos criterios.

(MPD.3.6.14) El CND verificará que la generación hidroeléctrica resultante de la programación diaria sea consistente con el Predespacho Semanal resultante de la aplicación de la Metodología MPS, a fin de garantizar que no ocurran apartamientos significativos en los volúmenes de agua a utilizar. Para estos efectos se entenderá que al final de la semana de despacho no deben existir apartamientos de más de 5% en el volumen de agua utilizada en cada una de las plantas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días, salvo cuando ocurran situaciones como la indicadas en el numeral (MPD.5.2) en cuyo caso se deberá realizar el informe indicado en el numeral (MPS.3.5.3.3.1) de la Metodología MPS.

(MPD.4) **Despacho Diario en Tiempo Real.**

(MPD.4.1) Durante las 24 horas del día de despacho, el CND utilizará el Predespacho Diario como su guía primaria para el arranque y parada de las unidades. La hora exacta de puesta en línea o salida de cada unidad quedará siempre supeditada al criterio del CND.

(MPD.4.2) El despacho instantáneo se llevará a cabo de acuerdo con los resultados del módulo de Despacho Económico (ED) del Sistema SCADA. Las unidades despachables que no estén bajo control del Control Automático de Generación (AGC) se llevarán manualmente a los valores de generación deseada que indique el ED.

(MPD.4.3) Las unidades de filo de agua se despacharán bajo un esquema de control de nivel.

(MPD.4.4) Ante cualquier contingencia el CND debe verificar su reserva operativa para asegurarse que cumple con los criterios establecidos en MRO.

(MPD.4.4.1) Si, por cualquier causa, es necesario utilizar Potencia que forma parte de la reserva, pero tiene condicionado el tiempo de uso (caso de las unidades con embalses horarios o unidades operando en régimen de sobrecarga), el CND debe, a la mayor brevedad posible, reemplazar dicha potencia con potencia de unidades que estén disponibles por tiempo ilimitado.

(MPD.4.5) Cuando las medidas operativas de la central Bayano, contempladas en el Plan de Acción durante Emergencias (PADE), señalen que la central deba operar a plena carga y previa solicitud del Agente responsable de la operación de la central, el CND realizará los procedimientos necesarios para considerar la nueva condición operativa de la central.

(MPD.4.5.1.) Dichos procedimientos contemplarán lo siguiente:

(MPD.4.5.1.1) el CND deberá realizar una evaluación del Predespacho Semanal considerando las nuevas condiciones operativas de la central Bayano, en caso de reflejarse cambios en el costo variable de dicha central, el CND deberá realizar la actualización del Predespacho Semanal correspondiente.

(MPD.4.5.1.2) El CND realizará un Redespacho que considere la actualización del Predespacho Semanal, sin embargo, si el Costo Variable de la central Bayano obtenido de la actualización del Predespacho Semanal, mencionada en el numeral MPD.4.5.1.1, no coloca a la central Bayano en una posición en la cual sea despachada a plena carga, para efectos del Redespacho se considerará que la central Bayano estará despachada a plena carga. En caso de no corresponder una actualización del Predespacho Semanal, el CND de igual manera deberá realizar el Redespacho que considere a la central Bayano a plena carga.

(MPD.4.5.1.3) En el despacho en tiempo real, la central será despachada a plena carga, y esta operación a plena carga, no será considerada como generación obligada, y por lo tanto tampoco producirá generación desplazada.

(MPD.4.5.2.) A partir del siguiente día hábil, el Agente presentará el informe detallado que incluya además de los cálculos lo siguiente:

1. La justificación para el cambio del despacho.
2. El seguimiento de las condiciones en la central contempladas en el Plan de Acción durante Emergencias
3. El comportamiento previsto de la central que justifica mantener la operación a plena carga.

La no presentación del mismo será considerada un incumplimiento a las normativas.

(MPD.5) Redespacho Diario.

(MPD.5.1) Durante la operación en tiempo real, el CND realizará el seguimiento a las premisas consideradas en la elaboración del último Predespacho Diario publicado que considere la oferta real disponible declarada antes de las 24:00 horas del día anterior.

(MPD.5.2) Ante los desvíos significativos o diferencias entre las condiciones previstas en el Predespacho Diario y las condiciones que se observen en la operación en tiempo real, y que puedan verse afectadas la calidad y seguridad del suministro de energía al SIN, se deberán contemplar las siguientes situaciones para confección de redespachos, para mantener la operación económica del sistema:

- Por cancelación de programas de exportación y/o importación, y/o despachos del EOR que afecten el despacho en tiempo real.
- Por indisponibilidad, total o parcial, de unidades de generación y/o elementos de transmisión que involucren la entrada en operación de unidades no contempladas en el Predespacho Diario.
- Por variaciones en la proyección de demanda.
- Por déficit de abastecimiento de la demanda del SIN.
- Por recuperación de disponibilidad de unidades de generación y/o elementos de transmisión no contempladas en el Predespacho Diario.

- Por consideraciones de operación de la central Bayano, definidas en el PADE y que fueron consideradas en el numeral (MPD.4.5).

(MPD.5.3) Estos redespachos serán publicados en un plazo no mayor a tres (3) horas, a partir de la ocurrencia de las premisas indicadas en el artículo MPD.5.2. Éstos serán informados a los Agentes del Mercado, con su respectiva causa.

Metodología para la Programación Semanal
y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base

(**ATENCIÓN**: Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(MPS.1) **Objetivos**

(MPS.1.1) Establecer la metodología a seguir para la elaboración del programa de despacho semanal utilizando un modelo de corto plazo que definirá las unidades que deben ser convocadas para atender la demanda. Este programa de la operación de la generación será el Predespacho Semanal.

(MPS.1.2) Establecer Criterios para determinar el ciclado de las unidades térmicas.

(MPS.2) **Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base**

(MPS.2.1) Tal como lo señala el Reglamento de Operación (MDP.2.2), para todas las unidades, los participantes deben haber sometido al CND la información referente a los diversos tiempos requeridos para la operación. En particular se requieren los siguientes (ver diagrama adjunto):

(MPS.2.1.1) **Tiempo Mínimo de Arranque**: Es el tiempo entre la orden de arrancar del CND y la sincronización de la Unidad. Dependiendo de la unidad, este tiempo puede estar afectado por el estado de la unidad en cuyo caso debe especificarse, por ejemplo: el Tiempo Mínimo de Arranque en Frío.

(MPS.2.1.2) **Tiempo Mínimo de Corrida**: Es el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la sincronización de la unidad y su posterior desconexión. Aplicable a algunas unidades que por restricciones inherentes a su diseño deben permanecer en línea un tiempo dado.

(MPS.2.1.3) **Tiempo Mínimo de Parada**: Es el tiempo mínimo en que se puede realizar la operación de parada, es decir el tiempo transcurrido entre la orden de parada del CND hasta que la unidad esté disponible nuevamente para ser arrancada.

(MPS.2.1.4) **Tiempo Mínimo de Re-Arranque**: Es el tiempo mínimo que puede transcurrir entre la desconexión de la unidad y la subsiguiente sincronización.

(MPS.2.1.5) **Ciclo Mínimo de Corrida y Re-Arranque** Es la suma del tiempo Mínimo de Corrida y Tiempo Mínimo de Re-Arranque para una unidad.

(MPS.2.1.6) Los valores declarados como parámetros operativos de las unidades tienen que ser valores límites inherentes al diseño de las unidades y no deben reflejar restricciones de tipo económico.

(MPS.2.2) El costo de arranque y apagado será considerado por la herramienta informática de despacho de corto plazo.

(MPS.2.3) En el caso que los resultados de la herramienta informática de corto plazo indiquen que la solución más económica para la semana requieren el ciclado de unidades, los costos de arranque y/o generación obligada causados por este ciclado se asignarán al Servicio Auxiliar de Seguimiento de la Demanda y serán remunerados de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.7 de las Reglas Comerciales.

(MPS.3) **Predespacho Semanal**

(MPS.3.1) Esta metodología debe aplicarse semanalmente después de haber llevado a cabo los procedimientos detallados en la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP).

(MPS.3.2) La herramienta informática de corto plazo será utilizada para definir el arranque de máquinas, determinar la operación más conveniente de los embalses con capacidad de regulación en conjunto con la operación de grupos térmicos y la generación renovable no convencional. Con el despacho mayormente hidrotérmico se seleccionará las unidades de generación que reducen los costos totales de operación.

(MPS.3.3) Los datos para la semana de despacho serán incorporados a la Base de Datos de la herramienta informática de corto plazo de la siguiente manera:

(MPS.3.3.1) La demanda será modelada en 168 etapas horaria.

(MPS.3.3.2) Las restricciones temporales debido a mantenimientos o indisponibilidad de plantas, subestaciones o líneas, serán incluidas en el modelado.

(MPS.3.3.3) Se utilizará la disponibilidad declarada por el participante.

(MPS.3.3.4) El tratamiento para los autogeneradores y cogeneradores, será de conformidad a la Metodología para la Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Mercado Mayorista de Electricidad (ACG).

(MPS.3.3.5) Las importaciones y exportaciones para la semana de estudio serán consideradas utilizando el promedio móvil de las transacciones ocurridas en los últimos quince días, o las transacciones esperadas, la que resulte más representativa de las condiciones.

(MPS.3.3.6) Se incluirán el requisito de reserva rodante y de reserva operativa de acuerdo a lo señalado en la metodología MRO, y los criterios de regulación secundaria definido en la metodología MSA.

(MPS.3.3.7) Las unidades de falla serán incluidas con el Costo de Energía No Suministrada aprobado por la ASEP.

(MPS.3.3.8) Las unidades térmicas serán representadas en la herramienta informática de corto plazo de acuerdo a los datos suministrados por los Generadores Térmicos considerando el tipo de tecnología de cada unidad basado en datos del fabricante, pruebas de eficiencia debidamente auditadas por el CND o auditorias de parámetros técnicos aprobadas por el CND, como se indica en el (MCV.2).

(MPS.3.3.9) Toda unidad térmica que haya efectuado la Prueba de Eficiencia será considerada su curva de consumo incremental como una función cuadrática de segundo grado para la representación de consumo de combustible, como se muestra:

$$F = A*X^2 + B*X + C$$

Donde la X representa la generación en MW y la F el consumo de combustible en unidades/hora

(MPS.3.3.10) Las unidades térmicas que no hayan efectuado pruebas de eficiencia, serán modeladas de acuerdo a los puntos indicados por el fabricante de la unidad.

(MPS.3.3.11) Las unidades térmicas que conformen una planta de ciclo combinado, serán consideradas en la herramienta informática de corto plazo en su representación de consumo mediante puntos que relacionan la potencia (MW) y el consumo de combustible (unidades/hora) de forma tal que se represente la forma más eficiente de la planta de ciclo combinado.

(MPS.3.3.12) La herramienta informática de corto plazo calculará el costo de oportunidad de las unidades hidráulicas con regulación igual o mayor a noventa (90) días. El costo de oportunidad será cero (0) para las unidades hidráulicas de filo de agua o con embalses de regulación menor a noventa (90) días, igual para las unidades de Generación Renovable No Convencionales.

(MPS.3.3.13) El Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA) entregará al CND, a más tardar a la 10:00 horas del antepenúltimo día hábil de la semana de despacho, el informe de los pronósticos de los aportes de la semana de estudio. Ante cambios por eventos climatológicos que modifiquen dicho pronóstico, el IMHPA actualizará este informe.

(MPS.3.3.14) Los Agentes Productores hidroeléctricos entregarán al CND a más tardar a las 10:00 horas del antepenúltimo día hábil de la semana los pronósticos de los caudales horarios para la semana de estudio y deben ser entregados conforme a lo establecido en los artículos NII.3.4 y NII.3.9 del Reglamento de Operación.

El agente respectivo deberá informar y sustentar al CND que se tratan de pronósticos elaborados por una de las siguientes opciones:

1. Una herramienta informática para pronóstico. La empresa debe presentar el informe metodológico que explique la metodología que emplea la herramienta para la confección de pronósticos.

2. Una fuente idónea para realizar tales pronósticos. La fuente idónea podrá ser una persona natural o jurídica, y quien suscribe dicho informe debe contar con experiencia en el tema.

La opción escogida deberá contar con el aval del IMHPA.

En ausencia de los pronósticos del IMHPA, que se indican en el numeral (MPS.3.3.13), el CND utilizará los pronósticos entregados por los Agentes Productores hidroeléctricos para el Predespacho Semanal.

(MPS.3.3.15) Cada Agente Generador con GRNC entregarán al CND a más tardar a las 10:00 horas del antepenúltimo día hábil de la semana el informe de los pronósticos de los recursos primarios como la velocidad de viento, irradiación solar y otros, en etapas horarias, para la semana de estudio,

y deben ser entregados conforme a lo establecido en los artículos NII.3.4 y NII.3.9 del Reglamento de Operación.

El agente respectivo deberá informar y sustentar al CND que se trata de pronósticos elaborados por una de las siguientes opciones:

1. Una herramienta informática para pronóstico. La empresa debe presentar el informe metodológico que explique la metodología que emplea la herramienta para la confección de pronósticos.

2. Una fuente idónea para realizar tales pronósticos. La fuente idónea podrá ser una persona natural o jurídica y quien suscribe dicho informe contar con experiencia en el tema.

La opción escogida deberá contar con el aval del IMHPA.

En ausencia de los pronósticos de los Agentes Generadores con GNRC, el CND completará la información faltante basada en registros reales recientes, que representen las condiciones estacionales.

(MPS.3.3.16) Las Pruebas de Generación deben cumplir con lo indicado en la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo.

(MPS.3.4) La herramienta informática de corto plazo debe considerar y resolver en la forma más económica las decisiones de arranque y parada de unidades térmicas ("Unit Commitment"), modelando adecuadamente, los tiempos mínimos en las secuencias de arranque-corrida-parada y los costos asociados a estas maniobras.

(MPS.3.5) Para efectos de determinar el Predespacho Semanal con la herramienta informática de corto plazo, el CND realizará lo siguiente:

(MPS.3.5.1) Con la Función de Costo Futuro obtenida del análisis (DMP.3.1.1), el CND realizará un estudio de corto plazo para obtener el Predespacho Semanal que refleje el Costo Marginal del Sistema, en este Predespacho se verificará el "Unit Commitment", el cual debe cumplir con los criterios de Seguridad Operativa y Reserva Operativa establecidos en la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO). En este estudio el CND respetará los niveles mínimos de los embalses establecidos en la CAR, de acuerdo a la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP).

(MPS.3.5.2) Como siguiente paso, el CND realizará un Predespacho Semanal utilizando la Función de Costo Futuro que se obtiene de aplicar procedimiento contenido en la norma (DMP.3.2), que consideran las restricciones existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este estudio definirá el Unit Commitment para la operación de la semana de estudio.

(MPS.3.5.2.1) Cuando exista generación fuera de mérito, es decir unidades no llamadas al despacho según los resultados obtenidos de aplicar en la (MPS.3.5.1) será considerado generación obligada, el CND procurará que la generación obligada tenga el menor impacto económico posible, y deberá publicar semanalmente un Informe de Identificación de la generación fuera de mérito programada en el Predespacho Semanal, utilizando la descripción establecida en la Metodología a Aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO). Este informe será de carácter indicativo, y deberá tener el detalle suficiente que permita identificar a los Agentes responsables de la generación fuera de mérito, así como las cantidades de generación fuera de mérito correspondientes a cada uno.

(MPS.3.5.3) La generación hidroeléctrica resultante de la aplicación del (MPS.3.5.2) debe seguirse en la aplicación de la Metodología MPD y en la operación diaria, de tal forma que no se den apartamientos significativos en los volúmenes de agua a utilizar. Para estos efectos se entenderá que al final de la semana de despacho no deben existir apartamientos de más de 5% en el volumen de agua utilizada en cada una de las plantas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días.

(MPS.3.5.3.1) Si en la aplicación de la Metodología MPD no se logra cumplir con los volúmenes de agua a utilizar con las desviaciones permitidas en el uso del agua (5%), debido a la ocurrencia de las situaciones señaladas en el (MPD.5.2), el CND deberá publicar un informe, a más tardar el segundo día hábil de la siguiente semana de despacho, indicando las justificaciones por los apartamientos ocurridos.

(MPS.3.5.4.) De existir conflicto en el uso del Sistema Nacional de Transmisión entre una importación y un Participante Productor, tendrá prioridad la generación nacional.

(MPS.3.5.5.) Cuando los resultados obtenidos en el (MPS.3.5.2) muestren una reducción en la generación de las centrales, que por sus características pueden almacenar energía, con respecto a la generación proyectada de los resultados obtenidos en el (MPS.3.5.1) y que además dicha central muestre probabilidades de vertimiento en las próximas 26 semanas que superen el 40% en al menos una semana, esto visto en los resultados estocásticos obtenidos en el (DMP.3.2), se considerará que la central se encuentra en riesgo de vertimiento por restricción.

(MPS.4) **Resultados Preliminares y Reunión Semanal**

(MPS.4.1) Los resultados "Preliminares" de este Predespacho Semanal deberán estar disponible a las 15:00 horas del penúltimo día hábil de la semana.

(MPS.4.1.1) Junto con los resultados "Preliminares" del Predespacho Semanal, el CND deberá informar las centrales que se encuentran en riesgo de vertimiento por restricción, señalando los días de la semana donde se presenta tal condición.

Esta comunicación se tomará de manera indicativa, cualquier apartamiento entre la operación en tiempo real y/o el Predespacho Diario con respecto a la prevista en el Predespacho Semanal, siempre y cuando estos apartamientos resulten como consecuencia de factores externos no atribuible a la gestión del CND, tales como las variaciones de la demanda, indisponibilidades, variaciones de los aportes (aumento o disminución), eventos regionales que afecten las transacciones, no podrán ser objetos de reclamos por parte de los Agentes del Mercado."

(MPS.4.2) El último día hábil de la semana, desde las 8:00 horas hasta las 10:00 horas se reunirán en el CND representantes de los Participantes del Mercado para revisar los resultados preliminares. En esta reunión los participantes pueden presentar sus comentarios, los cuales deben ser evaluados y considerados, de corresponder, en el modelado del despacho semanal.

(MPS.4.3) Los Participantes del Mercado podrán remitir sus comentarios, vía correo electrónico, a más tardar las 12:00 horas del último día hábil.

(MPS.5) **Resultados Finales**

(MPS.5.1) El CND analizará los comentarios presentados por los representantes de los Participantes del Mercado en la reunión y aquellos comentarios recibidos mediante correo electrónico. Luego de analizados, el CND, de corresponder, realizará los

ajustes pertinentes justificando los cambios y procederá a emitir los resultados finales del Predespacho Semanal.

(MPS.5.2) Los Predespachos Semanales indicados en esta Metodología y el Informe de Identificación de Generación Fuera de Mérito, así como las Bases de Datos empleadas en todos los casos, deben estar disponibles a más tardar a las 18:00 horas del último día hábil de la semana, y serán distribuidos a los Participantes conjuntamente con las Bases de Datos, incluyendo los comentarios recibidos vía correo electrónico de los Participantes del Mercado e indicará la forma en que los mismos fueron acogidos y/o rechazados y las justificaciones correspondientes.

(MPS.5.3) El costo de oportunidad del agua de los embalses para el cálculo del Costo Marginal del Sistema para la semana de estudio estará dado por el estudio de corto plazo que aplica la función de costo futuro asociada al Cálculo de la Política Operativa (DMP.3.1). Pero el costo de oportunidad del agua de los embalses utilizado para el despacho de la semana de estudio estará dado por el estudio de corto plazo que aplica la función de costo futuro asociada al Cálculo de la Política Operativa con las Restricciones Existentes en el Sistema Interconectado Nacional (DMP.3.2)

(MPS.5.4) Los estudios de Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, Predespacho Semanal y los Predespachos Diarios deben ser consistentes. Cuando este no sea el caso, el CND debe justificarlas razones de la discrepancia e informarlo oportunamente.

(MPS.5.5) Para los contratos de importación, el nivel de despacho que resulte, en cada hora, en el Predespacho Semanal se tomará como el monto aprobado para ese contrato durante esa semana, y serán esos bloques de energía que se comunicará al EOR diariamente, salvo que oportunamente se reciban instrucciones del Participante Nacional correspondiente para reducir estas cantidades.

(MPS.5.6) En caso de recibirse contratos de importación o de exportación que estarán vigentes dentro de la semana pero que no fueron incorporados en el Predespacho Semanal, el CND realizará un nuevo Predespacho Semanal incorporando dichos contratos para lo que resta de la semana, y determinará el impacto en el sistema así como el nivel de despacho de los nuevos contratos, considerando lo indicado en el (MPS. 3.5.3.1).

(MPS.6) **Datos Faltantes**

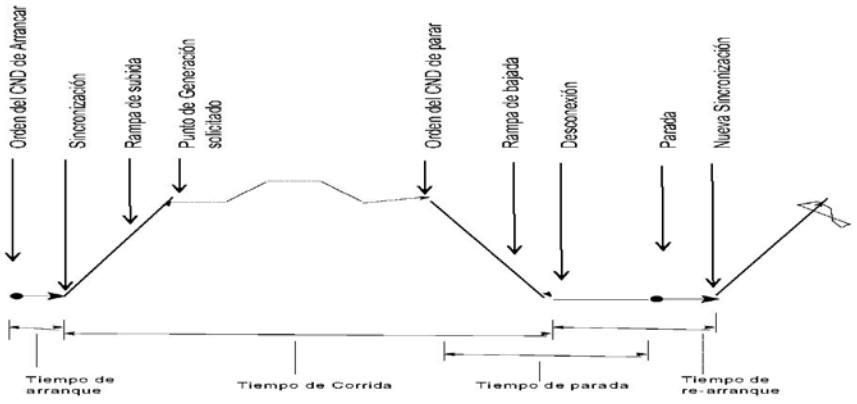
(MPS.6.1) De existir información faltante el CND será el responsable de informar a los Agentes y a la ASEP de los correspondientes incumplimientos. Con la finalidad de dar cumplimiento a los tiempos de entrega de los Resultados Preliminares, el CND deberá completar los datos faltantes y verificar la coherencia de la información a utilizar para lograr la mejor representación posible y buscando una programación eficiente de la operación.

(MPS.6.1.1) Con respecto a la falta de declaración de disponibilidad por parte de algún participante, el CND considerará las unidades disponible a menos que tenga un mantenimiento en el Programa de Mantenimientos Mayores o una solicitud de libranza.

(MPS.6.1.2) Con respecto a la falta de declaración de combustible por algún participante, el CND considerará la información de la semana anterior.

(MPS.6.1.3) En ninguno de los casos el CND utilizará información que haya sido recibida posterior a la hora de entrega establecida para dicha información.

Figura 1



Nota:
Los valores declarados como rampas de subida y de bajada, tiempos de arranque, mínimo de corrida, parada y re-arranque, generación mínima y máxima, etc., tienen que ser los valores límites provenientes de las restricciones físicas propias del diseño del fabricante de la planta. Estos valores, incluyendo el tiempo mínimo de corrida, no pueden ser modificados por, ni determinados, ni establecidos, ni calculados a partir de una o varias condiciones o restricciones de tipo económico.

Metodología para la
Verificación del Sistema de Medición Comercial (SMEC)

(MVS.1) OBJETIVO.

Esta Metodología de Verificación tiene como objetivo garantizar la correcta operación de los Sistemas de Medición Comercial (SMEC). La misma, describe la frecuencia y motivaciones de las pruebas, los tipos de pruebas, la información que debe ser registrada durante la prueba, así como los derechos y responsabilidades de cada uno de las partes involucradas.

Todo lo anterior, en apego a lo estipulado en el Tomo IV, Capítulo II del Reglamento de Operación (RO).

(MVS.2) ALCANCE.

El Servicio de Auditoría SMEC (SAS) es el conjunto de actividades realizadas por el CND para asegurar la correcta operación del SMEC.

Quedan involucradas todas las actividades propias del SAS, descritas como:

(MVS.2.1) Solicitud de un SAS.
(MVS.2.2) Coordinación y planificación que viabilicen el SAS.
(MVS.2.3) Comunicación remota entre el SMEC y el Servidor de Adquisición de Datos SMEC (SADS) en las oficinas del Centro Nacional de Despacho (CND).
(MVS.2.4) Comunicación local con el medidor, inspección de todas las partes del sistema, verificación de la calibración del medidor y pruebas en sitio de todos los componentes de la cadena de medición.
(MVS.2.5) Evidencia y comunicación del resultado del SAS al Agente del Mercado Eléctrico Nacional y a la ASEP.

(MVS.3) DOCUMENTOS RELACIONADOS.

(MVS.3.1) Tomo IV, Capítulo II del Reglamento de Operación (RO).
(MVS.3.2) Documentación Técnica del Nodo del SMEC (Planos, Datos Técnicos de Equipos e Instalaciones).

(MVS.4) ESTADO DE UN SMEC.

Al culminar un SAS, se concluye que un Nodo SMEC queda con alguno(s) de los siguientes estados:

(MVS.4.1) **Conforme (C)**: Cuando no se haya detectado incumplimiento al RO que lesione el estado operativo en el instante, corto o mediano plazo.

(MVS.4.2) **Inconformidad Menor (Ime)**: Cuando se detecta incumplimiento al RO que no afecte al instante o a corto plazo la correcta medida, ni la seguridad o de cualquiera de sus componentes que deba ser corregido en no más de veinte (20) días laborables.

(MVS.4.3) **Inconformidad Mayor (IMA)**: Cuando se detecta incumplimiento al RO que afectó o afecte en el instante o a corto plazo la correcta medida, seguridad o legitimidad de los datos o de uno de sus componentes que debería ser corregido de inmediato.

En el caso de avería en los Transformadores de Potencial (TP) y/o de Corriente (TC) que amerite su sustitución, debería ser mitigado en no más de seis (6) meses.

(MVS.5) TIPOS DE AUDITORIAS.

Una vez instalado un Nodo de retiro o entrega de energía debe ser objeto de un SAS por uno de los siguientes argumentos:

(MVS.5.1) **Previo (SAS Pr)**: Antes de energizar un nuevo sistema de medición.

(MVS.5.2) **Inicial** (***SAS In***): Dentro de las cuatro (4) semanas a partir de energizado un nuevo sistema de medición.

(MVS.5.3) **Anual** (***SAS An***): Programa anual, como práctica de prevención o detección temprana de posibles averías.

(MVS.5.4) **Avería** (***SAS Av***): Cuando un Agente o el CND detecte una avería que suspende parcial o totalmente la correcta tarea de medir y/o reportar al servidor de liquidación del CND.

(MVS.5.5) **Mejora** (***SAS Me***): Cuando un Agente modifique cualquier equipo o el diseño asociado con un sistema de medición.

(MVS.6) RESPONSABILIDADES.

(MVS.6.1) Agente (Responsable del Nodo SMEC).

(MVS.6.1.1) Implementar su SMEC.

(MVS.6.1.2) Solicitar y coordinar con el CND los SAS: Previo, Inicial, Avería o Mejoras.

(MVS.6.1.3) Mantener funcional el SMEC.

(MVS.6.1.4) Participar in situ con el personal del CND de los SAS.

(MVS.6.1.5) Realizar las debidas mejoras, cuando así se ameriten.

(MVS.6.2) CND (Auditor de los SMEC).

(MVS.6.2.1) Atender solicitud de SAS: Previo, Inicial, Avería y Mejoras.

(MVS.6.2.2) Planificar los SAS Anuales.

(MVS.6.2.3) Realizar in situ en compañía del Agente los SAS.

(MVS.6.2.4) Comunicar mediante informe a los Agentes y a la ASEP el estado de todos y cada uno de los Nodos SMEC.

(MVS.6.2.5) Mantener un registro con la trazabilidad de cada Nodo SMEC.

(MVS.6.2.6) Poseer un patrón de energía eléctrica de una clase de exactitud mejor o igual a +/- 0.01, que se calibre anualmente en un laboratorio de metrología acreditado bajo la norma ISO/IEC 17025, por un organismo de acreditación signatario del Acuerdo ILAC-MRA y que tenga incorporado dentro de su alcance de acreditación, la capacidad de medición y calibración específica para el servicio de calibración de patrones de energía. Esta calibración debe ser trazable al Instituto Nacional de Estándar y Tecnología, de las siglas en Inglés -NIST (National Institute of Standards and Technology) o trazable al PTB (Physikalisch Technische Bundesanstalt de Alemania).

(MVS.6.2.7) Calibrar anualmente todos los equipos de pruebas y de seguridad personal para llevar acabo las tareas de campo.

(MVS.6.2.8) Emitir certificación del SAS que corresponda.

(MVS.7) DESARROLLO.

(MVS.7.1) Actividades Generales.

(MVS.7.1.1) Validar el Diseño.

(MVS.7.1.1.1) Cotejar que lo implementado corresponda a la documentación y planos aprobados.

(MVS.7.1.1.2) Revisar que todas las circuiterías se hayan implementado correctamente.

(MVS.7.1.1.3) Verificar y/o registrar todas las características (Marca, Modelo, # Serie, Relación, año de confección) de cada componente del SMEC.

(MVS.7.1.1.4) Asegurar que los Transformadores de Corriente (TC) estén polarizados correctamente.

(MVS.7.1.2) Verificación Física.

(MVS.7.1.2.1) Observar cada componente del SMEC para determinar si están en perfecto estado físico: sin rotura, orificio, abolladuras o desgastes que puedan lesionar su operación.

(MVS.7.1.2.2) Asegurar que todos los conexionados estén firmes y libres de corrosión.

(MVS.7.1.3) Relación de transformación de los Transformadores de Potencial (TP) y de Corriente (TC).

Con el apoyo de un medidor de corriente primaria y del Patrón portátil, determinar que la relación de transformación de cada TC esté de conformidad con su hoja de calibración inicial en sitio y el TP esté en los valores nominales de operación.

Se efectúa la prueba del TC, si el Nodo está energizado y la corriente primaria (Ip) es mayor que diez (10) Ampere, flujo estable y con Factor de Potencia (FP) mayor a 0.8.

(MVS.7.1.4) Comunicación Local y Remota.

(MVS.7.1.4.1) A través del puerto designado como Local del medidor, se verifica la configuración (variables que debe almacenar, cantidad de memoria, Kh, zona horaria, relación de TP y TC, parámetros de la configuración remota), se obtiene los datos almacenados y coloca la contraseña.

(MVS.7.1.4.2) A través del puerto designado como Remoto del medidor, el Servidor de Adquisición de Datos SMEC (SADS) utilizando el protocolo vigente establece la comunicación, obtiene los datos almacenados y lo sincroniza.

(MVS.7.1.5) Verificación de la calibración del medidor.

La verificación de la Calibración definitiva se realiza cuando el medidor esté en servicio.

Se verifica la Calibración en servicio (**CAL es**), si el Nodo está energizado y la corriente secundaria es superior a la corriente de arranque (Iar) del medidor, flujo estable y Factor de Potencia (FP) mayor a 0.8; de lo contrario, se realiza la verificación de la Calibración fuera de servicio (**CAL fs**) con magnitudes de voltaje y corriente, como se define más adelante.

(MVS.7.1.5.1) **CAL es**. Se coloca el Patrón portátil en paralelo con los secundarios de los TP y en serie con los TC con la cual se determina y registra el desfasamiento angular entre voltaje y corriente, rotación de fase, magnitudes de voltaje, corriente, FP y % error de las pruebas que se realicen.

Se realizan tres (3) pruebas de treinta (30) cuentas cada uno, mismos que deben cumplir con las siguientes opciones:

CALIBRACIÓN EN SERVICIO					
OPCIÓN	CUENTAS	V	I	FP	% error
1	30	Vn	≤ 50% In	≠ 1.0	+/- 0.25
2	30	Vn	≥ 50% In	≥ +/- 0.9	+/- 0.2
3	30	Vn	≥ 100% In	≥ +/- 0.8	+/- 0.2

(MVS.7.1.5.2) **CAL fs**. Con un generador trifásico se inyecta corriente y voltaje al medidor y el Patrón portátil, con las siguientes condiciones de prueba:

PRUEBA DE CORRIENTE DE ARRANQUE					
# PRUEBA	CUENTAS	V	I	FP	% error
1	3	80% Vn	Iar	1.0	+/- 0.25

EFECTO DE VARIAR EL VOLTAJE NOMINAL (Vn)					
# PRUEBA	CUENTAS	V	I	FP	% error
2	10	80% Vn	In	1.0	+/- 0.2
3	10	120% Vn	In	1.0	+/- 0.2

EFECTO DE VARIAR EL FACTOR DE POTENCIA (FP)					
# PRUEBA	CUENTAS	V	I	FP	% error
4	10	Vn	In	0.5	+/- 0.25
5	10	Vn	In	-0.5	+/- 0.25
6	10	Vn	In	1.0	+/- 0.2

EFECTO DE VARIAR LA CORRIENTE NOMINAL (In)					
# PRUEBA	CUENTAS	V	I	FP	% error
7	3	Vn	10% In	1.0	+/- 0.25
8	5	Vn	50% In	1.0	+/- 0.25
9	10	Vn	100% In	1.0	+/- 0.2
10	10	Vn	FT x In	1.0	+/- 0.2

(MVS.7.1.6) Seguridad Eléctrica, de Infraestructura e Informática.

(MVS.7.1.6.1) Medir y registrar la resistencia de tierra e indicar si el sistema está conforme con la característica de protección indicada en el RO.

(MVS.7.1.6.2) Medir y registrar la temperatura en los conectores, borneras, terminales de la cadena de medida (primarios, secundarios, medidor) para determinar que no exista puntos calientes.

(MVS.7.1.6.3) Definir todos los puntos de la Infraestructura (borneras de pruebas, secundarios de TC y TP, recinto del medidor) donde se debe colocar sellos de protección al finalizar el SAS.

(MVS.7.1.6.4) Verificar que el recinto que alberga al medidor permita una adecuada ventilación.

(MVS.7.1.6.5) Asegurar que terceros no puedan violar la seguridad informática - modificar la hora y/o configuración del medidor.

(MVS.7.1.7) Autonomía de la fuente de alimentación.

Ejercitar la fuente de alimentación del sistema para asegurar que el tiempo de respaldo de operación del medidor corresponda a lo indicado en el RO.

(MVS.7.1.8) Sellado.

Al culminar las actividades del SAS, se sellan todos los puntos de la Infraestructura que se determinaron para la salvaguarda de la integridad del SMEC.

(MVS.7.1.9) Emisión del Registro de Servicio de Auditoría SMEC (R-SAS).

En campo, se procede a la impresión, firma y distribución del R-SAS, el cual posee como mínimo las siguientes informaciones:

Nombre del Agente responsable del Nodo.
Nombre del Nodo.
Fecha y tiempo que tomó la realización del SAS.
Descripción de cada Hallazgo No Conforme.
Resultados de cada verificación o prueba realizada.

Responsable del CND en la ejecución del SAS.
Estado (C, Ime, IMA).
Firma de los participantes en la ejecución del SAS.

(MVS.7.1.10) Validación de Datos.

En la oficina del CND, se validan los datos obtenidos localmente Vs los obtenidos remotamente del Medidor.

La conformidad se logra cuando se obtienen los siguientes resultados:
Datos remotos Vs datos locales no difieran en +/- 0.2%.
Datos remotos del Medidor Primario Vs Medidor Secundario no difieran en +/- 0.2%.

(MVS.7.1.11) Comunicar.

El CND comunica el Registro de Auditoría SMEC (R-SAS), con la cual informa el estado del SMEC tanto al Agente como a la ASEP del Mercado Eléctrico Nacional.

(MVS.7.2) Actividades específicas.

(MVS.7.2.1) Servicio de Auditoría SMEC Previo (SAS Pr).

(MVS.7.2.1.1) El Agente solicita y coordina con el CND, la fecha y hora para llevar a cabo el SAS.
(MVS.7.2.1.2) Todas las Actividades Generales detalladas arriba en (MVS.7.1).

(MVS.7.2.2) Servicio de Auditoría SMEC Inicial (SAS In).

(MVS.7.2.2.1) El Agente solicita y coordina con el CND, la fecha y hora para llevar a cabo el SAS.
(MVS.7.2.2.2) Verificación Física.
(MVS.7.2.2.3) Relación de transformación de los Transformadores de Potencial (TP) y de Corriente (TC).
(MVS.7.2.2.4) Comunicación Local y Remota.
(MVS.7.2.2.5) Verificación de la calibración del medidor.
(MVS.7.2.2.6) Seguridad Eléctrica, de Infraestructura e Informática.
(MVS.7.2.2.7) Autonomía de la fuente de alimentación.
(MVS.7.2.2.8) Sellado.
(MVS.7.2.2.9) Emisión del Registro de Auditoría SMEC (R-SAS).
(MVS.7.2.2.10) Validación de Datos.
(MVS.7.2.2.11) Comunicar.

(MVS.7.2.3) Servicio de Auditoría SMEC Anual (SAS An).

(MVS.7.2.3.1) El CND programa y coordina con los Agentes, la fecha y hora para llevar a cabo los SAS.
(MVS.7.2.3.2) Verificación Física.
(MVS.7.2.3.3) Relación de transformación de los Transformadores de Potencial (TP) y de Corriente (TC).

(MVS.7.2.3.4) Comunicación Local y Remota.
(MVS.7.2.3.5) Verificación de la calibración del medidor.
(MVS.7.2.3.6) Seguridad Eléctrica, de Infraestructura e Informática.
(MVS.7.2.3.7) Autonomía de la fuente de alimentación.
(MVS.7.2.3.8) Sellado.
(MVS.7.2.3.9) Emisión del Registro de Auditoría SMEC (R-SAS).
(MVS.7.2.3.10) Comunicar.

(MVS.7.2.4) Servicio de Auditoría SMEC por Avería (SAS Av) o Mejora (SAS Me).

(MVS.7.2.4.1) El Agente solicita y coordina con el CND, la fecha y hora para llevar a cabo el SAS.
(MVS.7.2.4.2) El Agente erradica la avería o realiza la mejora.

(MVS.7.2.4.3) Si la avería o mejora motivó reemplazar TP, TC, Medidor y/o la auditoría previa data de cuatro (4) meses o más se debe realzar:

(MVS.7.2.4.3.1) Verificación Física.
(MVS.7.2.4.3.2) Relación de transformación de los Transformadores de Potencial (TP) y de Corriente (TC).
(MVS.7.2.4.3.3) Comunicación Local y Remota.
(MVS.7.2.4.3.4) Verificación de la calibración del medidor.
(MVS.7.2.4.3.5) Seguridad Eléctrica, de Infraestructura e Informática.
(MVS.7.2.4.3.6) Autonomía de la fuente de alimentación.
(MVS.7.2.4.3.7) Validación de Datos, si se reemplazó el medidor.
(MVS.7.2.4.3.8) Sellado.
(MVS.7.2.4.3.9) Emisión del Registro de Auditoría SMEC (R-SAS).
(MVS.7.2.4.3.10) Comunicar.

(MVS.7.2.4.4) Si la avería o mejora no contempló reemplazar TP, TC, Medidor y la auditoría previa data menos de cuatro (4) meses se debe realizar:

(MVS.7.2.4.4.1) Verificación Física.

(MVS.7.2.4.4.2) Comunicación Local y Remota.

(MVS.7.2.4.4.3) Seguridad Eléctrica, de Infraestructura e Informática.

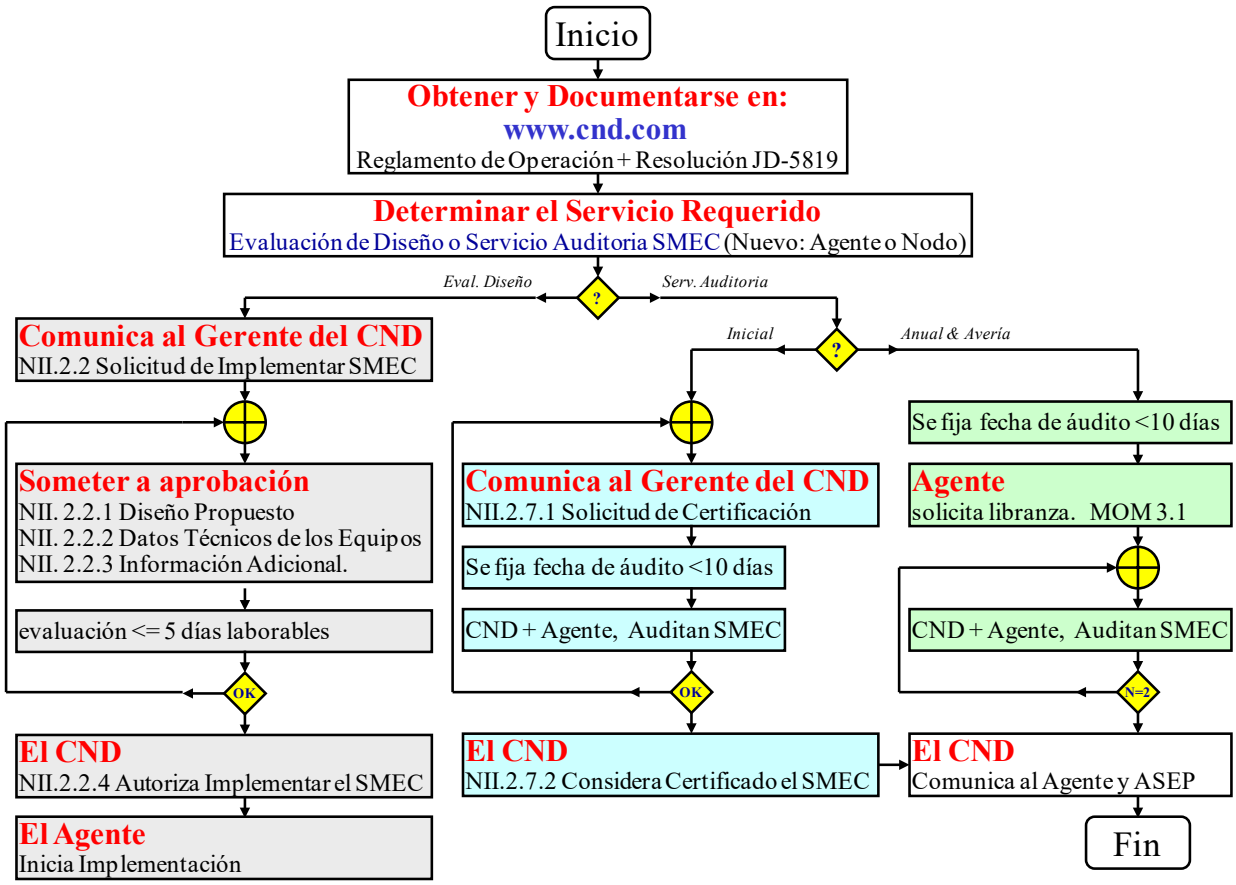
(MVS.7.2.4.4.4) Sellado.

(MVS.7.2.4.4.5) Emisión del Registro de Auditoría SMEC (R-SAS).

(MVS.7.2.4.4.6) Comunicar.

Anexo No.1

Mapa Conceptual de Inspección SMEC



Anexo No. 2

Cuadro resumen del numeral MVS.7.2 de este documento

		ACTIVIDADES ESPECÍFICAS	TIPOS DE AUDITORIAS			
			Previo Pr	Inicial In	Anual An	Avería Av, Mejora Me
1		Solicita y cordina SAS				
2		Erradica o realiza mejora				TP,TC, Med < 4 meses
		ACTIVIDADES GENERALES				
3	1	Validar el diseño				
4	2	Verificación Física				
5	3	Relación de Transformación de los TC & TP	Flujo estable & Ip > 10 amp & FP>0.8			
6	4	Comunicación Local & Remota				
7	5	Calibración del Medidor	CAL es - CAL fs			
8	6	Seguridad eléctrica, infraestructra e informática			Seguridad Informático; No	
9	7	Autonomía de la Fuente				
10	8	Sellado				
11	9	Validación de los datos	Cuando se calibre el medidor			x Medidor
12	10	Emisión del Registro de SAS				
13	11	Comunicar				

METODOLOGIA PARA LA DEMANDA INTERRUMPIBLE

(MDI 1) **Generalidades.**

(MDI 1.1) Las Reglas Comerciales en sus numerales 9.4 y 5.5.4 otorgan a los Participantes Consumidores la facultad de ofrecer demanda interrumpible que puede ser utilizada para el Servicio de Reserva Operativa y/o para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP), respectivamente.

(MDI 1.2) Esta Metodología establece los procedimientos y requisitos para implementar estas disposiciones.

(MDI 2) **Requisitos para Ofrecer Demanda Interrumpible.**

(MDI 2.1) Para ofrecer una demanda como interrumpible el Participante Consumidor debe demostrarle al CND lo siguiente:

(MDI 2.1.1) Si el Participante Consumidor es un Gran Cliente, debe ser Activo.

(MDI 2.1.2) Que la demanda ofertada cuenta con la correspondiente potencia firme contratada o asignada por el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.

(MDI 2.1.3) Que la demanda ofertada se puede medir y supervisar mediante el Sistema de Medición Comercial (SMEC).

(MDI 2.1.4) Que se ha establecido, con información proveniente del sistema SMEC, el comportamiento histórico de la demanda por un lapso de por lo menos seis (6) meses.

(MDI 2.1.5) Que el ofertante cuenta con la organización y los equipamientos necesarios para poder desconectar la demanda ofertada luego de recibir la orden del CND, en los plazos previstos para cada caso.

(MDI 2.1.6) La demanda ofertada deberá ser mayor a 0.1% de la DMG anual vigente del SIN.

(MDI 2.2) Una vez que el CND esté satisfecho que el Participante Consumidor cumple con los requisitos del párrafo anterior (MDI 2.1) procederá a habilitarlo como apto para ofrecer demanda interrumpible, en las cantidades verificadas.

(MDI 2.3) El Participante Consumidor con demanda interrumpible habilitada, puede solicitar al CND un aumento de ésta, siempre y cuando cumpla con lo establecido en el MDI 2.2.

(MDI 2.4) El CND dará seguimiento semanal al comportamiento histórico de la demanda establecido en el MDI 2.1.3, considerando hasta un (1) año anterior. En caso de constatarse que el Participante Consumidor posee una demanda menor a la demanda interrumpible habilitada, el CND procederá a realizar los ajustes necesarios cumpliendo con el MDI 2.2.

(MDI 3) **Ofertas de Demanda Interrumpible para el Servicio Auxiliar de Reserva de Corto Plazo.**

(MDI 3.1) Dentro de los plazos establecidos en los párrafos NII.3.3 y NII.3.4 del Reglamento de Operación, para la programación semanal o diaria respectivamente, el CND recibirá ofertas de retiro voluntario de demanda de parte de Participantes Consumidores que estén debidamente habilitados para hacerlo.

(MDI 3.2) Las ofertas pueden incluir varios bloques de demanda interrumpible. Para cada bloque ofrecido deben indicar:

(MDI 3.2.1) La fecha y hora de inicio y finalización de la oferta, en paso horario.

(MDI 3.2.2) El precio del Mercado Ocasional en que oferta retirar el bloque de demanda.

(MDI 3.3) El CND debe considerar las ofertas válidas recibidas para la elaboración de los predespachos semanales y/o diarios según sea el caso. Las ofertas de retiro voluntario deben ser consideradas como un generador con la capacidad y precios ofertados.

(MDI 3.4) En caso de resultar "despachado" o que forme parte del Servicio Auxiliar de Reserva de Corto Plazo, el CND debe notificar al Participante al momento de entregarle el predespacho.

(MDI 3.5) En caso que se ordene la desconexión el CND debe verificar el cumplimiento a partir de los registros del sistema SMEC. Se debe poder comprobar que el bloque de demanda ofertado fue efectivamente desconectado durante todo el período que el CND lo ordenó.

(MDI 3.6) En caso de incumplimiento se aplicará lo dispuesto en la cláusula 9.4.1.7 de las Reglas Comerciales.

(MDI 3.7) La liquidación de los pagos aplicables al Servicio Auxiliar de Reserva de Corto Plazo se hará en la forma detallada en la metodología MRO.

(MDI 4) **Ofertas de Demanda Interrumpible para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.**

(MDI 4.1) Dentro de los plazos establecidos en las Reglas Comerciales, el CND recibirá ofertas para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo de parte de los Participantes Consumidores que estén debidamente habilitados para esto.

(MDI 4.2) El tratamiento de estas ofertas y sus asignaciones seguirá los procedimientos señalados en las Reglas Comerciales y la Metodología RLP.

(MDI 4.3) Para cada período de asignación, el Participante Consumidor al que se le haya asignado SAERLP, deberá ofertar el precio en el Mercado Ocasional al que retira su demanda. Este precio deberá ser inferior al precio de la primera unidad de falla.

(MDI 4.4) En caso de no recibir, en el tiempo establecido, el precio señalado en el numeral anterior, el CND procederá a asignarle al Participante Consumidor el bloque de potencia comprometida al SAERLP el precio resultante de restar al costo de la primera unidad de falla el monto de B/. 1.00 por MWh. En caso de que esto ocurra, el CND informará a la ASEP de este incumplimiento a su compromiso.

(MDI 4.5) Los compromisos y las penalidades correspondientes serán los señalados en las Reglas Comerciales y la Metodología RLP.

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 Secretaria 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

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 les 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.

(MDR12.2) 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.

$$\boldsymbol{DD = DME - DI - PD}$$

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.

$$\boldsymbol{DSC - DD \geq 0}$$

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.

$$\boldsymbol{DSC - DD < 0}$$

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

   $$\boldsymbol{CDC = |DSC - DD|}$$

   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_n = Carga total contratada a desconectar del participante productor "n" en déficit.
CDC = Carga total con contrato a desconectar

I_n = 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.

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

$CDCx$ = Carga con contrato a desconectar al participante consumidor x.
$CDCP_n$ = Carga total contratada a desconectar del participante productor(p) en déficit
CP_{xn} = Potencia contratada del consumidor "x" con el participante productor "n" en déficit
TCP_n = Total de contratos de potencia del participante productor "n" en déficit
x = Participantes consumidores.
n = Participantes productores en déficit.

(MDR.14) ADMINISTRACION DE L AS T RANSACCIONES EN EL MERCADO O CASIONAL 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}) x 0.05 + CVT_{max}

UF_2= (CENS – CVT_{max}) x 0.15 + CVT_{max}

UF_3= (CENS – CVT_{max}) x 0.45 + CVT_{max}

UF_4= CENS

Si el CENS≤CVT_{max}; entonces CENS = CVT_{max} x 1.1

UF_1= (CENS -CVT_{max}) x 0.05 + CVT_{max}

UF_2= (CENS – CVT_{max}) x 0.15 + CVT_{max}

UF_3= (CENS – CVT_{max}) x 0.45 + CVT_{max}

UF_4= CVT_{max} x 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.

METODOLOGÍA PARA NORMAR EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PARA LA ELABORACIÓN DE LOS INFORMES DE EVENTOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

(MIE.1) Generalidades.

(MIE.1.1) El Texto Único de la Ley No 6 de 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad en el Título III "Estructura del Sector Eléctrico", Capítulo III "Despacho de Carga", Artículo 61, numeral 6 establece que es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (CND) "llevar un registro de fallas".

(MIE.1.2) El Reglamento de Operación, citado mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, establece en su numeral NGD.2.1, que dentro de las funciones que realiza el CND está el "llevar un registro de fallas".

(MIE.2) Objetivo.

(MIE.2.1) Definir un procedimiento que indique el tipo de información que se debe suministrar, que asegure el manejo rápido y eficiente de la información entre el CND y los Agentes del Mercado a partir de la ocurrencia de un evento en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); de manera tal que se logre un análisis completo y preciso del mismo y garantizar la entrega oportuna de los informes, tanto el preliminar como el informe final del evento.

(MIE.3) Definiciones.

(MIE.3.1) Evento: "Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico. Este puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos, alterando las condiciones normales de operación del SIN". [1]

(MIE.3.2) Falla: "Alteración o daño en cualquier parte del equipo, que varía las condiciones normales de operación". [2]

(MIE.3.3) Operación Normal: "Operación en la que se cumple la seguridad, continuidad y calidad establecida del servicio eléctrico". [3]

(MIE.3.4) Informe preliminar de un evento (IPE): es el documento donde se identifica el evento, presentándose de forma general lo sucedido, con la información obtenida por el CND hasta ese momento y lista la información requerida a los Agentes involucrados para el análisis del Evento.

[1] NGD 3.1 del Reglamento de Operación
[2] NGD 3.1 del Reglamento de Operación
[3] NGD 3.1 del Reglamento de Operación

(MIE.3.5) Informe final de un evento (IFE): es el documento que contiene toda la información entregada por los Agentes involucrados y el CND, con su respectivo análisis y conclusiones, estableciendo las causales del evento.

(MIE.4) Condiciones que ameritan la elaboración del Informe Preliminar de un Evento.

Se procederá a elaborar el IPE en los siguientes casos:

(MIE.4.1) Para todo evento que ocurra en el SIN o lo afecte, con excepción de:

(MIE.4.1.1) Aquellos eventos que ocurran en las subestaciones y líneas eléctricas que sean propiedad de los Distribuidores o Autogeneradores y que no afecte a otros Agentes.

(MIE.4.1.2) Grandes Clientes y generación distribuida no supervisada por el CND.

(MIE.4.1.3) Aquellos eventos de Agentes Generadores que implique una pérdida de generación igual o menor a 50 MW, siempre y cuando no ocasionen una desviación de la frecuencia en el SIN, mayor de 0.2 Hz.

(MIE 4.1.4) Aquellos eventos que ocurran en las subestaciones y líneas eléctricas que sean propiedad de los Transmisores y que no afecte a otros Agentes.

(MIE.4.2) Cualquier otro evento no contemplado en el numeral (MIE.4.1) pero que a criterio del CND sea importante reportar.

(MIE.4.3) Las anteriores excepciones no implicarán la falta del registro de ocurrencia de eventos.

(MIE.4.3.1) Para tal fin los Agentes Generadores entregarán al CND dentro de los primeros Cinco (5) días hábiles de cada mes, el registro de todos los eventos que se presenten en sus unidades detallando la fecha, la hora inicial y final, la causa y protección operada, según formato anexo.

(MIE.4.3.2) Para tal fin los Agentes transmisores entregarán al CND dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, el registro de todos los eventos que se presenten en su Sistema de transmisión detallando la fecha, la hora inicial del evento, la causa, protección operada, duración de la falla según formato anexo.

(MIE.4.3.3) Apoyado en la información brindada por los Agentes, el CND publicará dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles un reporte de todas las contingencias presentadas en las centrales de generación y en el Sistema de Transmisión que no implicaron

un informe preliminar de evento, en el sitio web del CND. De no cumplir un Agente con la entrega de la información correspondiente, el CND notificará a la ASEP de dicho incumplimiento.

(MIE.5) Condiciones que ameritan la elaboración del Informe Final de un Evento.

(MIE.5.1) Para cada IPE se procederá a elaborar el correspondiente IFE; con las siguientes excepciones:

(MIE.5.1.1) Para eventos en las subestaciones y líneas de 115 kV y 230 kV que no afecten la operación normal del sistema.

(MIE.5.1.2) Para eventos de pérdida de generación que no activen un esquema de desconexión de carga.

(MIE.5.2) Ante eventos de pérdida de generación externa al SIN, que activen el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en el Sistema Interconectado Nacional, el CND publicará en su página web, en la sección de Informes Finales de Eventos, el informe final de evento regional, elaborado por el CND, entregado al Ente Operador Regional (EOR) de acuerdo a lo señalado en el capítulo 5.5, numeral 5.5.1.1. del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

(MIE.6) Intercambio de Información del evento.

(MIE.6.1) El CND como responsable del servicio de Operación Integrada del SIN, constituye la primera instancia en detectar la ocurrencia de un evento en el sistema y localizar la zona de afectación del mismo.

(MIE.6.2) Al ocurrir un evento, el CND procederá a obtener del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) los registros de tiempo de actuación de los relevadores de protección, tiempo de apertura de los interruptores de las líneas, generadores y otros equipos del SIN, registros de niveles de voltaje en barras de 230/115 kV, potencia en generadores, potencia en las líneas de transmisión, demanda en los puntos de entrega a los Distribuidores y Grandes Clientes, y la frecuencia del sistema.

(MIE.6.3) En el caso de que el evento ocurra y/o afecte la red eléctrica de un Distribuidor o Gran Cliente, el CND solicitará la información al Distribuidor o Gran Cliente.

(MIE.6.3.1) El Distribuidor o Gran Cliente, deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:

- Causa, carga desconectada y energía no servida.
- Protecciones y alarmas que se activaron.

- Oscilografías disponibles capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
- Registros de eventos del SCADA.
- Registros de los relevadores de protección durante el evento.
- Perfiles de voltaje en las subestaciones afectadas.
- Demanda en los puntos de entrega no supervisados por el CND.

(MIE.6.4) Si el evento ocurre y/o afecta a un Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador, el CND solicitará la información al Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador.

(MIE.6.4.1) El Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador, deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:

- Causa del evento.
- Protecciones y alarmas que se activaron.
- Oscilografías disponible capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
- Registros de eventos del SCADA.
- Registros de los relevadores de protección durante el evento.
- Gráficos de generación (potencia activa y potencia reactiva).

(MIE.6.5) Si el evento ocurre y/o afecte las líneas o redes de transmisión de un Agente Transportista, el CND solicitará la información al agente Transportista.

(MIE.6.5.1) El agente Transportista deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:

- Causa del evento.
- Protecciones que operaron.
- Oscilografías disponibles capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
- Registros de los relevadores de protección durante el evento.

(MIE.6.6) Cuando la información solicitada por el CND se refiera a los relevadores de protección, el Agente deberá utilizar el formulario adjunto “Información de los Relevadores de Protección”.

(MIE.6.7) Cualquier información adicional o aclaración solicitada por parte del CND a los Agentes involucrados en el evento, debe ser atendida en el lapso de los siguientes dos (2) días hábiles después de la solicitud.

(MIE.6.8) Los Agentes del Mercado deben asegurarse que la información asociada a un evento (registros, oscilografías, etc.) esté siempre disponible para su análisis y buscarán los mecanismos necesarios para que la memoria de sus equipos cuente con la capacidad suficiente para grabarla durante el tiempo necesario,

desde la condición de pre falla hasta que la falla sea despejada. El Agente que requiera modificar sus instalaciones para obtener la información asociada al evento, deberá entregar un cronograma con el plan de acción para la implementación de las mejoras de los equipos involucrados en un periodo no mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles posterior a la solicitud del CND. La implementación de las mejoras deberá darse en un periodo no mayor a dieciocho (18) meses a partir de la puesta en vigencia de ésta metodología.

(MIE.6.9) En caso de eventos con interrupción total del SIN los Agentes del Mercado dispondrán de tres (3) días hábiles adicionales para la entrega de la información solicitada por el CND.

(MIE.7) Informe Preliminar del Evento (IPE).

(MIE.7.1) El CND preparará el IPE a más tardar el primer día hábil después de ocurrido el evento, con la información preliminar obtenida en el CND.

(MIE.7.2) El IPE una vez elaborado por el CND, se colocará en el sitio web del CND y se comunicará a los Agentes del Mercado y a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), sobre su publicación.

(MIE.7.3) El IPE contará como mínimo con la siguiente información:

- Generales del evento (fecha, hora, tipo, equipo afectado, etc.)
- Agentes involucrados
- Descripción del evento
- Área afectada
- Causa
- Energía no suministrada
- Protecciones
- Alarmas
- Potencia Activa y reactiva
- Observaciones
- Información recibida
- Información solicitada.

(MIE.8) Informe Final del Evento (IFE).

(MIE.8.1) El CND procederá a realizar un análisis detallado del evento con la información recabada en el IPE, la información suministrada por los Agentes del Mercado involucrados en el evento y cualquier información adicional necesaria solicitada por el CND a los Agentes.

(MIE.8.2) El propósito del IFE es:

- Determinar la(s) causa(s) que provocó (aron) el evento.
- Analizar sus efectos.
- Evaluar el desempeño de las protecciones existentes.
- Esclarecer las anomalías encontradas si las hubiese.

- Indicar los correctivos necesarios de requerirse.
- Evaluar las maniobras realizadas por el CND y los Agentes del Mercado durante el recobro de la operación normal del SIN.

(MIE.8.3) Formarán parte del IFE:

- El IPE del evento preparado por el CND.
- El Informe del o de los Agentes del Mercado involucrados.
- Toda información adicional solicitada por el CND a los Agentes del Mercado.
- Los análisis, evaluaciones, conclusiones y recomendaciones finales preparadas por el CND.

(MIE.8.4) El IFE deberá ser entregado a más tardar cuarenta (40) días calendarios después de presentado el IPE.

(MIE.8.5) El IFE, una vez elaborado por el CND, se publicará en el sitio web del CND y se notificará sobre su publicación a los Agentes del Mercado, así como a la ASEP.

Formularios Adjuntos.

Formulario para la Información de los Relevadores de Protección, y para los Esquemas Suplementarios.

INFORMACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

EQUIPO FALLADO

PROTECCION 1

ES	FS	GENERACION	FASES	TRANSMISION	FASES	DISTRIBUCION	FASES
☐	☐	87G	____	21	____	21	____
☐	☐	87GT	____	21N	____	21N	____
☐	☐	50	____	67	____	67	____
☐	☐	51	____	50	____	50	____
☐	☐	27	____	51	____	51	____
☐	☐	81	____	87T	____	81	____
☐	☐	32	____	87B	____	27	____
☐	☐		____	87L	____	87T	____
☐	☐		____	81	____	87B	____
☐	☐		____	59	____	87L	____
			____		____		____
BLOQUEO		86	☐	86	☐	86	☐

PROTECCION 2

ES	FS	GENERACION	FASES	TRANSMISION	FASES	DISTRIBUCION	FASES
☐	☐	87G	____	21	____	21	____
☐	☐	87GT	____	21N	____	21N	____
☐	☐	50	____	67	____	67	____
☐	☐	51	____	50	____	50	____
☐	☐	27	____	51	____	51	____
☐	☐	81	____	87T	____	81	____
☐	☐	32	____	87B	____	27	____
☐	☐		____	87L	____	87T	____
☐	☐		____	81	____	87B	____
☐	☐		____	59	____	87L	____
			____		____		____
BLOQUEO		86	☐	86	☐	86	☐

ESQUEMAS DE PROTECCION

DISTANCIA - PROTECCION P1

☐ ZONA 1 ☐ ZONA 2 ☐ ZONA 3 ☐ ZONA INV **DISTANCIA =** _____ KMS **Icc =** _____ AMPS

ARRANQUE ☐ ZONA 1 ☐ ZONA 2 ☐ ZONA 3 ☐ ZONA INV **DISPARO ASISTIDO** SI ☐ NO ☐

TONO TELEPROTECCION ENVIADO ☐ RECIBIDO ☐ **BLOQUEO OSCILACIONES** SI ☐ NO ☐

TIEMPO DE DISPARO _____ SEG

DISTANCIA - PROTECCION P2

☐ ZONA 1 ☐ ZONA 2 ☐ ZONA 3 ☐ ZONA INV **DISTANCIA =** _____ KMS **Icc =** _____ AMPS

ARRANQUE ☐ ZONA 1 ☐ ZONA 2 ☐ ZONA 3 ☐ ZONA INV **DISPARO ASISTIDO** SI ☐ NO ☐

TONO TELEPROTECCION ENVIADO ☐ RECIBIDO ☐ **BLOQUEO OSCILACIONES** SI ☐ NO ☐

TIEMPO DE DISPARO _____ SEG

DIFERENCIAL - P1

DE LINEA ☐ DE TRANSFORMADOR ☐ DE GENERADOR ☐ DE BARRA ☐ TIEMPO DE DISPARO _____ SEG

Icc = _____ AMPS

DIFERENCIAL - P2

DE LINEA ☐ DE TRANSFORMADOR ☐ DE GENERADOR ☐ DE BARRA ☐ TIEMPO DE DISPARO _____ SEG

Icc = _____ AMPS

SOBRECORRIENTE - P1

DIRECCIONAL ☐ NO DIRECCIONAL ☐ FASE ☐ TIERRA ☐ INST. ☐ TIEMPO ☐

TIEMPO DE DISPARO _____ SEG **Icc =** _____ AMPS

SOBRECORRIENTE - P2

DIRECCIONAL ☐ NO DIRECCIONAL ☐ FASE ☐ TIERRA ☐ INST. ☐ TIEMPO ☐

TIEMPO DE DISPARO _____ SEG **Icc =** _____ AMPS

FORMULARIO DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

ESCALONES ☐ INTERCONEXION-1 ☐ INTERCONEXION-2

☐ PRIMERO ☐ SEGUNDO ☐ TERCERO ☐ CUARTO ☐ QUINTO ☐ SEXTO

MEGAWATTS _____ _____ _____ _____ _____ _____

CIRCUITOS _____ _____ _____ _____ _____ _____

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

ESCALONES ☐ PRIMERO ☐ SEGUNDO ☐ TERCERO

MEGAWATTS _____ _____ _____

CIRCUITOS _____ _____ _____

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE TRANSFORMADOR (T3 PANAMA)

ESCALONES ☐ PRIMERO ☐ SEGUNDO ☐ TERCERO ☐ CUARTO ☐ QUINTO

MEGAWATTS _____ _____ _____ _____ _____

CIRCUITOS _____ _____ _____ _____ _____

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERADOR (BAYANO)

SUBESTACION MONTE OSCURO CIRCUITOS TRANSFORMADOR MEGAWATTS _____

COLOCAR NOMBRE DE EMPRESA							
REPORTE MENSUAL DE EVENTOS							
# EVENTO	**CENTRAL**	**EQUIPOS AFECTADOS**	**GENERALES**		**CAUSA**	**PROTECCIONES**	**COMENTARIOS**
			FECHA INICIAL (dd/mm/aa hh:mm)	**FECHA FINAL (dd/mm/aa hh:mm)**			
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

COLOCAR NOMBRE DE EMPRESA										
REPORTE MENSUAL DE EVENTOS										
# EVENTO	**FECHA (dd/mm/aa hh:mm: ss.000)**	**Línea**	**Subestación**	**ANSI**	**Tipo Falla**	**Marcación**	**Localización (km)**	**Duración Falla**	**Causa del Evento**	**COMENTARIOS**
1										
2										
3										
4										
5										
6										

METODOLOGÍA PARA LA ADMINSTRACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

(MAM.1) OBJETIVO

(MAM.1.1) Definir el procedimiento de detalle que debe seguirse para obtener la medición comercial en cada punto de entrega o recibo de los Participantes, el manejo ante la falta de medición y el manejo de reclamos ante errores o falta de medición.

(MAM.2) NORMAS GENERALES PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

(MAM.2.1) Los Participantes deben contar con un Sistema de Medición Comercial (SMEC), independiente del SCADA, para las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que inyecten o consumen energía. Los Grandes Clientes además pueden optar por no instalar medidores horarios SMEC, siempre y cuando el CND pueda obtener su consumo horario de forma remota a través de los medidores que posea la empresa Distribuidora. (Numerales 14.2.1.1 y 14.2.1.2 de las Reglas Comerciales).

El Distribuidor publicará en su sitio web los requisitos básicos para las adecuaciones que serán responsabilidad del Gran Cliente.

El Gran Cliente que opte por utilizar la información de su consumo del equipo de medición de la Distribuidora presentará al CND en su solicitud de ingreso como Participante esta opción.

Gestión con la Distribuidora:

1. Presentar solicitud de interés de usar el equipo de medición para habilitarse como Gran Cliente en el Mercado Mayorista.

2. La Distribuidora evaluará la solicitud del interesado presentando las adecuaciones y costos asociados para su utilización (exceptuando la parte de comunicación que es responsabilidad del Gran Cliente), en un plazo de 15 días hábiles, contados a partir de la fecha en que recibe la solicitud.

3. El Gran Cliente y la Distribuidora formalizarán un Acuerdo en el cual se detallará las adecuaciones y los costos asumidos por el solicitante.

4. La Distribuidora realizará las adecuaciones según el acuerdo, en un plazo máximo de 30 días hábiles a partir de la formalización del acuerdo.

5. La comunicación será responsabilidad del Gran Cliente, según sea el caso:

5.1 Si el medidor sólo tiene una salida de comunicación:

5.1.1 El Gran Cliente deberá instalar su propio sistema de comunicación.

5.1.2 Una vez el Gran Cliente complete las pruebas de comunicación con este nuevo sistema, comunicará a la Distribuidora los detalles para que ésta pueda corroborar que también tiene acceso.

5.1.3 Lograda la comunicación por parte de la Distribuidora, esta procederá a conectar la nueva comunicación al medidor y confirmará al Gran Cliente que efectivamente tiene acceso a la interrogación del medidor.

5.2 Si el medidor tiene varias salidas de comunicación:

5.2.1 El Gran Cliente deberá instalar su propio sistema de comunicación.

5.2.2 El Gran Cliente coordinará con la Distribuidora, los trabajos de conexión del nuevo sistema de comunicación al medidor.

5.2.3 El Gran Cliente corroborará el acceso a la comunicación.

Gestión con el CND:

1.El Gran Cliente informará mediante correo electrónico al CND la culminación de las adecuaciones al sistema de comunicación del medidor de la Distribuidora.

2.Le proveerá los accesos remotos según Plantilla de Datos establecida y publicada en el sitio web del CND.

3. El CND realizará la prueba de comunicación con el equipo e informará mediante correo electrónico al Gran Cliente el resultado de las pruebas en un periodo máximo de 5 días hábiles.

4.Después de haber realizado las pruebas de comunicación del medidor, el Gran Cliente tendrá que coordinar con el CND pruebas de verificación que garanticen que la comunicación remota al medidor de la Distribuidora sea efectiva y se mantenga estable por un periodo mínimo de siete (7) días continuos. Estas pruebas deben ser completadas antes de los tres días hábiles de la fecha de entrada en operación comercial informada por el Agente.

5.De resultar exitosa la pruebas el CND le informara vía correo electrónico al Gran Cliente y a la Distribuidora.

6.De no resultar exitosa la prueba, el Gran Cliente procederá a subsanar el problema y coordinará con el CND una nueva prueba de estabilidad. De resultar exitosa la nueva

prueba el CND le informara vía correo electrónico al Gran Cliente y a la Distribuidora de lo contrario se repetirá el proceso hasta que la prueba de estabilidad sea exitosa.

(MAM.2.2) La implementación y costo del sistema de medición comercial estará a cargo de los Participantes. (Numeral 14.2.1.4 de las Reglas Comerciales).

(MAM.2.3) Cada Participante debe suplir, instalar y darle mantenimiento a los componentes del SMEC asociados a su(s) puntos(s) de entrega o recibo de energía, a fin de que estén en condiciones operativas.

Se entiende por punto de entrega o de recibo de energía, el punto de interconexión al Sistema ya sea de transmisión o de distribución. (Numeral NII.2.1.4 del Reglamento de Operación).

(MAM.2.4) Los Participantes podrán reclamar fundadamente al CND sobre los valores asumidos ante errores o medición faltante, debiendo demostrar fehacientemente que el valor asumido es incorrecto. (Numeral 14.3.1.4 de las Reglas Comerciales).

(MAM.2.5) El CND deberá elaborar una Metodología con la norma técnica que defina el procedimiento asociado al cálculo de la información comercial basado en valores horarios telefónicos o programados. (Numeral 14.3.1.3 de las Reglas Comerciales).

(MAM.2.6) Para las transacciones comerciales en el MER se utilizarán los datos de medición de las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR y de los intercambios de energía en los enlaces regionales. El CND será responsable de recolectar la información de los equipos de medición, procesarla y enviarla al EOR según lo dispuesto en el RMER. (Numeral 14.2.1.10 de las Reglas Comerciales).

(MAM.2.7) El CND para el manejo del Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR se basará en lo establecido en el Libro II del RMER Anexo I.

(MAM.2.8) Los costos que conlleven las adecuaciones técnicas para utilizar los medidores del Distribuidor para obtener el consumo del Gran Cliente que opte por esta alternativa serán responsabilidad del Gran Cliente. Estos costos incluirán los equipos y servicios de comunicaciones adicionales a los existentes y que sean necesarios para el inicio de operaciones y el posterior mantenimiento de las instalaciones en condiciones óptimas. Lo anterior no podrá incluir al medidor o cualquier otro equipo y/o servicio que la Norma de Medición Aplicables a los Clientes Regulados señale como responsabilidad del Distribuidor. (Numeral 14.2.1.8 de las Reglas Comerciales).

(MAM.3) ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC) Y MEDIDORES DE LAS DISTRIBUIDORAS

(MAM.3.1) Interrogación de medidores

(MAM.3.1.1) El CND deberá obtener, la energía horaria y la potencia cada 15 minutos, de los medidores (SMEC) principales y de respaldo (para los Participantes que lo requieran) y de los medidores de las Distribuidoras para los Grandes Clientes que opten por utilizarlos, en cada nodo donde se entregue o reciba energía y potencia.

(MAM.3.1.2) El CND mediante un sistema multiprotocolo de comunicación, se comunicará a través del medio de comunicación que corresponda, a los diferentes tipos de medidores con que cuentan los Participantes.

Las características de este sistema serán puestas al conocimiento del Mercado cada vez que el CND deba cambiar el mismo, al igual que las razones que motivaron su cambio.

(MAM.3.1.3) El CND a través de las interfaces del sistema multiprotocolo de comunicación, programará la comunicación de todos los medidores.

(MAM.3.1.4) El CND verificará que se obtuvieron las mediciones de todos los medidores. Si los registros de algún medidor no se han obtenido o la medición presenta problemas, se analiza e investiga el motivo y se establece comunicación con el Participante involucrado para solucionar la situación.

Los Participantes deberán informar al CND los correos electrónicos del personal designado para atender los problemas relacionados con el sistema de medición comercial. Será responsabilidad de los Participantes mantener este listado actualizado.

(MAM.3.1.5) El CND a través de las interfaces del sistema multiprotocolo de comunicación, descargará la data de todos los medidores principales y de respaldo, y los almacenará para su posterior procesamiento.

(MAM 3.1.6) Para efectos de administrar la información proveniente del SMEC y de los medidores de las Distribuidoras y poder detectar datos con errores, el CND utilizando la herramienta, categorizará los errores que se puedan presentar en los datos, por ejemplo: validación de ceros, validación por intervalos, validación de tiempo, entre otros.
Esta categorización de errores permitirá la atención efectiva de los mismos.

(MAM 3.1.7) Será responsabilidad del dueño del medidor validar las mediciones publicadas, dentro del formato suministrado por el CND que identifica la fuente de la información.

(MAM 3.1.8) Se realiza el proceso de validación de las mediciones contra parámetros preestablecidos ante errores o data faltante. Si el proceso de validación reporta información de medición que no cumple con los parámetros preestablecidos o por data faltante por problema de comunicación, se procede a reemplazarla empleando el procedimiento que se define en el numeral (MAM.4.1).

Los valores preestablecidos para la validación serán definidos por el CND e informados a los Participantes.

(MAM.4) ADMINISTRACIÓN DE DATOS FALTANTES Y ERRORES

(MAM.4.1) Cuando el CND no cuente con la información comercial de algún medidor realizará el procedimiento del numeral 14.3.1.2 de las Reglas Comerciales que establece lo siguiente:

a) De no contar con información del medidor principal en los puntos de entrega/retiro del Participante, recurrir a la información del medidor de respaldo.

b) De no contar con información del medidor de respaldo en los puntos de entrega/retiro del Participante, recurrir a la información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega / retiro del Mercado Mayorista.

c) De no contar con información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega / retiro del mercado mayorista, recurrir a información del Sistema SCADA.

d) De no contar con información del SCADA, coordinar con personal del Participante del Mercado dueño del punto de medición para recolectar localmente los datos horarios y enviar por el medio de comunicación disponible al CND.

e) De no contar con información alguna, el CND debe aplicar:
   - Para el caso de los Participantes Consumidores, utilizar las mediciones que le sean proporcionadas por este y/o el Distribuidor al cual se conecte, y que deben corresponder al medidor más próximo.

     Para la optimización de este proceso, el CND a través de interfaces coordinadas con los Participantes Consumidores y con la Distribuidora a la cual se conectan estos Participantes Consumidores, intercambiará diariamente la data de los medidores con que cuenten estos agentes, para cubrir de forma automática los casos de datos faltantes y/o errores en medidores.

   - Para el caso de un Participante Productor, de contar con un medidor cuya ubicación y características permita corroborar la medición faltante, dicho Participante podrá solicitar al CND que se considere la misma para

completar la medición faltante. Para que este método sea válido, previamente el Participante deberá haber informado al CND, y no limitarse a las características técnicas del medidor, ubicación. Esta información deberá ser validada por el CND.

f) De mantenerse la falta de información, el CND estimará la data faltante, en el caso de los Participantes Consumidores tomará el promedio de los días similares de las últimas tres semanas; en los Participantes Productores el CND deberá asumir y utilizar los valores horarios programados en el despacho.

Para puntos de medición con un solo medidor cumplir los pasos b), c), d), e) y f).

Para puntos de medición en nodos de la RTR, cuando se requiera estimar datos de medición debe aplicarse lo dispuesto en el RMER o en último caso cumplir el paso f).

(MAM.4.2) Para lo que respecta al literal e) del numeral 14.3.1.2 de las Reglas Comerciales, el procedimiento de asumir o estimar la data de los Participantes Consumidores se realizará tomando el promedio de los días similares de las últimas tres semanas.

(MAM.5) **Problemas con la administración del Sistema de Medición Comercial (SMEC) y/o con las mediciones de los Medidores de las Distribuidoras**.

Sistema de Medición Comercial (SMEC):

Cuando el CND detecta algún problema en el registro de las mediciones de los medidores SMEC (principal y de respaldo) como datos incompletos, problemas en la medición, problemas de comunicación o en alguno de los otros equipamientos del SMEC, el Participante y el CND contarán con un periodo máximo de 30 días calendarios para corregir las anomalías o problemas que se presentan, siguiendo el procedimiento que a continuación detallamos, con el objetivo de corregir y dar seguimiento al problema detectado:

1. Recibida la comunicación indicada en el numeral (MAM.3.1.4), el Participante en la medida de sus posibilidades tratará de corregir la anomalía en el mismo día. De ser corregida la anomalía deberá notificarlo al CND por medio de los correos electrónicos acordados para verificar la corrección.

2. De no poder corregir la situación establecida en el paso 1, el Participante tendrá un plazo máximo de 2 días hábiles, contados a partir de la emisión de la notificación para informar al CND el Plan de Acción para subsanar el problema detectado. Como mínimo este Plan deberá contener: i) origen de la anomalía, ii) Plazo para resolver la problemática el cual será no mayor a 5 días hábiles, y iii) Cronograma de ejecución de los trabajos y cualquier otro detalle que se considere de interés.

3. Si los trabajos para subsanar el problema requieren que el personal del CND se traslade al sitio, el Participante deberá coordinarlo con el CND, para que se realicen los trabajos en el tiempo establecido en el paso 2. El CND contará con 3 días hábiles para Panamá, Panamá Oeste y Colón y 5 días hábiles para el resto del país, para coordinar y realizar la visita al sitio con el Participante, a fin de subsanar el problema.

4. De requerir acciones adicionales a las definidas en el Plan de Acción, independientemente si éstas afectan el tiempo estimado para resolver la anomalía, el Participante deberá enviar dicha solicitud al CND por medio de los correos electrónicos acordados para ser evaluada y aprobada como caso de excepción. Para tal fin, el CND contará con 3 días hábiles para emitir opinión, y el tiempo de excepción que otorgue no podrá ser mayor de 10 días calendarios, contados a partir del vencimiento del plazo original de 30 días calendarios que se tiene para corregir las anomalías o problemas que se puedan presentar en el SMEC.

   En casos muy especiales, donde se presenten problemas complejos para resolver el problema que se presenta en el SMEC, el CND podrá ampliar el tiempo de excepción, luego de evaluada la situación, en cuyo caso podrá otorgar el tiempo necesario adicional, el tiempo de la prorroga dependerá del daño y de la sustentación presentada por el Agente, dicho tiempo será coordinado conjuntamente entre el CND y el Agente.

5. Dentro de los términos de tiempo indicados, el Participante tiene la responsabilidad de informar al CND cuando ha corregido o subsanado el problema y debe solicitar una Auditoría de Averías (SAS Av), como lo establece la Metodología para la Verificación del Sistema de Medición Comercial. El CND verificará los trabajos de mejora realizados.

   En caso de que el Participante incumpla en los tiempos establecidos para corregir el problema detectado y persista este problema, el CND deberá informar el incumplimiento a la ASEP. El informe debe contener como mínimo:

   i. Nota del CND de solicitud de incumplimiento donde se indica a la ASEP, la situación actual del SMEC, y lo actuado por el Participante.
   ii. Los correos electrónicos donde se comprueba la notificación al Participante del problema que presenta el SMEC por parte del CND.
   iii. La respuesta del Participante y el Plan de Acción propuesto.
   iv. Acta de visita al sitio por parte del personal del CND.
   v. Resultados de la verificación del SMEC.

Medidores de las Distribuidoras:

Cuando el CND detecta algún problema en el registro de las mediciones de los Grandes Clientes que se obtienen por medio de los medidores de las Distribuidoras como datos incompletos, problemas en la medición, problemas de comunicación, Se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Recibida la comunicación indicada en el numeral (MAM.3.1.4), el Participante en la medida de sus posibilidades tratará de corregir la anomalía en el mismo día. De ser corregida la anomalía deberá notificarlo al CND por medio de los correos electrónicos acordados para verificar la corrección.

2. De no recibir respuesta por parte del Participante, el CND procederá según lo establecido en (MAM 4).

3. En caso de que el Participante no corrija el problema detectado y persista este problema, el CND deberá informar el incumplimiento a la ASEP.

Registros y Estadísticas:

El CND llevará la estadística por Gran Cliente del número de ocasiones que fue requerido el uso de Medidores de los Distribuidores y/o de otros agentes para reemplazar su data y la publicará en su sitio web.

(MAM.6) ENTREGA DE INFORMACIÓN

(MAM.6.1) Una vez capturada, validada y editada la data obtenida de los medidores, incluyendo los valores asumidos ante data con error o faltante, el CND publicará la información de las mediciones de cada Participante, junto con los resultados de las preliminares diarias de liquidación del mercado.

(MAM.6.2) El CND utilizará un sistema de color para identificar la data que se utilizó para los registros asumidos ante data con error o faltante.

(MAM.7) PERÍODO DE RECLAMO

(MAM.7.1) Los Participantes podrán presentar reclamos sobre la información suministrada e indicada en el numeral (MAM.6.1) con sus respectivos sustentos para ser evaluados por el CND.

(MAM.7.2) Los reclamos a que se refiere el numeral (MAM.7.1), deberán ser presentados a través de la web del CND en la sección de reclamos, indicando los respectivos sustentos.

METODOLOGÍA PARA LA LIQUIDACIÓN Y COBRANZA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MLC)

(MLC.1) OBJETIVO

(MLC1.1) Definir la metodología y el procedimiento de detalle que deben seguirse para la gestión de liquidación y cobranza de todas las transacciones y servicios que se brindan en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) (numeral 14.9.1.7 de las Reglas Comerciales).

(MLC.2) DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE)

(MLC.2.1) Características Generales del DTE

(MLC.2.1.1) En base a la información resultante de la conciliación de todas las transacciones comerciales que realizan los Participantes, el CND elaborará el DTE. Este documento servirá de base para el proceso de liquidación y cobranza. (Numeral 14.7 de las Reglas Comerciales).

(MLC.2.1.2) El DTE será preparado con la información de las transacciones de un (1) mes calendario.

(MLC.2.1.3) El DTE contendrá la siguiente información (numeral 14.6.1.2 de las Reglas Comerciales):

a) El resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional;

b) Más el resultado neto de su participación en el pago y/o cobro de compensaciones de potencia;

c) Más el resultado neto de sus transacciones por generación obligada, o sea pago de los sobrecostos y/o cobro de las compensaciones;

d) Más el resultado neto de sus transacciones por pérdidas;

e) Más el resultado neto de los servicios auxiliares

(MLC.2.1.4) El CND elaborará un DTE para cada Participante en donde se reflejará, i) el saldo débito (deudor), ii) el saldo crédito (acreedor) y iii) el saldo neto.

(MLC.2.1.5) A más tardar el sexto día calendario, o en su defecto el día hábil siguiente, el CND remitirá, por el medio que se haya definido, el DTE correspondiente a los Participantes junto con los archivos que lo sustenten.

(MLC.2.1.6) Cada Participante está obligado a pagar (saldo débito) y tendrá derecho a cobrar (saldo crédito) los valores que se indiquen en el DTE.

(MLC.2.2) Reclamos

(MLC.2.2.1) De existir reclamo en contra del DTE correspondiente, no exime de la responsabilidad del Participante de efectuar los pagos de su saldo deudor en los plazos establecidos (numeral 14.8.1.2 de las Reglas Comerciales).

(MLC.2.2.2) La presentación del reclamo por el Participante y la respuesta al mismo por parte del CND se realizará mediante el medio físico y/o digital definido por el CND.

(MLC.2.2.3) Los reclamos presentados seguirán el curso que las normas señalan, y de asistirle la razón al Participante, el CND realizará posteriormente el ajuste conforme lo establece el numeral 14.8.1.4 de las Reglas Comerciales.

(MLC.3) **LIQUIDACIÓN**

(MLC.3.1) **Selección y Contratación del Banco de Gestión y Cobranza del Mercado Ocasional**

(MLC.3.1.1) Para elegir al Banco de Gestión y Cobranza, el CND elaborará, con el detalle necesario, los Términos de Referencia de los servicios requeridos para el manejo de la gestión de liquidación y cobranza del MME. Estos servicios requeridos deberán ser presentados ante el Comité Operativo para su consideración y observaciones.

(MLC.3.1.2) El CND preparará una lista corta de las entidades financieras (Bancos), que al momento de la selección pueden brindar el servicio. La lista corta se preparará siguiendo el siguiente procedimiento:

1) Se realizará una encuesta a los Participantes del Mercado y se les consultará cuál(es) es (son) la(s) entidad(es) financiera(s) (Banco(s)) con los cuales mantienen relación comercial. Con esta información se elaborará un listado preliminar.

2) Con el listado preliminar indicado en el numeral 1) se evaluará con base a criterios de solidez (activos total), liquidez, rentabilidad, tecnología, cantidad de sucursales en el país, cantidad de clientes en el sector, etc., a los que se les asignará un peso relativo que será acordado en el Comité Operativo. Al asignar calificación a cada uno de estos criterios, se obtendrán puntajes totales para tales entidades financieras (Bancos). Aquellas entidades financieras (Bancos) que obtengan los diez (10) puntajes totales más altos constituirán la lista corta.

(MLC.3.1.3) El CND hará un llamado a estas entidades financieras preseleccionadas (Bancos), para celebrar una reunión y presentarle sus necesidades y los requisitos mínimos para poder presentar las ofertas.

(MLC.3.1.3.1) Entre los requisitos mínimos que se deberán incluir en los Términos de Referencia para la selección y contratación del Banco de Gestión y Cobranza se encuentran:

1) Presentación de una propuesta de Procedimiento para el manejo de la gestión y cobranza del mercado ocasional.

2) Prestación de Servicio de banca electrónica (información sobre el nivel de seguridad, servicio de soporte técnico, fácil navegación, emisión de informes, etc.).

3) Obligaciones de ETESA.

4) Obligaciones de la entidad financiera (Banco) (respecto a servicios de cobro y pago, supervisión de la gestión, designación de un Representante para que actúe en las gestiones inherentes a estas transacciones y absuelva las consultas, notificación de los avances tecnológicos en los servicios que presta para el continuo mejoramiento de la calidad del servicio prestado, requerimientos mínimos de seguridad y confidencialidad en el manejo de la información, aseguramiento de la calidad del servicio y la confiabilidad de la información, posibilidad de constitución de garantías de pago del mercado ocasional.

5) Propuesta económica. Detalle de las comisiones bancarias por los servicios de gestión y cobranzas, así como de la banca en línea, prestados por la entidad financiera (Banco).

6) Modelo del contrato a suscribir.

7) Otros requisitos mínimos sugeridos por el Comité Operativo.

(MLC.3.1.4) El CND establecerá fecha y lugar en que las entidades financieras (Bancos) deberán presentar sus ofertas para la prestación de los servicios del Banco de Gestión y Cobranza.

(MLC.3.1.5) El CND evaluará las ofertas y se asegurará que se cumplan con los requisitos mínimos establecidos en los Términos de Referencia. Asimismo, presentará al Comité Operativo el informe de evaluación para su aprobación, mismo que incluirá la propuesta económica de la oferta y del manejo administrativo de los servicios solicitados.

(MLC.3.1.6) Seleccionado el Banco de Gestión y Cobranza, el Representante Legal, o la persona autorizada que éste designe para tal fin, deberá firmar un Contrato de Servicio con ETESA, por un período de cuatro (4) años. Este contrato deberá considerar la posibilidad de prorrogarse por un término de cuatro (4) años adicionales, siempre y cuando se cumpla con lo establecido en la norma (MLC.3.1.7).

(MLC.3.1.7) A más tardar doce (12) meses antes del vencimiento del Contrato de Servicio, el CND aplicará una encuesta a todos los Participantes sobre el grado de satisfacción del servicio de gestión y cobranza prestado durante el período establecido por parte de la entidad financiera. Se recopilará la información, si el resultado muestra que el grado de satisfacción está por arriba del 80%, se invita a esa entidad financiera (Banco) a presentar nuevamente su oferta que deberá ser igual o mejor a la actual. De lo contrario se iniciará el proceso de selección nuevamente atendiendo lo dispuesto en la norma (MLC.3.1.1). De igual forma, si como producto de la encuesta a los Participantes, a juicio de éstos, resulta con un puntaje menor al 80% se iniciará el proceso de selección de acuerdo a la norma (MLC.3.1.1) de esta metodología. El contenido y el sistema de ponderación de la encuesta será consultado con el Comité Operativo.

Los resultados de la evaluación de la encuesta estarán disponible diez (10) meses antes del vencimiento del contrato.

(MLC.3.1.8) El CND mantendrá en su página WEB, del conocimiento de los Participantes del Mercado, el nombre del Banco de Gestión y Cobranza y las generales del contacto que aquel banco haya definido para los trámites necesarios para la apertura de las cuentas.

(MLC.3.2) **Procedimiento para la Liquidación**

a. Cada Participante deberá abrir una cuenta bancaria en el Banco de Gestión y Cobranza (numeral 14.9.15 de las Reglas Comerciales), se exceptúan los Grandes Clientes pasivos que están representados por los Generadores con quienes mantienen su Contrato de Suministro. Será responsabilidad de los Participantes informar al CND las generales de esta cuenta bancaria. Cualquier modificación que se realice sobre esta cuenta, el Participante deberá informarla al CND previo al proceso de pagos y cobros de los DTE.

b. El CND preparará el Calendario de Liquidación y Cobranza del mes correspondiente. Como mínimo este calendario deberá contener la siguiente información:

   i. Periodo de elaboración del DTE
   ii. Entrega del DTE a los Participantes
   iii. Periodo de transferencias de fondo para los Participantes Deudores

iv. Periodo de verificación de fondos
v. Fecha de transferencia de fondos a los Participantes Acreedores
vi. Fecha efectiva dinero disponible a los Participantes Acreedores

c. El Calendario de Liquidación y Cobranza será enviado junto con el DTE a cada Participante. Además el CND lo deberá publicar en su página WEB.

d. Es responsabilidad de cada Participante estar a paz y salvo con el Tesoro Nacional y con la Caja de Seguro Social.

e. Los Participantes que resulten con saldos acreedores una vez recibido el DTE, deben presentar a sus respectivos Participantes deudores las facturas correspondientes, cumpliendo las normativas aplicables.

f. Los Participantes que presenten saldos deudores una vez recibido el DTE, cuentan con el plazo indicado en el Calendario de Liquidación y Cobranza para realizar los depósitos en sus respectivas cuentas bancarias.

g. Los Participantes que presenten saldos deudores, deberán informar al CND a más tardar el día laborable previo al primer día de verificación de fondos, señalado en el Calendario de Liquidación y Cobranzas, el o los Participantes Acreedores que no les está realizando el pago por no presentar la factura. De no recibir información alguna el CND asume que se estará pagando a todos los Participantes.

h. Los Participantes que presenten saldos deudores y que para el pago de sus compromisos en el Mercado Mayorista de Electricidad utilizan fondos públicos, deberán informar al CND a más tardar el día laborable previo al primer día de verificación de fondos, señalado en el Calendario de Liquidación y Cobranzas, el o los Participantes Acreedores que no les está realizando el pago por no presentar la factura y los Paz y Salvos correspondientes. De no recibir información alguna el CND asume que se estará pagando a todos los Participantes.

i. Considerando los resultados comerciales de los DTE y la información indicada en los literales g y h, el CND preparará y enviará al Banco de Gestión y Cobranzas la información necesaria para las transferencias de las cuentas deudoras a las cuentas acreedoras en la forma que el Banco defina.

j. El Banco de Gestión y Cobranza cuenta con el plazo definido en el Calendario de Liquidación y Cobranza para verificar la existencia o no de los fondos. De no existir los fondos suficientes en alguna cuenta deudora deberá informarlo al CND con todo el detalle necesario. Lo anterior será incluido como responsabilidad de la entidad financiera en el Contrato de

Servicio. Esta situación de impago deberá ser comunicado a la ASEP y a los Participantes conforme lo define el numeral 14.9.1.6 de las Reglas del Mercado.

k. El Banco de Gestión y Cobranza debe transferir los fondos de las cuentas de los Participantes con saldos deudores a las cuentas de los Participantes Acreedores cumpliendo los plazos definidos en el Calendario de Liquidación y Cobranza.

l. Los Participantes Acreedores podrán acceder a los fondos transferidos a sus cuentas en el plazo definido en el Calendario de Liquidación y Cobranza.

(MLC.3.3) **Procedimiento para la Liquidación de Saldos Pendientes**

a. Los Participantes que presenten saldos deudores pendientes con Participantes Acreedores a los que no les realizaron el pago oportuno;

- Por no presentar las facturas y/o los Paz y salvos correspondientes.
- O por un error del Participante deudor al momento de informar los Participantes Acreedores que no les está realizando el pago.

Deberán informar al CND cuando ya ha sido subsanado el inconveniente y se cuenta con los fondos necesarios para realizar los pagos correspondientes.

b. Todos los casos que sean reportados a más tardar el último día del mes corriente, el CND los procesará a más tardar el día 15 del mes siguiente y enviará al Banco de Gestión y Cobranzas la información necesaria para las transferencias de las cuentas deudoras a las cuentas acreedoras.

c. Si el pago corresponde a un error del Participante deudor el CND procederá a aplicar los intereses correspondientes de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales.

d. El Banco de Gestión y Cobranza debe transferir los fondos de las cuentas de los Participantes con saldos deudores a las cuentas de los Participantes Acreedores.

e. Los Participantes Acreedores podrán acceder a los fondos transferidos a sus cuentas.

(MLC.4) **FALTA DE PAGO Y MORA**

(MLC.4.1) Ante el incumplimiento de pago por parte de algún Participante de acuerdo a lo establecido en el numeral (14.10.1.10) de las Reglas Comerciales, el CND debe cubrir esta falta de pago con el depósito de garantía del Participante, de acuerdo al procedimiento establecido en la Metodología de Determinación de Garantía de Pago (MGP.11 Incumplimiento de Pago Local).

(MLC.4.2) Las deudas sufrirán un recargo a partir de estar en mora, utilizando el procedimiento establecido en la (MGP. 12 Mora y Falta de pago).

(MLC.4.3) Si por causa de la gestión de algún Participante, por ejemplo (cuentas bancarias secuestradas o inhabilitadas), se interrumpe el procedimiento normal de pagos y cobros a éste se le asignarán los intereses por mora que correspondan.

(MLC.4.4) Se considera que un agente incurre en incumplimiento de pago de forma reiterada, cuándo en un término de doce (12) meses no deposite los montos requeridos en tres (3) ocasiones o más, o que su depósito de garantía no cubra sus compromisos en el Mercado durante tres (3) meses, sean éstos consecutivos o no. En este caso el CND procederá de acuerdo a lo establecido en el numeral 14.10.1.16 de las Reglas Comerciales.

Metodología para Administrar en Tiempo Real los Recursos de Generación ante Restricciones Activas de la Red y/o Alta Hidrología

(MRG.1) **Objetivo.**

(MRG.1.1) El objetivo de esta Metodología es establecer el procedimiento que el CND debe aplicar para administrar en tiempo real los recursos de generación de nuestro país, predominantemente hidroeléctricos, ante restricciones activas en la red de transmisión y/o alta hidrología que ocasionen condiciones de vertimiento.

(MRG.2) **Responsabilidad de los Participantes Productores.**

(MRG.2.1) Los Participantes Productores tienen la responsabilidad de informar al CND la capacidad de generación otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), para lo cual deberán entregar copia de su concesión o licencia de generación. Si durante la operación de la central de generación este valor cambia deberán informarlo al CND, en un plazo no mayor de quince (15) días, contados a partir de la fecha de la aprobación otorgada por parte de la ASEP y deberá presentar la documentación que lo sustente.

(MRG.2.2) Los Participantes Productores hidroeléctricos tienen la responsabilidad de informar al CND el inicio del vertimiento y la finalización de este evento, inmediatamente se registre el mismo, a través de los medios de comunicación oficiales establecidos para la operación del SIN. Aquellos Productores hidroeléctricos que no cuenten con las señales precisas en el SCADA que validen el vertimiento, por ejemplo señal de la presa, canal de aducción, cámara de carga u otro, deberán evidenciar este hecho con por lo menos registros fotográficos del nivel u otra evidencia. El CND podrá solicitar ampliación y/o información adicional al Agente para respaldar su condición de vertimiento.

(MRG.2.3) El primer día hábil de la semana siguiente, el Participante Productor hidroeléctrico deberá informar al CND, mediante nota formal firmada por el Representante Legal de la empresa o a quien este designe mediante poder. Esta nota debe detallar el o los vertimientos ocurridos en la semana inmediatamente anterior y adjuntará las pruebas antes señaladas de cada evento. Como mínimo la información deberá

contener hora de inicio y hora final del vertimiento, fecha, el nivel durante el vertimiento, volumen vertido estimado, aporte.

(MRG.3) **Responsabilidad del CND.**

(MRG.3.1) Es responsabilidad del CND dar seguimiento a los niveles y la operación en tiempo real de las centrales de generación hidroeléctrica, así como el comportamiento de las cuencas hidrográficas, con el objetivo de optimizar los recursos de generación para atender la demanda al menor costo, cumpliendo con los niveles de calidad y seguridad del sistema.

(MRG.3.2) Ante condiciones normales del SIN, la guía principal del despacho en tiempo real es el Predespacho Diario, que contiene la disponibilidad del parque de generación, distribución de generación, empuntar la generación de aquellas centrales que permiten ser administradas u operadas de esta manera para el abastecimiento de la demanda, entre otra información.

(MRG.3.3) Entre las condiciones identificadas que ocasionan un vertimiento se listan a continuación:

1. Restricciones de transporte en algunos de los equipamientos del Sistema de Transmisión.

2. Ante indisponibilidad de los recursos de generación, por salida programada o por salida forzada.

3. Aportes extraordinarios (mayores a su capacidad de turbinamiento según su concesión) debido a la alta hidrología en la cuenca.

(MRG.3.4) Cuando existan condiciones identificadas que en un horizonte corto de tiempo se presentarán riesgos de vertimientos en cualquier central de generación y estén programadas salidas de esta central, el CND podrá suspender con previo aviso las libranzas programadas por mantenimientos con la finalidad de minimizar su riesgo de vertimiento. Se exceptúan las libranzas de emergencia.

(MRG.3.5) Ante el vertimiento de una o más centrales de generación debido a restricciones activas en algunos de los equipamientos del Sistema

(líneas de transmisión, transformadores), el CND seguirá los pasos que a continuación se detallan:

1. Ante el vertimiento de una sola central de generación, el CND dará instrucción de limitar aquellas unidades de generación asociadas al equipamiento que provoca la restricción, hasta el valor de su concesión o licencia. Se exceptúa de esta instrucción la central de generación que está en vertimiento para que entregue al sistema toda la generación dada en concesión.

2. Cuando más de una central de generación esté en vertimiento, el CND restringirá la generación asociada al equipamiento que provoca la restricción, como sigue: por debajo del valor de concesión a aquellas centrales con capacidad de embalse disponible y mantendrá limitadas las otras unidades de generación al valor de su concesión o licencia.

3. Para efecto de estos numerales, se entenderá como generación asociada al equipamiento que provoca la restricción, a toda aquella generación que contribuye a la restricción existente o aquella generación que es afectada por el equipamiento que presenta la restricción, independientemente de su ubicación en el SIN.

4. Si el flujo real de potencia topa la capacidad de transporte del sistema y se requiera limitar o disminuir más la generación de las centrales de generación identificadas en el punto 3.5, numeral 2, entonces el CND aplicará la proporcionalidad a todas las centrales e inclusive incluirá en este cálculo a las centrales que están en condiciones de vertimiento.

   La proporcionalidad estará definida por la siguiente ecuación:

$$RG_i = \left(\sum_{i}^{N} P_{REAL} - P_{LIMITE} \right) \times \left(\frac{P_i}{(\sum_i^N P_i)} \right)$$

   Donde:

   RG_i = Reducción de Generación asociada a la central de generación i, en MW.

P_i = Potencia actual de la central de generación i, en MW, siempre y cuando sea igual o menor a su Potencia de Concesión o Licencia.

N = Números de centrales afectadas por la restricción.

P_{REAL} = Flujo de Potencia que contribuye a la restricción y aquella que afecta las instalaciones con restricción, en MW.

$P_{LÍMITE}$ = Flujo de Potencia permitido, en la instalación afectada, por el CND.

(MRG.3.6) La alta hidrología podrá llevar a una condición de vertimiento a una o más centrales de generación. Aquellas centrales de generación que estén bajo esta condición entregarán al sistema la generación dada en concesión pero si se llegará a activar alguna restricción en los equipamientos del sistema, que esté o no vinculada a la conexión de estas centrales, el CND aplicará los pasos listados en el numeral (MRG.3.5)

(MRG.4) Publicación de Informe de Vertimiento y del Flujo Potencia Permitido

- El CND publicará en su página web el Informe de Seguridad Operativa Semanal que contiene el flujo Potencia Permitido (P_LÍMITE).

- El CND pondrá a disposición de los Agentes en el sistema de tiempo real (conocido como SITR) en la sección de seguimiento a la MRG el resultado del cálculo del flujo de Potencia Permitido (P_LIMITE) que resulta de las condiciones operativas de tiempo real y de las ecuaciones que la relacionan.

- El CND publicará junto con el Informe de Posdespacho los flujos de Potencia P_LIMITE con que se operó en cada hora del día, así como el flujo de potencia P_REAL para cada hora del día.

- Conforme a la información solicitada en el numeral 2.3 y la suministrada por los agentes, el CND publicará en su página web el informe de:

- Recurso primario desaprovechado (agua, viento y radiación solar) no almacenable,
- La energía total desaprovechada horaria por Agente, y
- La energía total desaprovechada horaria del SIN

METODOLOGÍA PARA LA INTERNALIZACIÓN DE LOS CARGOS Y CRÉDITOS DE LAS TRANSACCIONES Y SERVICIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MICM)

(MICM.1) OBJETIVO

(MICM.1.1) Definir los criterios y el procedimiento de detalle que deben seguirse para el traslado y liquidación a los Participantes nacionales de los cargos y créditos resultantes de las transacciones y servicios del MER. (Numeral 14.1.1.5 de las Reglas Comerciales).

(MICM.2) DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS REGIONAL (DTER)

(MICM.2.1) Definiciones

DTER: Documento elaborado por el EOR que presenta, para cada periodo de facturación, el balance de las transacciones económicas en el MER para cada agente del mercado u OS/OM.

DTER (CND): Documento elaborado por el CND que presenta, para cada periodo de facturación, la internalización de las transacciones económicas en el MER para cada participante del MME.

(MICM.2.2) Características Generales del DTER

(MICM.2.2.1) En cumplimiento del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (Numeral 2.6 Libro II (RMER) y en base a la información resultante de la conciliación de todas las transacciones comerciales que realizan los Participantes nacionales en el MER, el EOR elaborará el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER). Este documento servirá de base para el proceso de traslado y liquidación de los cargos y créditos a los Participantes del MME.

(MICM.2.2.2) El DTER es preparado con la información de las transacciones de un (1) mes calendario.

(MICM.2.2.3) El DTER contendrá la siguiente información (Numeral 2.6 Libro II RMER):

a) Conciliación de Transacciones de Oportunidad Programadas;
b) Conciliación de cantidades de energía de las transacciones por contratos regionales;
c) Conciliación de cargos o abonos aplicados a cada agente en el MOR, debido al cumplimiento de compromisos contractuales;

d) Conciliación por Transacciones de Desviaciones en Tiempo Real;

e) Conciliación de los cargos por servicios de transmisión regional que se definan en el Libro III del RMER;

f) Ajustes de conciliaciones de meses anteriores, adjuntando la documentación de soporte;

g) Cargo por el Servicio de Regulación del MER prestado por la CRIE;

h) Cargo por Servicios de Operación del Sistema prestado por el EOR;

i) Multas establecidas por la CRIE y otros conceptos establecidos en la Regulación Regional que deban ser conciliados por el EOR.

(MICM.2.2.4) El EOR presentará a los agentes del MER, a través del OS/OM respectivo, en un plazo máximo de siete (7) días hábiles después de finalizar el período de facturación, el DTER con el detalle de las transacciones conciliadas para cada agente. El DTER es publicado por el EOR en su sitio web en las fechas señaladas en el calendario conciliación, facturación y liquidación.

(MICM.2.3) Período de Revisión de las Transacciones Regionales

(MICM.2.3.1) Los agentes participantes en el MER podrán presentar al EOR, a través de su respectivo OS/OM, solicitudes de revisión de la conciliación diaria de transacciones informada por el EOR conforme a lo dispuesto en el numeral 2.5 Libro II RMER, “Plazos e Información del Predespacho, Posdespacho y la Conciliación” dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al día de la publicación de la conciliación diaria. (Numeral 2.8.1.1 Libro II RMER).

(MICM.2.3.2) Una vez los agentes hayan recibido el DTER publicado por el EOR en su sitio web en las fechas señaladas en el calendario conciliación, facturación y liquidación, éstos dispondrán de seis (6) días hábiles para la revisión del mismo, incluyendo la revisión de los cargos por servicios de transmisión regional que se definan en el Libro III del RMER, y la presentación de las solicitudes de revisión, las cuales deberán ser comunicadas al EOR, a través del OS/OM respectivo. (Numeral 2.8.1.2 Libro II RMER).

(MICM.2.3.3) Las solicitudes de revisiones a los DTER de que trata el numeral 2.8.1.2 (RMER) solamente se podrán realizar en base a los siguientes casos:

a) Cuando se hubieren presentado solicitudes de revisión de las conciliaciones diarias, conforme lo establecido en el numeral 2.8.1.1 a excepción de los casos que involucran cargos por servicios de transmisión regional; y

b) Cuando se presenten en el DTER diferencias o errores con relación a las conciliaciones diarias. (Numeral 2.8.1.3 Libro II RMER)

(MICM.3) INTERNALIZACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA REGIONALES.

(MICM.3.1) Criterios y Procedimiento

Para la internalización de las transacciones de inyección y retiro de energía al MER el procedimiento de asignación será el siguiente:

(MICM.3.1.1) Retiro de Energía del MER

Participantes Productores

Los retiros programados en los predespachos o redespachos regionales que corresponden a compromisos contractuales y a ofertas de oportunidad de compras de los Productores nacionales se asignan como una generación para el Participante. Esta generación formará parte de "la generación de sus GGC" y se tomará en cuenta al momento de realizar su balance en el mercado nacional. (Numeral 8.3.2.2 de las Reglas Comerciales).

El CND

Los retiros programados en los predespachos, ajustes o redespachos regionales que corresponden a ofertas de oportunidad de compras realizadas por el CND, para evitar o mitigar el racionamiento en el SIN, de acuerdo a lo establecido en el numeral MHI.4.1 de la Metodología para la Habilitación de Energía Eléctrica (MHI), se asignan de manera proporcional a todos los Participantes que compran en el mercado ocasional nacional.

Participantes Consumidores

Los retiros programados en los predespachos o redespachos regionales que corresponden a compromisos contractuales de los Consumidores nacionales, cuando aplique, se asignan como energía en contrato. Esta energía en contrato formará parte de "compra en Contrato de Suministro y se tomará en cuenta al momento de realizar su balance en el mercado nacional. (Numeral 8.3.2.1 de las Reglas Comerciales).

(MICM.3.1.2) Inyecciones de Energía del MER

Participantes Productores

1. Para las inyecciones programadas en los predespachos o redespachos regionales que corresponden a los compromisos contractuales y a las ofertas de oportunidad de los Productores nacionales se asignan como compromisos y se tomarán en cuenta al momento de realizar su balance en el mercado nacional. (Numeral 8.3.2.2 de las Reglas Comerciales).

2. El compromiso que adquiere el Productor nacional, igualmente se considera como demanda en los nodos de interconexión y como tal asume la cobertura de los servicios auxiliares, generación obligada, pérdidas de transmisión como el resto de la demanda nacional.

(MICM.3.1.3) Desviaciones de los Intercambios Programados en el MER

Ante fallas en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que provoque interrupción total o parcial de los intercambios programados, se realizarán los ajustes al (los) programa (s) de retiro o inyección correspondientes en proporción con la medición real.

(MICM.4) TRASLADO DE L OS CARGOS Y CR ÉDITOS RE SULTANTES DE L AS TRANSACCIONES Y SERVICIOS DEL MER.

Del DTER remitido al CND por parte del EOR, se procede al traslado de los cargos y créditos de las transacciones y servicios efectuados en el MER de la siguiente manera:

(MICM.4.1) CRITERIOS Y PROCEDIMIENTO

1. Los montos a pagar al MER en conceptos de las compras realizadas en ofertas de oportunidad de retiro realizadas por el CND se asignan en paso horario y de manera proporcional a los montos que pagan los Participantes en el mercado ocasional nacional.
2. Los montos a pagar al MER en conceptos de las compras realizadas por los Participantes nacionales, tanto Productores como Consumidores, estos últimos con base en la normativa nacional, en el caso de ofertas de oportunidad de retiro,

se asignan directamente al Participante responsable según la información del DTER.

3. Los montos a cobrar al MER en conceptos de las ventas realizadas por los Participantes nacionales en ofertas oportunidad se asignan directamente al Participante responsable según la información del DTER.
4. Los montos a pagar al MER, en concepto de transacciones por contratos (CMORC), se asignan directamente a los Participantes responsables de los compromisos contractuales según la información del DTER.
5. Los montos a pagar al MER en concepto de desviaciones catalogadas por el EOR como normales y significativas autorizadas, se asignan en paso horario de manera proporcional a los montos pagados en el mercado ocasional nacional.
6. Los montos a pagar al MER en concepto de desviaciones catalogadas por el EOR como significativas no autorizadas o graves serán asignados, en paso horario, mediante un análisis posoperativo realizado por el CND, al o los responsables de estas desviaciones, de manera proporcional a la afectación causada.

   El análisis posoperativo se realizará utilizando la información contenida en los siguientes documentos:

   1. Conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.
   2. Informe diario de la operación del SER (Informe diario de la coordinación del (CRCT)
   3. Reporte de evento (EOR)
   4. Bitácora CND
   5. Informe preliminar y/o final de evento (CND).

   Partiendo de la información del EOR y haciendo la verificación cruzada con la información del CND, se determinará el(los) responsables de las desviaciones.

   El detalle del análisis realizado para la asignación de los montos asociados a las desviaciones significativas no autorizadas o graves será publicado junto con el DTER (CND).

   En el caso que los análisis posoperativos no permitan identificar la responsabilidad de uno o varios Agentes, el CND, deberá incluir junto con el análisis posoperativo, la razón de porque no fue posible identificar a el (los) responsables de las desviaciones; y la asignación de los montos a pagar se dará de manera proporcional a los montos pagados en el mercado ocasional nacional.
7. Los montos a cobrar al MER en concepto de desviaciones se asignan en paso horario de manera proporcional a los montos cobrados en el mercado ocasional nacional.

8. Los Cargos por el Servicio de Operación del MER se asignan directamente a los Participantes responsables según la información del DTER.
9. Los Cargos por el Servicio de Regulación del MER, se asignan directamente a los Participantes responsables según la información del DTER.
10. El Cargo Complementario, se asigna directamente a los Participantes responsables según la información del DTER.
11. Los montos a cobrar, de aplicar, por intereses generados por los depósitos o pagos del DTER se asignan de manera proporcional a los pagos efectuados por los agentes deudores del mes anterior.
12. Los montos a cobrar, de aplicar, por intereses generados por los depósitos de garantía se asignan directamente a los agentes respectivos.

(MICM.4.2) **ELABORACIÓN DEL DTER (CND)**

(MICM.4.2.1) Con la asignación de los cargos y créditos obtenida mediante el procedimiento definido en el numeral (MICM.4.1), el CND elabora el DTER (CND).

(MICM.4.2.2) Elaborado el DTER (CND) para cada Participante nacional, el CND lo enviará bajo el esquema que éste defina, dentro de los tres (3) días hábiles después de recibido el DTER por parte del EOR.

(MICM.5) LIQUIDACIÓN Y COBRANZA DTER

(MICM.5.1) CRITERIOS Y PROCEDIMIENTO

1. El EOR publica a más tardar el último día del mes, el calendario de conciliación, facturación y liquidación donde se establece la programación de las fechas de cobro y pago de las transacciones en el MER. El CND publicará este calendario en su portal WEB.

2. La relación de cobro y pago en el MER es entre el OS/OM (ETESA) y el EOR para todos los rubros del DTER: transacciones de energía, CVT, desviaciones, cargos EOR, cargos CRIE, cargo complementario, cargo por enlace e interés por mora.

3. En caso que el OS/OM (ETESA) resulte deudor en el DTER, éste debe depositar el monto correspondiente de la deuda en la cuenta liquidadora del MER (previamente

informada por el EOR) de acuerdo al plazo definido en el calendario de conciliación, facturación y liquidación.

4. Para lo que respecta al punto anterior, los Participantes nacionales deudores e informados en el DTER (CND) deberán realizar sus depósitos en la cuenta de ETESA en el banco correspondiente, en el plazo indicado en la documentación que acompaña la remisión del DTER (CND).

5. En caso que el OS/OM (ETESA) resulte acreedor en el DTER, éste debe indicarle al EOR las coordenadas bancarias para que realice el depósito respectivo, a más tardar en la fecha de vencimiento del documento de cobro.

6. ETESA realiza la transferencia de los cobros a las cuentas bancarias de los Participantes nacionales que resultan acreedores en el DTER (CND). Para tal fin los Participantes nacionales deberán informar al CND las respectivas generales de estas cuentas e informar de cualquier cambio que haya.

(MICM.6) AJUSTES DTER Y DTER (CND)

(MICM.6.1) CRITERIOS Y PROCEDIMIENTO

1. Si el EOR realiza un ajuste al DTER, el CND deberá realizar un ajuste al DTER (CND) del mes correspondiente utilizando el mismo procedimiento de asignación del numeral (MICM.4.1).
2. El Participante nacional podrá solicitar ajustes al DTER (CND) en los siguientes casos:
    a) Cuando se presenten errores en los cálculos realizados por el CND.
    b) Cuando el Participante nacional haya presentado reclamo al DTE correspondiente.

    El plazo para presentar la solicitud de ajuste al DTER (CND) se establece en diez (10) días después de entregado el mismo.

    Para realizar este ajuste, el CND utilizará los mismos procedimientos de asignación del numeral (MICM.4.1).

METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN Y MODIFICACIÓN EXTRAORDINARIA DEL INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

(MID.1) Objetivo

(MID.1.2) Establecer los procedimientos detallados a seguir en el proceso de actualización anual y modificaciones extraordinarias del Informe Indicativo de Demandas.

(MID.1.1) Identificar y obtener los métodos, hipótesis de cálculo, premisas, supuestos y datos utilizados por los Participantes Consumidores en sus proyecciones de demanda, para definir y sustentar adecuadamente los diferentes escenarios de proyecciones de consumo de energía eléctrica, conforme lo establecido por las Reglas Comerciales, para la elaboración del Informe Indicativo de Demandas.

(MID.2) Participantes

(MID.2.1) Todos los Participantes Consumidores deben suministrar información al CND, para el INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS:

a) Los Distribuidores, en representación de sus clientes regulados y de los Grandes Clientes conectados a su red que no son Participantes del Mercado Mayorista.
b) Los Grandes Clientes que optan por comprar directamente en el mercado mayorista.
c) Participantes cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.
d) Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que en algún momento han resultado o prevean resultar comprando faltantes por periodos de más de 7 días continuos o 30 días discontinuos
e) Otros Participantes Consumidores, que se establezcan con posterioridad a la aprobación de la presente metodología.

(MID.3) Normas Generales

(MID.3.1) Con la anticipación necesaria para realizar sus proyecciones, y con el objetivo de entregarlas antes del 15 de julio de cada año, los Participantes Consumidores deberán aplicar esta Metodología, con el objetivo de dar cumplimiento al Numeral 5.1.1.3 de las Reglas Comerciales:
Los Participantes deberán suministrar al CND sus proyecciones de demanda con información de detalle mensual para los siguientes veintiún (21) años.

(MID.3.2) Con base en el Numeral 5.2.1.1 de las Reglas Comerciales, el cual indica que *"El CND debe realizar el Informe Indicativo de Demandas que incluya las hipótesis de cálculo y*

datos utilizados para definir los escenarios de demanda", los Participantes Consumidores deberán suministrar en los formatos establecidos y a través de la web al CND, para el periodo definido en la Reglas Comerciales, las siguientes proyecciones:

1. Los consumos de energía.
2. Los factores de carga típicos.
3. La demanda máxima.
4. La demanda interrumpible.
5. La importación contratada.
6. Toda la información que sustenta sus proyecciones.

Las proyecciones a entregar por los participantes, deben ir acompañadas de un informe que explique el modelo utilizado, criterios, hipótesis de partida y de evolución y datos utilizados, de modo que pueda verificarse la coherencia de las proyecciones suministradas.

(MID.3.3) Los Grandes Clientes que participan directamente en el Mercado Mayorista, o los Participantes Productores que los representan, deberán informar sus proyecciones de demanda y consumo previstos para los siguientes 21 años, adjuntando la información que sustenta sus proyecciones (metodologías, criterios, hipótesis de cálculo y datos utilizados).

(MID.3.4) Los Participantes "cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional", en representación de sus clientes Participantes Consumidores extranjeros (Reglas Comerciales, numeral 13.2.4.2), deberán informar al CND las exportaciones de potencia y/o energía comprometidas por medio de contratos antes del 15 de julio de cada año. Dichos contratos deben cumplir con lo requerido por el numeral 13.2.4 de las Reglas Comerciales.

(MID.3.5.) Antes del 01 de Octubre de cada año, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP. Este debe contener toda la información que sustenta las proyecciones realizadas e incluir cada pedido de ajuste de un participante consumidor con que el CND no logró acuerdo y el motivo de su rechazo (Reglas Comerciales, numeral 5.2.1.2).

(MID.3.6.) El CND revisará periódicamente y publicará en la página web, un mes antes de la fecha de entrega de la información, los formularios en los cuales los Participantes Consumidores deben presentar la información básica requerida.

(MID.3.7.) El CND analizará la consistencia y compatibilidad de la información suministrada por los participantes para el Informe Indicativo de Demandas, por medio de una serie de análisis de los diferentes elementos y variables que los Participantes Consumidores reporten haber utilizado y determinará indicadores que servirán para evaluar la coherencia de las proyecciones.

(MID.3.8) Si los Participantes no entregan la información en la fecha establecida en Numeral *5.1.1.3 de* las Reglas Comerciales, el CND procederá a informar a la ASEP del incumplimiento y definirá las proyecciones de demanda a utilizar en el IID.

(MID.3.9) Si el CND no está de acuerdo o no le satisface la información suministrada por los Participantes o la ASEP rechaza el IID sometido a su aprobación, el CND informará al Participante sobre los inconvenientes de la información suministrada o proyección entregada. El Participante deberá proceder con la corrección o sustentar adecuadamente su proyección en caso de mantener sus datos originalmente entregados, explicando el comportamiento de dicho pronóstico, en un plazo de 5 días. El CND incorporará las modificaciones que considere apropiadas y/o definirá el pronóstico con la mejor información que disponga.

(MID.3.10) El CND debe remitir el IID a la ASEP, para su aprobación, antes del 1 de octubre. En el caso de que la ASEP devuelva el IID para correcciones, el CND procederá a realizar el proceso de las modificaciones requeridas en un plazo de 15 días, según lo establece el numeral 5.2.1.3 de las Reglas Comerciales.

(MID.3.11) El CND comunicará la aprobación del IID por medio de un aviso, con la publicación del IID, en la Página web del CND.

(MID.4) Información a entregar por los Participantes Consumidores

(MID.4.1) Consumo de energía eléctrica.

(MID.4.1.1) Los distribuidores deberán indicar el modelo, las premisas y las variables utilizadas para sustentar sus proyecciones.

(MID.4.1.2) El Distribuidor estimará las tasas de crecimiento de las demandas sectoriales con base en el comportamiento histórico de sus clientes incluidos en sus ventas previstas, modificada por las perspectivas de evolución sectorial, para los siguientes años.

Se recomienda la utilización de variables explicativas con probada correlación matemática con el consumo de energía eléctrica, como el Producto Interno Bruto (PIB) y la población, así como supuestos que condicionan los consumos eléctricos, como los precios de la energía eléctrica, los índices de electrificación históricos, con sus perspectivas de avances de cobertura de servicios de electricidad; cambios climáticos, proyectos de inversión que se desarrollarán en su área de concesión, solicitudes de expansión de la red de distribución por efecto de construcción de complejos habitacionales, normativas o legislaciones especiales que puedan incidir en el consumo

de energía eléctrica, entre otros aspectos y variables, cuyas series previstas deberá presentar en los formularios establecidos.

(MID.4.1.4) Los Grandes Clientes nuevos o previstos a entrar en el Mercado Mayorista de Electricidad deberán entregar su consumo histórico mensual de energía.

(MID.4.1.5) La estimación de consumo de energía total de los clientes regulados se obtendrá como el resultado de la suma de las proyecciones de cada una de las categorías de consumidores.

(MID.4.1.6) Los Grandes Clientes o los Participantes Productores que los representan estimarán su consumo de energía como resultado del comportamiento histórico y las perspectivas de ampliación o reducción de su producción y equipamiento asociado al consumo eléctrico, debidamente sustentado. Igualmente, deberán describir el modelo y presentar las variables utilizadas para realizar las proyecciones.

(MID.4.1.7) Los Autogeneradores y Cogeneradores estimarán su consumo de energía (compra de faltantes en el Mercado Mayorista) como resultado del comportamiento histórico de su consumo y las perspectivas de ampliación o reducción de sus producción y equipamiento asociado al consumo eléctrico, debidamente sustentado; deberán describir el modelo y presentar las series de las variables utilizadas para realizar las proyecciones.

(MID.4.1.8) Los Participantes "cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional" (ASEP, Reglas Comerciales, Definición de Participante Consumidor), estimarán su consumo de energía con base en sus contratos de exportación firmes.

(MID.4.2) Factor de Carga

(MID.4.2.1) El factor de carga es la relación entre la carga promedio y la demanda máxima del mes y se calcula mediante la división de la energía requerida mensual, entre la demanda máxima del consumidor el día de demanda máxima y entre las horas del periodo abarcado.

(MID.4.2.2) Los Participantes Consumidores deben basarse en el comportamiento histórico de su factor de carga (de los últimos 10 años), para presentar el pronóstico mensual para los próximos cinco (5) años. Para los siguientes años, los Participantes Consumidores deberán evaluar los aspectos que puedan modificar el comportamiento de los consumidores para modificar sus factores de carga, dicha evaluación debe ser incluida con la información correspondiente a sus pronósticos.

(MID.4.2.3) Los Participantes Consumidores podrán presentar una evolución del factor de carga que difiera de su comportamiento histórico, siempre y cuando sustenten adecuadamente y suministren la información pertinente a la variación esperada.

(MID.4.3) Demanda Máxima Mensual.

(MID.4.3.1) Los Participantes Consumidores determinarán su demanda máxima mensual con base en sus proyecciones de consumo de energía y los factores de carga previstos para sus respectivos sistemas eléctricos.

(MID.4.4) Demanda Interrumpible

(MID.4.4.1) Los Participantes Consumidores deberán estar habilitados para ofrecer Demanda Interrumpible de acuerdo a lo establecido en los numerales 5.2.1.1 y 5.5.4.1 de las Reglas Comerciales y los requisitos establecidos en la Metodología para la Demanda Interrumpible.

(MID.4.4.2) En el Informe Indicativo de Demandas se incluirán las ofertas de interrumpibilidad de los Participantes Consumidores que hayan ofrecido antes del 15 de septiembre, considerando el tiempo necesario para incluir oportunamente este dato en el Informe Indicativo de Demandas.

(MID.4.5) Contratos de Importación

(MID.4.5.1) Los Participantes que tengan contratos de importación definidos en la regulación regional como contratos firmes y que cumpla con el numeral 13.2.3 de las Reglas Comerciales, serán considerados en el Informe Indicativo de Demandas. Los Participantes deberán suministrar al CND esta información antes del 1 de julio de cada año.

(MID.4.6) Contratos de Exportación.

(MID.4.6.1) Los Participantes “cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conectan a través de redes de interconexión internacional” que tengan contratos de exportación de potencia y/o energía firmes (Contrato firme: “Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro”, según la definición del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional/CRIE/2005, Definiciones.). Los Participantes deberán suministrar al CND esta información antes del 1 de julio de cada año.

(MID.4.7) Curvas típicas de carga.

(MID.4.7.1) Cada sistema eléctrico tiene características propias en cuanto al comportamiento de sus respectivos consumos de electricidad, lo cual se refleja en sus curvas típicas de carga.

(MID.4.7.2) Los nuevos Participantes Consumidores previstos a iniciar actividades en el Mercado Mayorista de electricidad deben entregar al CND las curvas típicas horarias previstas para el día de demanda máxima mensual, antes del 1 de julio de cada año.

(MID.4.7.3) Los Participantes Consumidores con registros históricos deberán revisar los datos suministrados por el CND, para las curvas típicas horarias previstas para el día de demanda máxima mensual y devolverla con su revisión antes del 1 de julio de cada año.

(MID.5.) Elaboración del Informe Indicativo de Demanda.

El CND elaborará el Informe Indicativo de Demandas considerando e incluyendo las hipótesis de cálculos y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados correspondientes.

(MID.5.1) Verificación de consistencias y cumplimientos.

(MID.5.1.1) El CND analizará la consistencia de los datos recibidos, mediante la revisión de la coherencia de la proyección de los Participantes Consumidores, frente a los datos históricos, modelos, supuestos y criterios utilizados por cada uno de ellos.

(MID.5.1.1) El CND evaluará el cumplimiento de la metodología por parte de los Participantes Consumidores, mediante la aplicación de los indicadores correspondientes.

(MID.5.2) Proyecciones de Consumo.

(MID.5.2.1) El CND obtendrá la proyección del Consumo de energía eléctrica mediante la sumatoria de las proyecciones de consumo suministradas por los Participantes Consumidores, luego de confirmar la coherencia de los datos recibidos.

(MID.5.3) Pérdidas Típicas de Punta.

(MID.5.3.1) El CND determinará las pérdidas típicas de punta mediante simulaciones de flujo de potencia, considerando la demanda máxima coincidente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para diferentes escenarios de despacho y demandas correspondientes al primer año de proyección.

(MID.5.3.2) Para los años restantes se considerarán los resultados de las "Proyección de Demanda" de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), actualizado con las fechas de entrada en operación de nuevos proyectos.

(MID.5.4) Factores de Coincidencia

(MID.5.4.1) El CND calculará los factores de coincidencia de los Participantes Consumidores registrados históricamente, para periodos mensuales, con base en la información de los medidores del Sistema de Medición Comercial (SMEC), con el siguiente procedimiento:

a) Se determinará para cada periodo mensual, la demanda máxima de cada participante consumidor.
b) En el mismo periodo mensual y en la hora que ocurrió la demanda máxima del Sistema Integrado Nacional (SIN), se tomará el dato de la demanda de cada participante consumidor.
c) El factor de coincidencia, para cada agente, será determinado por la relación de la demanda del agente obtenida en el punto "b" entre la demanda obtenida en el punto "a". (ASEP, Nota No. DSAN-1996-06, de 27 de octubre de 2006).

(MID.5.4.2) Para los nuevos Participantes Consumidores, el CND calculará los factores de coincidencia con base en la curvas típicas previstas entregadas por dichos participantes consumidores.

(MID.5.5) Demanda Coincidente

(MID.5.5.1) El CND calculará la Demanda Máxima Coincidente mensual de los Participantes Consumidores, multiplicando el factor de coincidencia mensual de cada uno, por la respectiva demanda máxima mensual no coincidente suministrada.

(MID.5.5.2) El CND calculará la Demanda Máxima de Generación (DMG) con base en la sumatoria de las Demandas Máximas Coincidentes de los Participantes Consumidores, las Pérdidas Típicas de Punta y la Reserva para Confiabilidad de Largo Plazo.

(MID.5.6) Demanda Interrumpible

De acuerdo al numeral 5.2.1.1, literal C de la Reglas Comerciales, el CND debe entregar como parte del Informe Indicativo de Demandas, "la demanda interrumpible, de cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y de los clientes regulados de cada Distribuidor".

(MID.6.) Modificaciones Extraordinarias.

Se prevén dos tipos de modificaciones extraordinarias: por entrada o salida de Grandes Clientes al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y por desvíos significativos de la DMG.

(MID.6.1) Por Salida o Entrada de Grandes Clientes al MME

(MID.6.1.1) Casos Previstos para el Informe Indicativo

(MID.6.1.1.1) Los Grandes Clientes que hayan informado al CND que se convertirán, para el siguiente año en Participantes del MME, antes del 15 de julio deberán informar su consumo y demanda prevista en el formato requerido por el CND y el periodo establecido en las Reglas Comerciales. El CND solicitará al Distribuidor que remita sus proyecciones ajustadas descontando el consumo que tenía considerado asociado a este Gran Cliente.

(MID.6.1.1.2) Los Grandes Clientes que participan del MME o sus representantes, deberán informar su cambio a cliente regulado, si sus contratos no serán renovados para siguientes periodos.

(MID.6.1.2) Casos no Previstos para el Informe Indicativo

(MID.6.1.2.1) Conforme a lo establecido en las Reglas Comerciales, cada vez que un Gran Cliente deje de comprar en el Mercado Mayorista y opte por comprar a tarifa regulada, o viceversa, y este cambio no hubiese sido previsto en el Informe Indicativo de Demandas, el CND informará a los Participantes y a la ASEP los ajustes que correspondan a través de Adendas al INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS.

(MID.6.1.2.2) Vinculación de un Gran Cliente como Participante Consumidor.

Para la elaboración de las adendas al Informe Indicativo de Demandas producto de la vinculación de un Gran Cliente, el CND seguirá el siguiente procedimiento, que considera lo establecido en los Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia de los Grandes Clientes aprobados por la ASEP:

a) El Gran Cliente Activo o el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo que decida vincularse como Participante Consumidor, deberá informarlo al CND y a la Empresa Distribuidora a más tardar treinta (30) días calendarios antes de la fecha de vinculación. Junto con la notificación de la fecha de entrada, el Gran Cliente Activo o el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo deberá entregar al CND, la información correspondiente para su inclusión en el Informe Indicativo de Demandas

vigente de acuerdo a lo que se indica en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

b) El CND tendrá un máximo de tres (3) días hábiles para analizar la información remitida por el Gran Cliente Activo o por el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo, y requerir ajustes de ser necesario. De no emitir comentarios, se entiende que acepta toda la información. De requerirse ajustes, el Gran Cliente Activo o el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo tendrá un máximo de tres (3) días hábiles para remitir al CND las correcciones solicitadas.
c) Dentro de los tres (3) días hábiles después de recibida la información de la fecha de entrada por parte del Gran Cliente Activo o del Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo, el CND deberá requerir a la Empresa Distribuidora la información correspondiente a su proyección de consumo considerando la desagregación de la demanda del Gran Cliente, para su consideración en el Informe Indicativo de Demandas vigente de acuerdo a lo que se indica en las Reglas Comerciales.
d) La Empresa Distribuidora deberá suministrar al CND la información requerida de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales y esta metodología en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles.
e) El CND tendrá hasta un máximo de tres (3) días hábiles para analizar la información remitida por la Empresa Distribuidora, y requerir ajustes de ser necesario. De no hacerlo, se entiende que acepta toda la información. De requerirse ajustes, la Empresa Distribuidora tendrá un máximo de tres (3) días hábiles para remitir al CND las correcciones solicitadas.
f) El CND verificará que los participantes que han solicitado la vinculación al Mercado Mayorista cumplan con todos requisitos establecidos en las normas del Mercado Mayorista y que se cuente con la información de demandas actualizada de la Empresa Distribuidora. De cumplirse los requisitos el CND habilitará al Gran Cliente como Participante del Mercado y procederá a modificar el Informe Indicativo de Demandas.

(MID.6.1.2.3) Desvinculación de un Gran Cliente como Participante Consumidor.

Para la elaboración de las adendas al Informe Indicativo de Demandas, producto de la desvinculación de un Gran Cliente, el CND seguirá el siguiente procedimiento, que considera lo establecido en los Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia de los Grandes Clientes aprobados por la ASEP:

a) El Gran Cliente Activo o el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo que decida desvincularse como Participante Consumidor, debido a abandono total o parcial de su actividad o por decidir abastecerse en condiciones de cliente regulado, deberá informarlo al CND a más tardar treinta (30) días calendarios antes de la fecha de desvinculación. Esto no aplica en el caso del Gran Cliente que pierde su condición de tal.

b) Dentro de los tres (3) días hábiles después de recibida la fecha de desvinculación por parte del Gran Cliente Activo o del Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo, el CND deberá informar de la desvinculación del Gran Cliente a la ASEP y a la Empresa Distribuidora, y requerirá de esta última, la información correspondiente a su proyección de consumo considerando la demanda del Gran Cliente que regresa, para su inclusión en el Informe Indicativo de Demandas vigente, de acuerdo a lo que se indica en las Reglas Comerciales. Esto no aplica en el caso del Gran Cliente que pierde su condición de tal.
c) En el caso del Gran Cliente que pierde su condición de tal, el CND, dentro de los tres (3) días hábiles después de detectado el incumplimiento por parte del Gran Cliente del límite de demanda máxima, deberá informar de la desvinculación al Gran Cliente, a la ASEP y a la Empresa Distribuidora, y requerirá de esta última, la información correspondiente a su proyección de consumo considerando la demanda del Gran Cliente que regresa, para su inclusión en el Informe Indicativo de Demandas vigente, de acuerdo a lo que se indica en las Reglas Comerciales.
d) Tanto para el caso descrito en literal b como lo descrito en el literal c, la Empresa Distribuidora deberá suministrar al CND la información requerida de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales y esta metodología, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles.
e) El CND tendrá hasta un máximo de tres (3) días hábiles para analizar la información remitida por la Empresa Distribuidora, y requerir ajustes de ser necesario. De no hacerlo, se entiende que acepta la información. De requerirse ajustes, la Empresa Distribuidora tendrá un máximo de tres (3) días hábiles para remitir al CND las correcciones solicitadas.

(MID.6.1.2.4) El CND elaborará mensualmente, y de ser necesario, una adenda al Informe Indicativo de Demandas que incluirá los ajustes asociados a los Grandes Clientes cuya fecha de vinculación o desvinculación como Participante Consumidor del Mercado Mayorista esté prevista para el siguiente mes. Para la confección de la Adenda se considerará la información que ha sido aprobada a más tardar cinco (5) días hábiles antes de la finalización del mes.

El CND informará a los Participantes y a la ASEP, a través de la adenda al Informe Indicativo de Demandas los ajustes considerados.

(MID.6.1.2.5) Toda la información relacionada con la vinculación y desvinculación de los Grandes Clientes para la confección de las adendas al Informe Indicativo de Demandas, así como los ajustes y correcciones de esta información solicitados por el CND, se suministraran en los formatos y medios establecidos e informados por el CND.

(MID.6.2) Por desvíos significativos de la DMG

(MID.6.2.1) El CND podrá realizar modificaciones extraordinarias al Informe Indicativo de Demandas cuando existan desviaciones significativas en el consumo de energía entre lo previsto y la realidad. Los Participantes deben suministrar toda la información para los ajustes de la proyección de los consumos de energía requeridos por el CND. El CND evaluará y analizará la información recibida y podrá solicitar ajustes a la misma. Las modificaciones al Informe Indicativo de Demandas deberán ser propuestas por el CND y presentadas a la ASEP para su aprobación (Reglas Comerciales, numeral 5.2.1.8).

(MID.6.2.2) El Indicador de Desvío mide el porcentaje de error cometido en la predicción de la demanda máxima de generación mensual y del consumo de energía mensual del Informe Indicativo de Demandas con respecto a la demanda máxima mensual medida del Sistema Interconectado Nacional y el consumo total de energía registrado, respectivamente.

Indicador: Fórmula indicada en el MID.7.4.1

(MID.6.2.3) Desviación significativa de la DMG (MW): Se considerará como desviación significativa de la DMG del Informe Indicativo de Demandas cuando por dos meses sostenidos, durante los tres primeros trimestres del primer año de proyección, la diferencia absoluta de la DMG mensual estimada menos la DMG mensual real presenta una desviación:

i. De 5% de la demanda total
ii. De un 10 % de la demanda de cualquiera de las distribuidoras
iii. Del 10% de la sumatoria de la demanda de los Grandes Clientes, cuando esta sumatoria sea igual o mayor a la demanda de la distribuidora más pequeña.

(MID.6.2.4) Desviación significativa de la energía (MWh): De acuerdo a los análisis realizados las desviaciones de los consumos de energía generalmente van sincronizados con las desviaciones de la DMG, por consiguiente sólo se calculará para información y seguimiento del proceso de proyecciones.

(MID.6.2.5) El CND analizará la desviación significativa del DMG e identificará el o los responsables de la desviación, para solicitar sólo a éstos sus nuevas proyecciones, con la finalidad de realizar la modificación extraordinaria del IID. Los Participantes Consumidores convocados contarán con cinco (5) días hábiles para presentar sus datos corregidos, y sustentados adecuadamente.

(MID.6.2.6) El CND publicará en la web el seguimiento mensual de las proyecciones suministradas por los Participantes Consumidores, frente a los datos reales registrados por el Sistema de Medición Comercial (SMEC), con la finalidad de advertir con anticipación, posibles desviaciones significativas.

(MID.7) Indicadores.

Los conceptos para evaluar el proceso y la consistencia del Informe Indicativo de Demandas aplican a todos los involucrados en su elaboración, a continuación se detallan los indicadores con los márgenes de tolerancia aplicables a los Participantes Consumidores.

(MID.7.1) Indicador de Entregas (IE):

Corresponde al cumplimiento de la fecha de entrega de las proyecciones.

IE = Fecha de entrega real - Fecha estipulada, expresada en días.

Si la entrega es oportuna (con resultado cero o negativo) se consignará “Puntual”
Si la entrega es tardía, (con resultado positivo) se consignará “Atraso”.

(MID.7.2) Indicador de Sustentos (IS):

Corresponde al cumplimiento de la entrega de los sustentos de las proyecciones.

$$IS = \frac{\sum_{n=1}^{\infty}(a_1 + a_2..a_n)}{n} \times 100$$

Un punto para cada elemento básico entregado: 1) Modelo, 2) criterios, 3) hipótesis, 4) supuestos, 5) fórmulas, 6) listado de variables explicativas, 7) series históricas de variables explicativas, 8) series históricas de consumo, 9) justificación de cambios de tasas de crecimiento, 10)proyección de variables explicativas.

Valor óptimo: 100%. Valor menor de 80% requiere revisión, previo a la utilización de dicha proyección para el Informe Indicativo de Demandas.

(MID.7.3) Indicador de Coherencia (IC):

(MID.7.3.1) Corresponde a la coherencia de las proyecciones, respecto a sus variables explicativas, criterios, hipótesis, supuestos.

$$IC = \frac{\sum_{n=1}^{\infty}(a_1 + a_2..a_n)}{n} \times 100$$

Un punto para cada aspecto (a) evaluado con resultados coherentes.

(MID.7.3.2) Valor óptimo: 100%. Para las variables explicativas con resultados menores a 60%, las proyecciones entregadas requieren correcciones, antes de ser utilizadas para el Informe Indicativo de Demandas. Para la coherencia de las tasas de crecimiento proyectadas mensuales, con respecto a las históricas, el requerimiento es 100%, salvo que los cambios sean debidamente justificados.

(MID.7.4) Indicador de Desvíos (ID):

(MID.7.4.1) Corresponde a la medición del error de la proyección de DM mensual y del Consumo de energía mensual, aplicable durante el primer semestre del primer año proyectado.

Indicador de Desvíos de Demanda:

$$IDD = \left(\frac{\text{Valor real} - \text{Valor proyectado}}{\text{Valor real}} \right) \times 100$$

Indicador de Desvíos de Consumo:

$$IDC = \left(\frac{\text{Valor real} - \text{Valor proyectado}}{\text{Valor real}} \right) \times 100$$

Valor óptimo: 0% para cada variable medida.

Se calculará para cada mes, uno para la DM y otro para el Consumo de Energía, para el primer año de la proyección.

Para el valor real se deberán considerar los siguientes elementos: 1) Mediciones del SMEC de los distintos consumidores; 2) Energía No Suministrada; 3) Energía del plan de autoabastecimiento y 4) las Pérdidas de Transmisión.

El Valor proyectado corresponde al aprobado en el último Informe Indicativo de Demanda.

(MID.7.4.2) Se activará el proceso de modificación extraordinaria cuando se detecte un desvío significativo, según lo indicado en el (MID.6.2.3).

METODOLOGÍA PARA LA INTERRUMPIBILIDAD DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(ATENCIÓN: Para la aplicación de los procedimientos para la interrumpibilidad de intercambios debe considerar las metodologías que a continuación se indican: 1. Metodología para la Habilitación de Exportación de Energía Eléctrica; 2. Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica; 3. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 4. Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios y 5. Metodología para Administrar el Racionamiento de Energía Eléctrica).

(MIII.1) **OBJETIVO**

(MIII.1.1) Definir el procedimiento de detalle para determinar el orden de interrupción de los intercambios internacionales de energía de exportación e importación.

(MIII.2) **NORMAS GENERALES**

(MIII.2.1) "Dentro de lo estipulado en la normativa nacional, en el Tratado Marco y la Reglamentación del MER, y en los acuerdos operativos internacionales, con el fin de propiciar los niveles requeridos de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad, el CND está habilitado a interrumpir un intercambio de energía en cualquier interconexión internacional, aun cuando el mismo surja de un contrato, si lo requiere la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para prevenir o evitar su colapso total o parcial." (Numeral 13.3.1.1 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad).

(MIII.2.2) "El CND está habilitado a interrumpir una exportación en una interconexión internacional ante condición de déficit en el sistema para el suministro de la demanda nacional o para la reserva operativa necesaria según los criterios de calidad y seguridad vigentes, dando prioridad a las exportaciones firmes sobre las no firmes."(Numeral 13.3.1.3 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad).

(MIII.2.3) "En todo caso en que se deba reducir una exportación o importación, el CND deberá administrar la interrumpibilidad de intercambios en una interconexión internacional según la siguiente prioridad:

a) Primero reducir o interrumpir la exportación o importación no firme fuera de contratos, o sea de ocasión;
b) Luego, y en la medida que sea necesario, reducir o interrumpir intercambios por Contratos No Firmes,
c) Finalmente reducir o interrumpir los intercambios por contratos firmes."
(Numeral 13.3.1.6 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad).

(MIII.3) **DEFINICIONES**

Las definiciones aquí presentadas deben aclarar el enfoque de la redacción de la presente Metodología.

Calidad: la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

Seguridad: capacidad del SIN de soportar alguna contingencia y permanecer operando sin exceder la capacidad de los equipos, ni violar los rangos permisibles de voltaje y frecuencia, ni afectar el servicio a los usuarios.

Confiabilidad: garantía de continuidad del servicio respetando los criterios de calidad y seguridad vigentes.

Contratos Firmes: contratos regionales celebrado entre agentes del MER que establecen prioridad de suministro a la parte compradora.

Contratos No Firmes: son compromisos de inyección y retiro en los nodos de la RTR que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora.

Ofertas de oportunidad: son ofertas de inyección y retiro de corto plazo en los nodos de la RTR.

(MIII.4) **PERIODO Y PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LA INTERRUMPIBILIDAD**

(MIII.4.1) **PREDESPACHO SEMANAL**

El CND utilizará los resultados obtenidos en Predespacho Semanal para detectar la necesidad de la aplicación de la interrumpibilidad de una transacción en el Mercado Eléctrico Regional.

(MIII.4.1.1) Exportación. En el caso de las exportaciones, el CND activará el proceso de Interrumpibilidad total o parcial prevista, dependiendo de las condiciones siguientes:

1. Interrumpibilidad Total. Detectada una condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Energía (MDR.4.2) o de Estado de Alerta de Racionamiento por Energía (MDR.4.6), de ser necesario no se tramitarán transacciones.

   Se puede presentar una Interrumpibilidad Total para una condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Potencia (MDR.3.2) o por un Estado de Alerta de Racionamiento por Potencia (MDR.3.8), cuando los análisis del CND así lo demuestren.

2. Interrumpibilidad parcial. Detectada una condición de Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Potencia (MDR.3.2) o por un Estado de Alerta de Racionamiento por Potencia (MDR.3.8), de ser necesario se verificarán los días y las horas donde no se tramitarán transacciones.
   Para ello se verificará que la diferencia entre la Potencia disponible de generación (DG) y la demanda del SIN al menos es inferior a la Reserva Contingente requerida.

3. Cuando el CND detecte la necesidad de mejorar y/o mantener los niveles en los embalses de regulación mayor a noventa (90) días para garantizar el suministro de la demanda nacional y no estén presente alguna de las condiciones que definen la activación de la Alerta Temprana de energía y/o potencia establecidas en la MDR, el CND podrá interrumpir, ya sea de forma parcial o total, las exportaciones de energía.

   Para ello el CND mantendrá un seguimiento constante de las variables y resultados de la planificación y programación semanal del despacho, que le permitan identificar la afectación a los embalses y a su participación en el aseguramiento del suministro de la demanda. Las variables a monitorear serán:

   - Niveles de los Embalses con Regulación mayor a 90 días.
   - Niveles Críticos de los Embalses.
   - Almacenamiento de Energía en los Embalses.
   - Vertimiento.
   - Probabilidades de Vertimiento.
   - Aportes.
   - Generación vs Potencia Firme de las Centrales de Pasada.
   - Déficit de Energía.
   - Probabilidades de Déficit de Energía.
   - Costos Totales.
   - Costos Marginales.
   - Curva de Aversión al Riesgo.
   - Indisponibilidades Programadas y No Programadas del Plantel de Generación.
   - Comportamiento de la Producción de las ERNC y/o su proyección.
   - Comportamiento de los Intercambios de Energía y/o su proyección.

   El CND informará a los Participantes del Mercado, en la reunión de planeamiento semanal o en la publicación de una actualización del despacho la fecha de inicio de la aplicación de esta medida y luego la fecha de finalización de la aplicación de esta medida. La información presentada deberá contener los criterios y valores utilizados para la toma de decisión.

(MIII.4.1.1.1) Proceso de Declaración de Interrumpibilidad Total

1. El CND notificará a las autoridades competentes nacionales, regionales y a todos Participantes del Mercado por ATBDE, EARE, ATBDP o EARP para la siguiente semana.
2. El CND, siguiendo el orden de prioridad establecido en el numeral (MIII.2.3), solo tramitará Contratos Firmes, Contratos No Firmes y ofertas de oportunidad que sean factibles, según los resultados de los análisis realizados.
3. El CND generará el Predespacho Nacional para el MER, que considere la interrumpibilidad definida, colocando en los nodos de la RTR de Panamá, únicamente los excedentes permitidos.

.

(MIII.4.1.1.2) Proceso de Declaración de Interrumpibilidad Parcial

1. El CND notificará a las autoridades competentes nacionales, regionales y a todos Participantes del Mercado por ATBDP o EARP para la siguiente semana.
2. El CND, siguiendo el orden prioridad establecido en el numeral (MIII.2.3), solo tramitará Contratos Firmes, Contratos No Firmes y ofertas de oportunidad en los días y horas factibles, según los resultados de los análisis realizados.
3. El CND generará el Predespacho Nacional para el MER con excedentes únicamente en los nodos de la RTR de Panamá en los días y horas factibles.

(MIII.4.1.2) Importación. En el caso de las importaciones, el CND activará el proceso de Interrumpibilidad total o parcial prevista, dependiendo de las condiciones siguientes:

1. Interrumpibilidad Total. En condiciones de riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente, definidas en el artículo (MPD.3.6.7) y existe un conflicto en el uso del Sistema Nacional de Transmisión (MPS.3.5.4.).
2. Interrumpibilidad Parcial. Detectada cuando los estudios de seguridad para definir los límites de retiro regionales afectan la capacidad de flujo del SIN, limitando la capacidad de importación por bloque horario (máxima, media y mínima). La interrumpibilidad aplicará cuando el volumen de transacciones solicitadas para importación excede los límites de seguridad en los días y horas correspondientes.

(MIII.4.1.2.1) Proceso de Declaración de Interrumpibilidad Total

1. El CND notificará a las autoridades competentes nacionales, regionales y a todos Participantes del Mercado.
2. El CND no tramitará Contratos Firmes ni los Contratos No Firmes recibidos.
3. El CND no realizará ofertas de oportunidad de compras al MER.

(MIII.4.1.2.2) Proceso de Declaración de Interrumpibilidad Parcial

1. El CND notificará a las autoridades competentes nacionales, regionales y a todos Participantes del Mercado.
2. El CND no tramitará los Contratos Firmes ni los Contratos No Firmes recibidos para los días y horas no factibles.
3. El CND no realizará ofertas de oportunidad de compras al MER para los días y horas no factibles.

(MIII.4.2) **PREDESPACHO DIARIO**

El CND utilizará la información disponible para la aplicación de la interrumpibilidad de una transacción en el Mercado Eléctrico Regional.

(MIII.4.2.1) Exportación. En el caso de las exportaciones, el CND aplicará la Interrumpibilidad, considerando las condiciones ya listadas en (MIII.4.1.1). Para ello se verificará la ocurrencia de alguna las condiciones según (MDR.4.2) y que la diferencia entre la Potencia disponible de generación (DG) y la demanda del SIN al menos es inferior a la Reserva Contingente requerida.

(MIII.4.2.1.1) Aplicación de interrumpibilidad

1. El CND solicitará al EOR un ajuste al Redespacho Regional (Numeral 5.12 Libro II RMER).
2. El CND modificará el Predespacho Nacional para el MER cancelando los excedentes en las horas no factibles. La prioridad a considerar será el siguiente:

   - Primero se reduce los excedentes en los nodos asociados a transacciones con exportación de oportunidad.
   - Después se reducen los excedentes en los nodos asociados a transacciones con Contratos No Firmes.
   - Luego, y de ser necesario, se reducen los excedentes en los nodos asociados a transacción con Contratos Firmes.

(MIII.4.2.2) Importación. En el caso de las importaciones, el CND aplicará la Interrumpibilidad por las siguientes condiciones:

1. Fallas o indisponibilidad no programada en el Sistema de Transmisión que afecten la Seguridad Operativa.
2. Si una o más plantas de generación se encuentran en riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente y existe un conflicto en el uso del Sistema Nacional de Transmisión.

(MIII.4.2.2.1) Aplicación de interrumpibilidad

1. El CND solicitará al EOR un ajuste al Predespacho Regional. (Numeral 5.12 Libro II RMER).
2. El CND modificará la capacidad de importación considerando el siguiente orden de interrumpibilidad:

- Se reduce la importación de oportunidad y la importación por Contratos No Firmes.
- Luego, y de ser necesario la importación, por Contratos Firmes.

(MIII.4.3) **OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

(MIII.4.3.1) Exportación. En el caso de las exportaciones, el CND aplicará la Interrumpibilidad ante contingencia que implique la desconexión de carga y/o incumpla con el requerimiento de reservas operativas.

(MIII.4.3.1.1) Procedimiento de interrumpibilidad

1. El CND solicitará al EOR un Redespacho al Predespacho Regional (Numeral 5.17.7 Libro II RMER).
2. El CND modificará el Predespacho Nacional para el MER cancelando los excedentes en las horas necesarias, manteniendo el siguiente orden:

- Primero se reduce los excedentes para la exportación de oportunidad.
- Después los excedentes para Contratos No Firmes.
- Luego y de ser necesario los excedentes para Contratos Firmes.

(MIII.4.3.2) Importación. En el caso de las importaciones, el CND aplicará la Interrumpibilidad por las siguientes condiciones:

1. Fallas o indisponibilidad no programada en el Sistema de Transmisión que afecten la Seguridad Operativa.

2. Si en operación en tiempo real una o más plantas de generación inician vertimiento y se vea afectado la operación del SIN por la importación.

(MIII.4.3.2.1) Aplicación de interrumpibilidad

1. El CND solicitará al EOR un Redespacho al Predespacho Regional (Numeral 5.17.7 Libro II RMER).
2. El CND modificará la capacidad de importación considerando el siguiente orden de interrumpibilidad:

- Se reduce la importación de oportunidad y la importación por Contratos No Firmes.
- Luego y de ser necesario la importación por Contratos Firmes.

METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO Y CONTROL DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

(MRCP.1) **OBJETIVO**

(MRCP.1.1) Definir el procedimiento de detalle que debe seguirse para el registro, modificación y actualización de la información de los sistemas de protecciones de las instalaciones de cada Agente del Mercado conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para dar seguimiento a las acciones producto del desempeño de estos sistemas ante eventos, de tal forma que contribuya a una operación confiable del SIN.

(MRCP.2) **NORMAS GENERALES Y TÉCNICAS RELACIONADAS CON LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

(MRCP.2.1) Los Agentes deben presentar a CND el Diagrama Unifilar de la nueva conexión con las nomenclaturas propuestas en cumplimiento del numeral (NGD.4.26) del Reglamento de Operación, quien podrá solicitar el cambio y/o corrección de éstas, en atención al presente procedimiento. Las nomenclaturas propuestas no podrán ser utilizadas si no han sido aprobadas por el CND. De no contarse con una nomenclatura apropiada para un equipo y/o al existir una confusión en la nomenclatura a emplear, será el CND quien defina la nomenclatura apropiada para el o los equipos y considerará el caso para su inclusión en el Reglamento de Operación.

(MRCP.2.2) Los Agentes deben presentar a ETESA, los estudios de coordinación de protección que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión, numeral (NIS.3.3) del Reglamento de Operación.

(MRCP.2.3) Para efectos de la autorización para el funcionamiento operativo de la conexión por parte del CND, definido en el artículo 50 del Reglamento de Transmisión, se debe cumplir con las pruebas de coordinación de protecciones de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación, numeral (NIS.4.2).

(MRCP.2.4) Antes de la primera energización y/o sincronización de cualquier unidad generadora subestación o línea y como requisito para la entrada en operación, de conformidad con el numeral (NIS.4.3) del Reglamento de Operación, el interesado deberá presentar además al CND la información de ajustes de protecciones y dispositivos de control y los diagramas unifilares de protecciones.

(MRCP.2.5) Los niveles de falla a ser utilizados para la selección de los ajustes de las protecciones serán el resultado del estudio de corto circuito realizado por el Agente, coordinado con ETESA y el Agente por el cual se vincula al SIN, de acuerdo con el numeral (NIS.5.2) del Reglamento de Operación.

(MRCP.2.6) De acuerdo a lo establecido en el numeral (MOM.3.49) del Reglamento de Operación, en caso de producirse un cambio (topología de la red, cambio de protecciones, etc.), ya sea en el sistema de las Generadoras, Distribuidoras o Grandes Clientes o en el

sistema de transmisión, que pueda afectar la coordinación apropiada de los dispositivos de protección entre los Agentes del Mercado, la empresa responsable tendrá la obligación de notificar a los otros Agentes del Mercado con antelación de treinta (30) días calendario, con el propósito de coordinar una solución. Tales cambios no se realizarán sin la aprobación del CND.

(MRCP.2.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, numerales (NII.1.8) y (NII.1.9) del Reglamento de Operación, los Agentes deben suministrar los siguientes parámetros: Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión.

(MRCP.2.8) El CND para garantizar la confiabilidad del SIN, puede requerir que los Agentes modifiquen o expandan los requerimientos de los dispositivos de protección. Reglamento de Operación, numeral (NIS.5.3).

(MRCP.2.9) Los Agentes deben coordinar a través de libranzas los trabajos que involucren la afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV, Reglamento de Operación numeral (MOM.3.1).

(MRCP.2.10) En cumplimiento del numeral (MOM.2.3) del Reglamento de Operación después de ocurrida toda maniobra de emergencia en el SIN, los Agentes involucrados deben informar al CND, el desempeño de los esquemas de protecciones que operaron en el evento.

(MRCP.2.11) Con referencia a las alarmas y señales asociadas a los estados de los equipos las mismas deberán ser reportadas con estampado de tiempo SOE (Sequence of Event), que permita conocer el instante exacto del cambio de estado en campo. Esta información es requerida para analizar la secuencia de actuación durante eventos y maniobras de recuperación del SIN. Para lograr el objetivo las instalaciones o equipos de los Agentes (UTR, SCADA, protecciones, etc) deben ser sincronizadas por relojes satelitales (GPS), según el numeral (NII.1.5) del Reglamento de Operación.

(MRCP.3) PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO DE ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN A TRAVÉS DE LA WEB DEL CND PARA AGENTES EXISTENTES

(MRCP.3.1) El Agente deberá ingresar con las credenciales otorgadas por el CND, a la sección definida en el portal web del CND para la actualización de la información del sistema de protección.

(MRCP.3.2) En la interfaz del Sistema de Protecciones del CND, se podrá actualizar la siguiente información cuando existan cambios en los esquemas de protección y/o información faltante, según aplique:

Resumen de Protecciones

Descargas de los ajustes de las protecciones, tanto primarias como secundarias o de respaldo
Estudio de Coordinación de protecciones
Diagrama unifilar de protecciones
Planos de Conexionado AC y DC, trifilares y de disparos y bloqueos
Manuales de las protecciones
Pruebas de comisionado de la protección asociadas a la puesta en servicio, debidamente documentadas y firmadas por el personal idóneo que representan a las partes involucradas en las pruebas.
Las pruebas de puesta en servicio deben estar documentadas con sus correspondientes números de libranzas
Plan de Mantenimiento
Firmware de las protecciones digitales
Actualizaciones de firmwares, en caso de que se haya requerido

(MRCP.3.3) La información deberá suministrarse en los formatos establecidos por el CND para cada uno de los tipos de información.

(MRCP.3.4) La actualización de esta información en la web y en los formatos establecidos por el CND es responsabilidad del Agente.

(MRCP.3.5) El CND establecerá los formatos a ser utilizados para aplicar en esta metodología y formarán parte de la misma. Las adecuaciones futuras de estos formatos serán realizadas por el CND e incorporadas a esta metodología. Tales adecuaciones no requerirán de un proceso de modificación de esta Metodología.

(MRCP.4**)** **PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO INICIAL DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN A TRAVÉS DE LA WEB DEL CND PARA NUEVOS AGENTES**

(MRCP.4.1) El nuevo Agente deberá solicitar al CND mediante nota su intención de registrar la información de su sistema de protección e indicar las generales que el CND solicite.

(MRCP.4.2) El CND le suministrará las credenciales temporales necesarias para el registro de la información inicial, en un periodo de tres (3) días hábiles a partir de haber recibido la solicitud.

(MRCP.4.3) El Agente deberá ingresar a la sección del portal web del CND definida para registro de la información del sistema de protección, con las credenciales otorgadas por el CND y presentar en los formatos establecidos por el CND, los estudios de coordinación de Protección que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Conexión, una vez el Agente tenga su diseño junto a los estudios eléctricos correspondientes, así como los equipos definidos a utilizar en el proyecto.

A continuación, la información detallada que debe ser suministrada:

Resumen de Protecciones
Descargas de los ajustes de las protecciones, tanto primarias como secundarias o de respaldo
Estudio de Coordinación de protecciones
Diagrama unifilar de protecciones
Planos de Conexionado AC y DC, trifilares y de disparos y bloqueos
Manuales de las protecciones
Pruebas de Fábrica FAT y protocolos de pruebas para puesta en servicio, SAT, debidamente firmados por el personal idóneo que representan a las partes involucradas en las pruebas. Las pruebas de puesta en servicio deben estar documentadas con sus correspondientes números de libranzas.
Pruebas de comisionado de la protección asociadas a la puesta en servicio, debidamente documentadas y firmadas por el personal idóneo que representan a las partes involucradas en las pruebas.
Las pruebas de puesta en servicio deben estar documentadas con sus correspondientes números de libranzas
Plan de Mantenimiento
Firmware de las protecciones digitales
Actualizaciones de firmwares, en caso de que se haya requerido

(MRCP.4.4) El CND debe verificar que los estudios de coordinación de protección garantizan la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). De cumplir con los requisitos debe aprobarlos, de lo contrario enviarlos al Agente señalando los comentarios respectivos para que realice las modificaciones pertinentes al caso. El CND contará con 10 días hábiles para dar respuesta a la solicitud del Agente.

(MRCP.4.5) El CND debe verificar las protecciones de acuerdo con el diagrama unifilar aprobado y de requerir modificaciones o ajustes a los esquemas de protecciones debe solicitarle al agente dichos cambios. En caso contrario el CND deberá proceder con la aprobación.

(MRCP.4.6) Una vez el Agente obtenga la aprobación por el CND y de los otros requerimientos exigidos en las normas, podrá continuar con el proceso de conexión.

(MRCP.5) REPORTES DE LA INFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

(MRCP.5.1) El CND debe generar, trimestralmente, reportes de la actualización de la información del sistema de Protección que contenga la siguiente información:

- Nuevos Agentes
- Nueva información de protección ingresada
- Modificaciones realizadas
- Información Faltante
- Libranzas de intervención de sistemas de protección

(MRCP.5.2) El procedimiento de actualización de los reportes será sobre la base de los ítems de protecciones solicitados en los artículos MRCP.3.2 y MRCP.4.3, para el manejo eficiente de la información por parte del CND.

(MRCP.5.3) El CND deberá publicar trimestralmente en el portal web del CND, los reportes definidos en el artículo (MRCP.5.1).

(MRCP.6) SEGUIMIENTO DEL REGISTRO DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE AGENTES EXISTENTES

(MRCP.6.1) Los Agentes existentes que muestren en los reportes trimestrales información faltante de acuerdo a los requisitos establecidos en las normas, deberán realizar el registro de esta información en la base de datos del sistema de protección.

(MRCP.6.2) Los Agentes deberán cumplir con lo establecido en los artículos del módulo (MRCP.3) procedimiento para registro de la información del sistema de protección a través de la web del CND.

(MRCP.6.3) Una vez los Agentes han registrado toda la información, lo notificarán vía correo electrónico al CND para su verificación y aprobación.

(MRCP.6.4) El CND deberá verificar toda la información del sistema de protección que el Agente registró en la Base de Datos. Si se encuentra alguna discrepancia con la información que tenga el CND, en el proceso de revisión se le notificará vía correo electrónico. El proceso se repite hasta que la información esté correcta.

(MRCP.6.5) El CND notificará vía correo electrónico al Agente, que la información registrada en la Base de Datos es correcta y que para cualquier actualización o modificación deberá seguir lo establecido en esta metodología.

(MRCP.7) MODIFICACIONES DE PARÁMETROS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

(MRCP.7.1) El CND con el objetivo de garantizar la confiabilidad del SIN y basado en los reportes del comportamiento del Sistema de Protección ante eventos en el SIN y en los informes de seguridad operativa anual o semanal y/o cualquier otro estudio realizado, podrá solicitar a los Agentes que modifiquen o expandan los requerimientos de los dispositivos de protección.

(MRCP.7.2) El Agente deberá analizar y presentar su propuesta para realizar las modificaciones solicitadas por el CND. Deberá notificar al CND y a los Agentes involucrados con antelación de treinta (30) días calendario los cambios que resultaron del análisis solicitado para su revisión y aprobación. Igual una vez sean realizados en campo lo informará al CND para su verificación.

(MRCP.7.3) Cuando el Agente requiera modificar su sistema de protección, deberá coordinar y notificar al CND y a los Agentes involucrados, con una antelación de treinta (30) días calendario, los cambios que va a realizar para su revisión y aprobación.

(MRCP.7.4) El CND realizará la verificación de las modificaciones solicitadas, si se encuentra alguna inconformidad la notificará vía correo electrónico. El proceso se repite hasta que la modificación esté correcta. El CND en un lapso no mayor de 10 días hábiles deberá dar respuesta a la primera solicitud de modificación de parámetros realizada por el Agente.

(MRCP.7.5) Estas modificaciones deberán ser coordinadas y realizadas a través de la libranza respectiva.

(MRCP.7.6) Una vez aprobada la modificación, el Agente deberá realizar la actualización de su sistema de protecciones, cumpliendo lo establecido en el módulo (MRCP.3) Registro de la información del sistema de protección de Agentes existentes.

(MRCP.7.7) Cuando se trate de modificaciones producto de alguna emergencia y/o operación incorrecta, el Agente notificará al CND y a los Agentes involucrados las acciones y trabajos que requiere realizar, los cuales se realizaran cumpliendo el procedimiento de ejecución de libranza de emergencia establecido en el Reglamento de Operación.

(MRCP.8) CONTROL DEL REGISTRO DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

(MRCP.8.1) Se realizará pruebas de verificación de información del sistema de protección, en sitio o a través de intercambio de información de manera electrónica con el Agente, para garantizar que lo registrado en el sistema de información relacionado de protecciones de las Plantas de Generación y Subestaciones del SIN esté correcto y actualizado. Estas pruebas se deberán realizar en coordinación con los Agentes y de acuerdo a la programación anual realizada por el CND e informada oportunamente a los Agentes.

(MRCP.8.2) El CND realizará las verificaciones de la información del sistema de protección en conjunto con los Agentes, al igual que los seguimientos a los planes de mantenimiento, los cuales podrán ser en sitio, indicando oportunamente a los Agentes la fecha para realizar las visitas. Los planes de mantenimiento deberán ser entregados anualmente a más tardar el 30 de noviembre, en formulario suministrado por el CND.

(MRCP.8.3) Los trabajos a considerar dentro de los planes de mantenimiento de protecciones, a realizar por los Agentes, serían verificación de ajustes, pruebas de inyección secundaria, revisión de conexionados, pruebas de disparo de interruptores por protecciones, pruebas de esquemas, pruebas de inyección primaria cuando sean requeridas, y otras que sean consideradas por los Agentes.

(MRCP.8.4) El CND preparará un informe de los resultados de las verificaciones de la información de protecciones, al igual que lo visto en la realización del plan de mantenimiento y se lo enviará a los Agentes con las respectivos hallazgos y recomendaciones.

(MRCP.8.5) El Agente deberá realizar lo indicado en los hallazgos y recomendaciones presentadas en el informe, de acuerdo con lo establecido en los módulos (MRCP.6) y (MRCP.7) de esta metodología.

(MRCP.9) REPORTES DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ANTE EVENTOS EN EL SIN.

(MRCP.9.1) Cada vez que ocurra un evento en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), donde se observen irregularidades en el desempeño de las protecciones, el CND con la información suministrada por los Agentes involucrados en el evento, generará los informes o reportes de actuación de los esquemas de protección.

(MRCP.9.2) Los Agentes involucrados en el evento según la MIE.6, deben suministrar al CND, toda la información referente a la actuación y desempeño de sus sistemas de protección, detallando ajustes, marcaciones, oscilografías, registros de eventos y conclusiones respecto a su actuación, entre otras informaciones.

(MRCP.9.3) El CND debe verificar que la información suministrada por los Agentes esté correcta en lo referente al evento, fecha, hora y lugar, la cual debe cumplir con lo indicado en MRCP.2.11.

(MRCP.9.4) El CND debe verificar la actuación de los equipos de protección contra la información relacionada al evento que entreguen los Agentes involucrados.

(MRCP.9.5) Si se detectan anomalías en las protecciones, el CND las notificará vía correo electrónico a los Agentes responsables; y estos tendrán que realizar los ajustes correspondientes de acuerdo con lo establecido en (MRCP.7).

FORMATOS

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS	SUBESTACIÓN	EQUIPO	PROTECCIÓN ANSI	MODELO	2022																					
					Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
					I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Pruebas a Esquemas de Protección de Generador																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Línea																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Transformadores de Potencia																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Transformadores de Tierra																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Banco de Capacitores																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Banco de Reactores																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Barras																										
Pruebas a Esquemas de Protección de Fallo de Interruptor																										

INVENTARIO DE PROTECCIONES

Nombre del proyecto
Subestación

casillas con ejemplos

I - PROTECCIONES DEL GENERADOR

Dispositivo	Función	En servicio	Fuera de servicio	Último mantenimiento	Observaciones
21	Respaldo para fallas de fases en el sistema y en la zona del generador.				
24	Protección para sobreexcitación del generador.				
32	Relé de protección de antimotorización.				
40	Protección de pérdida de campo				
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa				
51G	Protección de sobrecarga del generador				
49	Protección térmica del estator				
51GN	Relé de sobrecorriente a tierra temporizado				
51TN	Respaldo para fallas a tierra				
51V	Relé de resopaldo para fallas externas				
59	Protección de sobretensión				
59GN	Protección de falla a tierra en el estator				
64F	Protección de falla a tiera del campo				
78	Protección de pérdida de sisncronismo				
81U	Relé de baja frecuencia				
81O	Relé de sobrefrecuencia				
87G	Protección Primaria de fallas de fases del generador				
87N	Protección diferencial de falla a tierra del estator				

II - PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

Dispositivo	Función	En servicio	Fuera de servicio	Último mantenimiento	Observaciones
87T-1	Relé diferencial.			01/03/2020	
87T-2	Relé diferencial.				
87U	Relé diferencial para la protección total de generador - transformador		✓		
51T	Protección de sobrecarga				

III - PROTECCIÓN DE LÍNEA

Dispositivo	Función	En servicio	Fuera de servicio	Ultimo mantenimiento	Observaciones
87L -1	Diferencial de línea				
87L - 2	Diferencial de línea				
21	Protección de distancia	✓			
67	Fallas externas				
67N	Fallas de alta impedancia	✓			

IV - RELES 25/27 Verificador de sincronismo y permisivo de cierre por bajo voltaje del Interruptor de enlace con el SIN

Dispositivo	Identificación de acuerdo al Unifilar del SIN	En servicio	Fuera de servicio	Último mantenimiento	Observaciones
25/27					
25/27					
25/27					

V - PROTECCIÓN DE BARRA

Dispositivo	Función	En servicio	Fuera de servicio	Último mantenimiento	Observaciones

VI - OTROS

Dispositivo	Función	En servicio	Fuera de servicio	Último mantenimiento	Observaciones

INVENTARIO DE RELEVADORES

Nombre del proyecto	
Subestación	

casillas con ejemplos

I - RELEVADORES INSTALADOS									
EQUIPO A PROTEGER	LT 230-6C	LT 230-6C							
NOMENCLATURA DEL EQUIPO	230-6C PS	230-6C PP							
TIPO DE RELEVAODR NORMA ANSI	21, 67N	21, 67N							
FABRICANTE Y MODELO	GE D60	SEL 421							
NUMERO DE SERIE	AABC02000825	2009196263							
AÑO DE INSTALACION	2010	2010							
RELACIÓN DE CT's UTILIZADA	1200:5	1200:5							
RELACIÓN DE PT's UTILIZADA	2000:1	2000:1							
RANGO DE OPERACIÓN DEL CT									
RANGO DE OPERACIÓN DEL PT									

MATRIZ DE DISPARO

Nombre del proyecto	
Subestación	

casillas con ejemplos

PROTECCION	MODELO	INTERRUPTORES QUE ACTUAN							
PROTECCIONES DE GENERADOR									
PROTECCIONES DE LINEA									
230-6C PP	D60	23A22	23M22						
230-6C PS	SEL 421	23A22	23M22						
PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR									
PROTECCIONES DE BARRA									
OTRAS PROTECCIONES									

SEÑALES SCADA

Indicar si las Señales de Medición al SCADA CND, vienen de:								Las Protecciones tienen oscilografía	
CT Medición	Relación	CT Protección	Relación	PT Medición	Relación	PT Protección	Relación	Sí	No

Metodología para Gestionar los Grandes Clientes en el Mercado Mayorista de Electricidad (MGC)

(MGC.1) **Objetivo**

Detallar los requisitos para gestionar los trámites, comerciales, operativos y técnicos, necesarios para la entrada en operación comercial de los Grandes Clientes en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

(MGC.2) **Aspectos Normativos Generales**

(MGC.2.1) Las normas establecidas que contemplan la participación de los Grandes Clientes en el Mercado Mayorista son:

- Las Reglas Comerciales: Definen el manejo de la administración comercial del Mercado Mayorista de Panamá. Temas en el Mercado de Contrato, Mercado Ocasional y otros servicios.
- Reglamento de Operación: Criterios para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y compensar los intercambios de energía entre Agentes del Mercado.
- Criterios y Procedimientos para la venta de energía y potencia a Grandes Clientes (Resolución AN N° 961-Elec de 25 de junio de 2007) y sus modificaciones.
- Reglamento de Transmisión: Se establecen los requisitos de conexión de ser necesario y las normas de calidad que se deben cumplir.
- Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago (MGP).
- Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC).
- Metodología para la Verificación del Sistema de Medición Comercial (MVS).
- Metodología para la administración del Sistema de medición Comercial (MAM).
- Metodología para la elaboración y modificación extraordinaria del informe indicativo de Demanda (MID).
- La Resolución AN Nº 3480 -Elec de 10 de mayo de 2010 que crea y regula el funcionamiento de una Bolsa de Energía para Grandes Clientes"

(MGC.3) **Requisitos y Trámites Generales para el Registro**

(MGC.3.1) El Gran Cliente Activo o el Participante Productor en nombre del Gran Cliente Pasivo (Representante) deberá solicitar al CND mediante nota su decisión de vincularse como Participante Consumidor e indicar en la misma su dirección de correo electrónico. El CND le suministrará las credenciales necesarias para el registro de la

información inicial indicada en el numeral (MGC.3.2), en un periodo de dos (2) días hábiles a partir de haber recibido la solicitud.

(MGC.3.2) Para iniciar el proceso de registro, el Gran Cliente Activo o el Representante, deberá suministrar obligatoriamente al CND a través del sistema vía web establecido la siguiente información:

Nombre de la Empresa
Razón Social
Representante Legal
Personal asignado para trámites con el CND y sus correos electrónicos
Copia del Certificado de Registro Público
Distribuidora con quien contrata la potencia
Número de cliente y su número de identificación (NIS o NAC)
Dirección física y teléfono
Punto de conexión
Tipo: Activo/Pasivo
Medición: SMEC/Medidor de la distribuidora
Nota de comunicación de la Fecha de vinculación
Proyecciones de demanda y consumo en los formatos establecidos por el CND

Esto con el objetivo de iniciar el proceso de la vinculación y su correspondiente seguimiento en el Mercado Mayorista de Electricidad. De existir información faltante, se considerará que el potencial Gran Cliente no ha iniciado su tramitación de habilitación. Una vez completado el registro de toda la información el Gran Cliente Activo o al Representante será notificado vía web que ha sido registrado satisfactoriamente.

(MGC.3.3) La actualización de esta información en la web y en los formatos establecidos por el CND es responsabilidad del Gran Cliente Activo o del Representante.

(MGC.4) **Fecha de la Vinculación al MME**

(MGC.4.1) El Gran Cliente Activo o el Representante podrá modificar la fecha de vinculación, siempre y cuando la nueva fecha sea posterior a la fecha informada inicialmente. Esto deberá ser notificado al CND y a la Distribuidora con una antelación de 7 días hábiles a la fecha anunciada en el numeral MGC.3.2.

(MGC.4.2) El CND dará seguimiento a todos los requisitos establecidos en esta metodología para la vinculación de los Grandes Clientes y a cualquier otro que las normativas definan, para ello verificará tres (3) días hábiles, antes de la fecha de vinculación, el cumplimiento de los mismos.

(MGC.4.3) Si en esta verificación se determina el incumplimiento de alguno de los requisitos, el CND informará el detalle del incumplimiento al Gran Cliente Activo o al Representante.

El Gran Cliente Activo o el Representante procederá a subsanar el incumplimiento e informará al CND por los medios establecidos. El CND verificará dentro de los tiempos previstos en las normas, el efectivo cumplimiento.

Al siguiente día hábil el CND informará el cumplimiento o no de los requisitos y lo notificará al Gran Cliente Activo o al Representante. De haber un incumplimiento se repetirá lo señalado en el párrafo anterior. De cumplirse todos los requisitos la nueva fecha de vinculación será tres (3) días hábiles posteriores a esta notificación, como lo establecido en el numeral (MGC.4.2).

(MGC.5) **Opción Comercial de Participación en el MME**

Mercado de Contratos

(MGC.5.1) El Gran Cliente Activo o el Representante debe presentar a la ASEP el Contrato de Suministro para su debido registro.

(MGC.5.2) El Gran Cliente Activo o el Representante una vez recibió el registro por parte de la ASEP, debe presentar al CND la solicitud de viabilidad al Contrato de Suministro de acuerdo a los plazos y requisitos establecidos en el numeral 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales y mediante los medios establecidos e informados por el CND.

(MGC.5.3) El Contrato de Suministro entre un Gran Cliente y un Agente Vendedor no podrá contravenir lo establecido en las normas, las leyes y demás disposiciones vigentes del sector eléctrico y deberá contener como mínimo para la viabilidad por parte del CND, lo siguiente:

a) Identificación de la parte compradora y la parte vendedora.
b) La fecha de suscripción y vigencia del contrato.
c) La fecha de inicio de suministro y fecha final de suministro.
d) Tipo de contrato.
e) Los puntos de entrega de energía por parte del Participante Productor.
f) Los puntos de retiro de energía del Participante Consumidor.
g) La energía contratada durante el período de vigencia.
h) La forma de asignación de energía contratada para toda la vigencia del contrato.
i) Que el Participante Productor se compromete a operar de acuerdo a las instrucciones del CND que resulten del despacho económico.
j) Que el participante productor se compromete a aportar los servicios auxiliares.
k) Que el contrato no establece un compromiso físico bilateral entre las partes que obligue a una determinada generación que altere el despacho económico.
l) Debe contener el proceso para la realización de enmiendas a los contratos.
m) Precio de la energía contratada durante la vigencia del contrato.
n) Para aquellos contratos en los que se permita la venta de potencia, el precio de la potencia contratada durante la vigencia del contrato.
o) Identificar la parte responsable de las pérdidas de transmisión.

(MGC.5.4) El CND debe revisar el Contrato de Suministro considerando el contenido de los numerales (MGC.5.2) y (MGC.5.3). De cumplirse todos los requisitos el CND procede a otorgar la viabilidad al contrato de suministro o en su defecto el mismo será rechazado y se solicitarán las modificaciones correspondientes. Cualquiera que sea la decisión, la misma será informada a través de los medios establecidos e informados por el CND, en el plazo establecido en las Reglas Comerciales.

Mercado de Oportunidad

(MGC.5.5) Para realizar compras en el Mercado Ocasional, el Gran Cliente Activo deberá proporcionar al CND vía web la información necesaria para la programación y el despacho semestral, semanal y diario, dentro de los plazos establecidos en las normas y procedimientos contenidos en el Reglamento de Operación, en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad y de acuerdo a las Metodologías específicas.

(MGC.5.6) **Bolsa de Energía**

El Gran Cliente podrá realizar sus compras de energía a través de la Bolsa de Energía, aplicando lo establecido en el procedimiento indicado en la Resolución AN Nº 3480 – Elec de 10 de mayo de 2010.

(MGC.6) **Garantía de Pago**

Mercado Nacional

(MGC.6.1) El CND estimará e informará el monto de la garantía inicial para cada Gran Cliente, utilizando el procedimiento establecido en la Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago (MGP) y lo informará a través de los medios establecidos e informados por el CND al Gran Cliente Activo o al Representante, el que corresponda y en plazo de cinco (5) días hábiles después de aprobada por el CND la información de la proyección de la demanda.

Mercado Regional

(MGC.6.2) La garantía regional para respaldar las transacciones de energía y cargos regionales del MER lo deberán gestionar y constituir a favor del Ente Operador Regional (EOR), conforme a lo establecido en el RMER en el numeral 1.9.1.3.

El CND establecerá el monto mínimo de garantía inicial para el MER basado en la demanda estimada del gran cliente y tomando como referencia los montos aplicados a otros Participantes y lo informará a través de los medios establecidos e informados por el CND, al Gran Cliente Activo o al Representante, el que corresponda y en plazo de cinco (5) días hábiles después de aprobada por el CND la información de la proyección de la demanda.

(MGC.7) **Cuenta Bancaria**

(MGC.7.1) El Gran Cliente activo deberá abrir una cuenta bancaria en el Banco de Gestión y Cobranza (numeral 14.9.15 de las Reglas Comerciales). El CND mantendrá en su página WEB, el nombre del Banco de Gestión y Cobranza y las generales del contacto del banco, se exceptúan los Grandes Clientes pasivos que están representados por los Generadores con quienes mantienen su Contrato de Suministro.

(MGC.7.2) Será responsabilidad del Gran Cliente Activo informar al CND a través de los medios establecidos e informados por el CND, las generales de esta cuenta bancaria. Cualquier modificación que se realice sobre esta cuenta, deberá informarla al CND previo al proceso de pagos y cobros de los DTE.

(MGC.8) **Opción de Medición Comercial**

Sistema de Medición Comercial (SMEC)

(MGC.8.1) El Gran Cliente Activo o el Representante debe realizar los trámites correspondientes con el CND para la certificación del medidor SMEC de acuerdo a lo establecido en la Metodología de Verificación del Sistema de Medición Comercial (MVS).

(MGC.8.2) El Gran Cliente Activo o el Representante debe considerar los tiempos establecidos para obtener la certificación del SMEC de acuerdo con el Reglamento de Operación y la fecha que informa al CND de entrada al Mercado, con el objetivo de evitar atrasos en el inicio de su Operación Comercial.

(MGC.8.3) Para la certificación del SMEC, el CND deberá verificar que se cumpla con los requisitos exigidos por el Reglamento de Operación y la Metodología (MVS) y realizar las auditorias técnicas indicadas en las Reglas Comerciales y la Metodología (MVS). El CND informará el estado de la certificación a través de los medios establecidos e informados por el CND.

Medidor de la Distribuidora

(MGC.8.4) El Gran Cliente Activo o el Representante debe realizar los trámites correspondientes con el CND para la habilitación del uso del medidor de la Distribuidora de acuerdo a lo establecido en la Metodología de Administración del Sistema de Medición Comercial (MAM).

(MGC.8.5) El Gran Cliente Activo o el Representante debe considerar los tiempos establecidos para obtener la habilitación del uso del medidor de la Distribuidora y la fecha que informa al CND de entrada al Mercado, con el objetivo de evitar atrasos en el inicio de su Operación Comercial.

(MGC.9) **Habilitación como Participante del MME**

(MGC.9.1) Cumplidos todos los requisitos establecidos en esta metodología, Reglas Comerciales y demás reglamentaciones y de acuerdo a lo señalado en el numeral (MGC 4.3), el CND notificará mediante los medios establecidos, al Gran Cliente Activo o al Representante y a la Distribuidora la fecha de Entrada en Operación Comercial.

(MGC.10) **Seguimiento al Gran Cliente**

(MGC.10.1) El Gran Cliente cuya demanda máxima mensual por sitio sea inferior al límite establecido en la normativa vigente, por cuatro (4) meses consecutivos, perderá su condición de Gran Cliente.

(MGC.10.2) El CND deberá llevar un registro de la demanda máxima mensual de todos los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad. Ante un incumplimiento, el CND lo deberá comunicar al Gran Cliente Activo o al Representante el que corresponda y a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). El CND publicará los incumplimientos en el Informe Mensual del Mercado disponible en su página WEB. Detectado el límite de incumplimiento permitido por cuatro meses consecutivos, el CND le indicará al Gran Cliente Activo o al Representante el que corresponda, que ha perdido su condición de tal, y que deberá regresar a obtener su suministro a través de la Empresa Distribuidora.

(MGC.10.3) Dentro de los tres (3) días hábiles después de detectado el incumplimiento, el CND le deberá informar a la ASEP y a la Empresa Distribuidora de la desvinculación del Gran Cliente como Participante Consumidor y su reincorporación como Cliente Regulado.

(MGC.10.4) Una vez informado de la desvinculación, el Gran Cliente pasará a partir del día uno del mes siguiente a ser abastecido a tarifa regulada por parte de la empresa distribuidora a la cual se encuentra conectado, y estará obligado a permanecer en esta condición durante los doce (12) meses siguientes. Transcurrido este tiempo si el Gran Cliente decide regresar el MME deberá completar todo el proceso establecido en esta metodología.

(MGC.11) **Trámites para Grandes Clientes existente**

(MGC.11.1) Cuando el Gran Cliente pasa de Gran Cliente Activo a Pasivo o viceversa, deberá realizar el siguiente procedimiento:

1. El Gran Cliente Activo (o el Gran Cliente Activo futuro) o el Representante, el que corresponda, debe informar mediante nota al CND con al menos quince (15) días calendario de anticipación, la decisión de cambio de estatus. La fecha de aplicación de este cambio se hace efectiva el día uno del mes siguiente de esta notificación.

2. El Gran Cliente Activo o el Representante, el que corresponda, deberá actualizar lo contemplado en esta metodología desde el numeral (MGC.3.1) al (MGC.10.1) de acuerdo a su nuevo estatus.

3. Para el caso que pasa de Gran Cliente Activo a Pasivo, en el Contrato de Suministro, debe quedar establecido la fecha de inicio de suministro de acuerdo a lo indicado en el punto 1.

4. El CND debe realizar todos los pasos establecidos en esta Metodología de acuerdo al nuevo estatus del Gran Cliente

(MGC.11.2) Cuando el Gran Cliente Pasivo decide cambiar contractualmente de Representante, deberá realizar el siguiente procedimiento:

1. Informar al CND a través de su Representante vigente, con al menos quince (15) días calendario de anticipación, su decisión de cambio de Representante. La fecha de aplicación de este cambio se hará efectiva el día uno del mes siguiente de esta notificación.

2. El nuevo Representante debe actualizar lo contemplado en esta metodología desde el numeral (MGC.3.1) al (MGC.10.1), de acuerdo a su nuevo estatus.

3. El nuevo Contrato de Suministro o la cesión del contrato, debe considerar para la fecha de inicio de suministro lo indicado en el punto 1.

4. El CND debe realizar todos los pasos establecidos en esta metodología de acuerdo al nuevo estatus del Gran Cliente.

(MGC.11.3) Cuando el Representante de un Gran Cliente Pasivo abandone la representación de dicho Gran Cliente de forma unilateral, aplicará el siguiente procedimiento:

1.El Representante vigente debe informar al CND y a la ASEP, mediante nota firmada, con treinta (30) días calendario de anticipación a la fecha de terminación de su relación contractual.

2.Recibida dicha comunicación, el CND dirigirá una nota al Gran Cliente, en un plazo no mayor a dos (2) días hábiles, referente a que de no entregar un nuevo contrato en un plazo no mayor a dos (2) días hábiles, se considerará que el cliente se acogerá a la condición de cliente regulado, conforme a lo establecido y por los plazos estipulados en la regulación vigente.

3.De recibirse un nuevo contrato, el cual deberá estar previamente registrado ante la ASEP, se procederá conforme establece el numeral (MGC.11.2) a partir del punto 2. En caso contrario se aplicará el procedimiento de desvinculación establecido en la regulación vigente.

4.La notificación establecida en el numeral (MGC.11.3) no exonera a ninguna de las partes de sus responsabilidades ante el mercado, civiles o de cualquier otra índole en función de los contratos bilaterales que mantengan.

Metodología para Tramitar la Entrada en Operación Comercial

(MOC.1) **Objetivo**

Detallar los requisitos mínimos necesarios para alcanzar el Estatus de Entrada en Operación Comercial de manera explícita para los Agentes del Mercado.

Establecer los requisitos mínimos para que un Participante Productor pueda alcanzar el Estatus de Disponible para el Despacho, previo a la Entrada en Operación Comercial

(MOC.2) **Aspectos Generales**

(MOC.2.1) **Agentes del Mercado que le aplica:**

Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras y los grandes clientes.

(MOC.2.2) **Entidades**

Externas:
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
Ente Operador Regional (EOR).

Internas:
Centro Nacional de Despacho (CND).

(MOC.2.3) **Tipos de Trámites**

Trámites externos: Trámites previos que tienen que realizar los Agentes ante entidades externas al CND para solicitar la certificación de Entrada en Operación Comercial.

Trámites internos: Trámites que tienen que realizar los Agentes ante el CND para solicitar la certificación de Entrada en Operación Comercial.

(MOC.3) **Requisitos y Trámites para gestionar la incorporación de nuevas instalaciones.**

(MOC.3.1) **Trámites externos**

(MOC.3.1.1) **Trámites a realizar en ASEP, según aplique**

1. Obtener las concesiones para la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctricas.

2. Obtener las licencias para la construcción y explotación de plantas de generación termoeléctricas, eólicas y fotovoltaicas.

3. Obtener las licencias para la construcción y explotación de sistemas de transmisión y distribución.

4. Obtener los certificados para la autogeneración y cogeneración.

(MOC.3.1.2) **Trámites a realizar en CRIE y en el EOR**

1. Gestionar el acceso a la red de trasmisión regional, cuando corresponda según la regulación regional.

Capítulo 4 – Coordinación del Libre Acceso, Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento para la Conexión a la RTR aprobado mediante Resolución CRIE-P-03-2014 y sus modificaciones; documentos disponibles en la web de la CRIE **(**www.crie.org.gt**).**

(MOC.3.1.3) **Trámites a realizar en ETESA**

1. Solicitar acceso al Sistema de Transmisión, Título IV – Acceso a la Capacidad de Transmisión, del Reglamento de Transmisión.

2. Gestionar un Contrato de Acceso o Acuerdos de Interconexión.
Sección IV.2.4 – Contratos de Acceso y Acuerdos de Interconexión, en el Reglamento de Transmisión.

3. Solicitar autorización para la puesta en servicio de la conexión. Reglamento de Transmisión, artículo 50.

Documento del Reglamento de Transmisión disponible en la web del CND (https://www.cnd.com.pa/)

(MOC.3.2) **Trámites internos**

(MOC.3.2.1) **Trámites a realizar en CND**

1. Obtener el valor de la Potencia Firme.

- En el caso de generadores hidráulicos, se deberá entregar lo que indica el numeral NES.3.2 del Reglamento de Operación.

- En el caso de generadores térmicos, se deberá entregar lo que indica el numeral NES.3.3 del Reglamento de Operación.

- En el caso de generadores eólicos, se deberá entregar lo que indica el numeral NES.3.4 del Reglamento de Operación.
- En el caso de generadores fotovoltaicos, se deberá entregar lo que indica el numeral NES.3.5 del Reglamento de Operación.

2. Tramitar la Interconexión al Sistema.

Reglamento de Operación:
- Tomo IV “Normas para el intercambio de Información (NII)”
- Tomo V “Normas para la Expansión del Sistema (NES)”
- Tomo VI “Normas para la interconexión al Sistema (NIS)”

La entrega de esta información asociada a este trámite debe acompañarse con el archivo de control de la información publicado en la web del CND para tal fin.

3. Tramitar la Supervisión y Control Remoto de las instalaciones.

Reglamento de Operación (Tomo IV Normas para el Intercambio de Información (NII), Capítulo I Sistema de Automatización de Supervisión y Control (SCADA). disponible en la web del CND.

- Entregar, para la revisión y aprobación del CND, el diagrama unifilar con las correspondientes nomenclaturas de los equipos de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación (Tomo I Normas Generales y Definiciones (NGD), Capítulo IV Nomenclatura).

- Suministrar, para la revisión y aprobación del CND, la información de las señales a integrase al Sistema SCADA del CND, para lo cual deberá cumplir con el formato disponible en la web del CND, de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación, Tomo IV Normas para el Intercambio de

Información (NII), Capítulo I Sistema de Automatización de Supervisión y Control (SCADA).

- Gestionar la correspondiente libranza de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación para el comisionado de las señales (Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), Capítulo III Trabajos de Mantenimiento.

- Para el caso de la generación renovable no convencional (eólico o fotovoltaica) deberán además cumplir lo establecido en los códigos de redes.

4. Gestionar la Validación del Sistema de Medición Comercial (SMEC).

Reglamento de Operación: Tomo IV Normas para el Intercambio de Información (NII), Capítulo II Sistema de Medición Comercial para todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y la Metodología para la Verificación del Sistema de Medición Comercial (MVS).

5. Gestionar, cuando aplique, el acuerdo operativo con el CND y otros Agentes involucrados. En este acuerdo deberá incluirse todas las responsabilidades de los Agentes involucrados en las maniobras y atención de daños y eventos, considerando la delimitación de áreas de responsabilidad de cada uno, así como otros detalles particulares que deben ser acordado con las partes y aprobados por el CND.

6. Gestionar la Garantía de Pago.

Garantía Mercado local, deberá cumplir con la Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago (MGP).

Garantía Mercado regional, el Agente deberá tramitar la misma directamente con el EOR y cumplir con la Guía de constitución de garantías del MER, definido por éste y disponible en su sitio web (https://www.enteoperador.org/)

7. Establecer cuenta bancaria en el Banco de Gestión y cobranza.

Cumplir lo establecido en la Metodología para la Liquidación y Cobranza en el Mercado Mayorista de Electricidad (MLC).

Documentos disponibles en la web del CND (https://www.cnd.com.pa/)
- Reglamento de Operación
- Metodologías de Detalle.

(MOC.4) **Estatus de Operación**

(MOC.4.1) **Estatus en Prueba**

Estatus definido por el Agente, previo a la declaración de Entrada en Operación Comercial o Disponible para el Despacho, donde solicita al CND realizar las pruebas de conexión necesarias, de acuerdo con el tipo de instalación y equipamiento.

(MOC.4.1.1) **Requisitos mínimos para gestionar las pruebas de conexión.**

a. Contar con la Viabilidad de Conexión Nacional y Regional de aplicar. Se debe entregar al CND copia de las viabilidades.
b. Contar con el Contrato de Acceso firmado y entregar copia al CND.
c. Entregar el acuerdo operativo acordado con el CND y otros Agentes involucrados, cuando corresponda.
d. Los estudios de coordinación de protecciones avalados por ETESA y por el Agente donde se conecte cuando la conexión sea a otra instalación distinta de ETESA.
e. El diagrama unifilar debe estar aprobado por el CND.
f. La lista de señales, requeridas para la correcta supervisión, control y operación de los equipos, debe estar implementada, validada y probada en el Sistema SCADA del CND.
g. De aplicar, deberá contar con los medidores del Sistema SMEC, certificados y habilitados para su uso.
h. Las certificaciones de fábrica de los equipos (para generadores con tecnología fotovoltaica y eólica).
i. Las pruebas en fábrica relacionadas con el hueco de tensión (de conformidad a lo establecido en los Códigos de Redes, para generadores con tecnología fotovoltaica y eólica).
j. Prueba de los equipos de comunicaciones.
k. Informar al CND la apertura y número de cuenta bancaria en el Banco de Gestión y Cobranzas.
l. Contar con la garantía mínima constituida para Mercado Local.

(MOC.4.1.2) **Programación de las pruebas de conexión.**

Una vez el agente haya cumplido con lo señalado en (MOC.4.1.1), deberá realizar los siguientes pasos para programar las pruebas:

a. El Participante Productor debe definir y enviar un cronograma general que contenga todo el período de pruebas de generación de sus unidades y de sus instalaciones en general, que sean

necesarias para su integración al SIN, con una anticipación de por lo menos quince (15) días calendarios antes del inicio de las pruebas. En el caso de las pruebas de generación se debe considerar además el tiempo establecido en el numeral DMP.2.9.3 de la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo cuando aplique.

b. El cronograma deberá contener de manera detallada el tiempo de duración de las pruebas, el cual no podrá ser mayor a noventa (90) días calendarios y el programa de potencia estimada en pasos horarios, en sus respectivos períodos de prueba.

c. Una vez revisado y analizado el cronograma general, el CND, en un plazo no mayor de siete (7) días hábiles le notificará al Agente la aceptación de éste para la coordinación de las libranzas correspondientes.

d. Para la implementación semanal del cronograma de las pruebas, el agente deberá basarse en el procedimiento establecido en el numeral (DMP.2.9), de la metodología planeamiento de mediano plazo y lo establecido en el Reglamento de Operación relacionado con las libranzas.

e. En casos excepcionales, el cronograma general a aprobar por el CND podrá establecer un plazo mayor de pruebas, siempre y cuando el Participante Productor presente al CND la información necesaria y suficiente que le permita sustentar la extensión del plazo ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), quien deberá emitir su no objeción.

(MOC.4.1.3) **Seguimiento a las pruebas de conexión.**

a. El CND dará seguimiento semanal al cumplimiento de las fechas establecidas en el cronograma general de las pruebas.
b. El Participante Productor deberá procurar que las fechas establecidas en el cronograma no varíen salvo las siguientes excepciones: Cuando el CND la suspende por circunstancias no previstas en la programación o por seguridad del SIN o cuando el agente le demuestre al CND la necesidad de reprogramar una o varias pruebas.
c. De darse estas situaciones, el Participante Productor tendrá que realizar una nueva solicitud de libranza con las nuevas fechas.
d. El tiempo de duración de las pruebas, definido por el Participante Productor en su cronograma, no podrá ser aumentado. De requerirse la ampliación del período de prueba el Participante Productor deberá sustentar el requerimiento al

CND. La ampliación no podrá ser por un tiempo mayor al inicialmente solicitado, esto sobre la base de que sea necesario repetir toda la prueba.

(MOC.4.1.4) Una vez completado el cronograma de prueba propuesto por el Participante Productor y aceptado por el CND, las unidades deberán optar por el estatus de disponible para el despacho (MOC.4.2) o Entrada en Operación Comercial (MOC.4.3.). De no cumplir con los requerimientos de las etapas señaladas las unidades se mantendrán fuera del despacho y no podrán ser operadas.

(MOC.4.2) **Estatus Disponible para el Despacho**

Estatus notificado por el CND, previo a la Entrada en Operación Comercial de un Participante Productor, declarado apto para ser operado de manera centralizada.

(MOC.4.2.1) **Requisitos mínimos para ser declarado Disponible para el Despacho:**

a. Suministrar toda la información solicitada en el Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), Capítulo IV Medios de Comunicación y en el Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria (MDP) del Reglamento de Operación, para ser operado de manera centralizada por el CND

b. Cumplir con los requisitos establecidos en los numerales (NII.1.4) y (NII.1.5) del Capítulo I del Tomo IV, Normas para el Intercambio de Información del Reglamento de Operación (NII).

c. Cumplir con los requisitos de los numerales (NIS.4.2) y (NIS.4.3) del Capítulo IV del Tomo VI, Normas para la Interconexión al Sistema del Reglamento de Operación.

d. Entregar un Plan de Acción con el detalle cronológico del cumplimiento de los requisitos que hacen falta para lograr el estatus de Entrada en Operación Comercial. El Participante Productor deberá someter a la aprobación del CND, cuando corresponda, los sustentos de cualquier cambio al plan de acción, para evitar que el mismo se extienda por períodos prolongados de tiempo. En caso de conflictos, con la ejecución del plan de acción y su cumplimiento, se deberá elevar la situación a la ASEP que resolverá en instancia última.

El CND, dependiendo del caso, podrá evaluar el cumplimiento de algún requisito adicional, lo cual deberá justificar apropiadamente. Ningún requisito adicional a los mínimos establecidos para que un Participante Productor sea declarado disponible para el despacho, una vez pueda ser operado por el CND y no represente riesgo para el sistema, será motivo para no declararlo disponible para el despacho

(MOC.4.2.2) **Notificación**

Después de que el Participante Productor haya completado la entrega de los requisitos técnicos señalados en los literales a, b y c del numeral (MOC.4.2.1); el CND, en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, indicará al Participante Productor si los requisitos fueron completados de forma adecuada; y, en caso contrario, suministrará al Participante Productor un informe con los motivos técnicos en el que indique las falencias en el cumplimiento de los requisitos antes indicados y los faltantes para lograr el estatus.

Por su parte, después de que el Participante Productor haya entregado lo establecido en el literal d del numeral (MOC.4.2.1); el CND, en un plazo no mayor a diez (10) días calendario, indicará al Participante Productor si el requisito fue completado adecuadamente; y, en caso contrario, suministrará al Participante Productor el informe con los motivos técnicos que justifiquen las falencias en el cumplimiento del requisito antes indicado y los faltantes para lograr el estatus.

El participante deberá entregar las unidades al despacho centralizado, sólo cuando haya cumplido con todos los requisitos establecidos en el numeral (MOC.4.2.1).

Cuando un Participante Productor ha cumplido con los requisitos mínimos establecidos en esta metodología, en el Reglamento de Operación, en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en los Códigos de Redes y en el Reglamento de Transmisión para ser operado por el CND y no representa riesgo para el sistema, el CND lo declarará disponible para el despacho y lo notificará mediante una nota, dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles de haber entregado las unidades al despacho centralizado.

El CND podrá negar el comienzo a operar de un Participante Productor basándose en los informes antes indicados.

Ante conflictos, se deberá elevar la situación a la ASEP que resolverá en última instancia.

(MOC.4.3) **Estatus Entrada en Operación Comercial**

Estatus de un Agente del Mercado (Productores, Distribuidores, Transmisores y Grandes Clientes) certificado y notificado por el CND, donde se señala que el Agente reúne todos los requisitos establecidos en las normas del mercado eléctrico nacional y regional e indicados en esta metodología, que garantizan que el Agente está operativa, técnica y comercialmente apto para ser operado y administrado comercialmente por el CND.

(MOC.4.3.1) **Requisitos para certificar la Entrada en Operación Comercial.**

Los Agentes deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el numeral (MOC.3.) de la presente metodología y haber pasado por la etapa de prueba y haber completado todos los requerimientos de la etapa de Disponibilidad para el Despacho para el caso de los Participantes Productores.

(MOC.4.3.2) **Notificación**

El CND certificará y notificará mediante nota, dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles luego de haber cumplido los requisitos previos, y a solicitud del interesado, la fecha de Entrada en Operación Comercial, fundamentado en el Artículo (NIS.2.6) del Reglamento de Operación y el Artículo 51 del Reglamento de Transmisión, artículo D.4. del Código de Redes – Eólica y el numeral 1.3 del Código de Redes Fotovoltaico, disponible en la web del CND.

En el caso que el CND niegue la entrada en operación comercial de un Agente, deberá suministrar al Agente el informe con los motivos que lo justifican a más tardar quince (15) días calendarios después que el Agente ejecute el plan de acción al que se refiere el literal d del numeral (MOC.4.2.1) y lo informe al CND. Ante conflictos, se deberá elevar la situación a la ASEP que resolverá en última instancia.