

Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA
Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I
Objeto, Ámbito de Aplicación, Acrónimos y Definiciones

Artículo 1. Objeto y Ámbito de Aplicación. El objeto del presente Reglamento es establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos; así como, con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano.

Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del Operador del Sistema así como las obligaciones y derechos de los agentes del mercado eléctrico nacional.

Artículo 2. Normas Técnicas. Los contenidos del presente Reglamento, en aquellos aspectos que así lo ameriten, serán objeto de desarrollo complementario en las Normas Técnicas, cuyo proceso de elaboración y aprobación se rige por lo establecido en este Reglamento.

Artículo 3. Acrónimos.

AGC	Control Automático de la Generación (siglas en inglés)
CNFFF	Contrato No Firme Físico Flexible
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CVM	Comité de Vigilancia del Mercado
CVT	Cargo Variable de Transmisión
EOR	Ente Operador Regional
MC	Mercado de Contratos
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MO	Mercado de Oportunidad
NT	Norma Técnica
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de la Transmisión

ODS	Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIN	Sistema Interconectado Nacional

Artículo 4. Definiciones.

Agentes Compradores: agentes del mercado que compran electricidad para su consumo propio o el de sus clientes minoristas. Serán agentes compradores, siempre que cumplan con los requisitos fijados en este reglamento y en el Reglamento de Operación y Mercado, las Empresas Distribuidoras y comercializadoras, así como los Consumidores Calificados.

Agentes del Mercado: las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y Clientes Calificados que cumplan con los requisitos fijados en este reglamento y en el ROM.

Empresas Generadoras: Agentes del mercado que generan electricidad para su venta en el MEN. Serán agentes productores, siempre que cumplan con los requisitos fijados en el Reglamento General de la Ley y el presente Reglamento, las empresas generadoras.

Arranque en Negro: Unidades de generación con capacidad de arranque en negro son aquellas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Estas unidades son necesarias a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema consecuencia de una perturbación en el SIN o en el SER.

Usuario Autoprodutor: Aquel usuario que instala dentro de su domicilio un equipo de generación de energía renovable para su propio consumo y puede hacer inyecciones a la red de la Empresa Distribuidora. Los límites de inyección, la conexión a la red de distribución, tarifa, facturación, liquidación, medición, monitoreo y demás aspectos, serán regulados por la CREE mediante una norma técnica y a través de las disposiciones establecidas en otros reglamentos.

Empresa Comercializadora: Empresa que realiza la actividad de comercialización y que se encuentra desvinculada patrimonialmente de otros agentes que realizan las actividades de generación, transmisión y distribución.

Condiciones de Emergencia: Son aquellas condiciones, derivadas de una situación extraordinaria en el SIN, que requieren

acciones inmediatas, tales como: catástrofes naturales, desabastecimiento súbito de la oferta de electricidad, u otras que sean designadas como tales por la CREE, tomando en consideración el riesgo de desabastecimiento eléctrico nacional.

Consumidor Calificado: aquel cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE, y que está facultado y ejerce su derecho a comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores y/o comercializadoras, a precios libremente pactados con ellos; o bien en el mercado de oportunidad nacional o en el MER

Consumo Específico de Combustible: Cantidad de combustible requerido por una unidad de generación térmica para producir un kWh de electricidad funcionando a un determinado grado de carga.
Consumo Propio de Generación: Consumo de electricidad que una central generadora requiere exclusivamente para la operación de sus equipos auxiliares, necesarios para la producción de energía eléctrica.

Contratos No Firmes Físicos Flexibles: Compromisos físicos entre dos agentes del MER que son flexibilizados mediante ofertas de flexibilidad al mercado de oportunidad regional efectuadas tanto por la parte compradora del contrato en el nodo de retiro como por la parte vendedora en el nodo de inyección, según se define en la regulación regional.

Control Automático de Generación (AGC, siglas en inglés): Control centralizado y automático de las unidades de generación para mantener dentro de rangos específicos la frecuencia del sistema y los intercambios de energía entre áreas de control.

Costo de Arranque: Costo del combustible consumido para lograr la sincronización de una unidad de generación térmica partiendo de una situación de parada fría, más el aumento de los costos de mantenimiento causados por cada arranque de la unidad cuando éstos no estén incluidos en los costos variables de operación y mantenimiento.

Costo Variable de Centrales Térmicas: Costo de operar una central térmica de generación que se compone de los costos de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento. Este costo es dependiente del grado de carga de las unidades.

Costo Variable de Centrales Hidráulicas de Embalse: Costo considerado para el cálculo del despacho de generación y que se obtiene como el valor del agua según los resultados del modelo de coordinación hidrotérmica empleado en la planificación de largo plazo por el Operador del Sistema.

Costo Variable de Centrales Renovables No Controlables: Costo variable de una central de generación basada en un recurso renovable no controlable, que estará formado por el costo variable de operación y mantenimiento.

Costo variable de Autoproductores: Costo variable de autoproductores que venden sus excedentes, que estará formado por el costo variable de operación y mantenimiento.

Costo Variable de Operación y Mantenimiento: Costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende del grado de carga de la unidad.

Demanda Firme: Potencia firme que deben contratar los agentes compradores.

Demanda Firme Efectiva: Potencia firme demandada por los agentes compradores determinada cada año por el Operador del Sistema, o en su defecto por la CREE, a partir de la demanda de potencia máxima registrada en el período crítico.

Despacho Económico: Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

Desviaciones en Tiempo Real: Desviaciones de las inyecciones y retiros durante la operación en tiempo real con respecto a aquellas programadas en el predespacho nacional y regional, de acuerdo con la regulación regional.

Desvío de Potencia: Diferencia entre el requerimiento efectivo de potencia firme de un agente comprador y la potencia firme que este agente haya tenido cubierta con contratos.

Disponibilidad de una Unidad de Generación: Condición de una unidad de generación que está a disposición del Operador del Sistema para su toma en consideración en el cálculo del despacho económico de generación y la provisión de servicios complementarios.

Empresa Transmisora: Agente que gestiona y presta servicio en el Sistema de Principal Transmisión.

Generación Forzada: Energía producida por aquellas unidades generadoras obligadas a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.

Generador Marginal: Unidad de generación a la que le corresponde aumentar su producción para abastecer un incremento marginal de la demanda según los resultados del despacho económico.

Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión o unidad generadora que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Indisponibilidad Programada: condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el ODS

Indisponibilidad Forzada: condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el ODS debido a una condición de Indisponibilidad Programada.

Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: Ingresos adicionales obtenidos como resultado de las transacciones en el Mercado de Oportunidad con precios nodales en cada hora. Su monto es la diferencia de la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía retirada en ese nodo y la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía inyectada en ese nodo, aplicado a todos los nodos del Sistema Principal Transmisión. Estos ingresos variables reflejan el incremento de costos del despacho debido a las pérdidas y a las congestiones en el Sistema Principal Transmisión.

Intervalo de Operación: Intervalo mínimo de tiempo para el cual se calculan los precios en cada nodo del sistema principal de transmisión en el mercado de oportunidad. Este período será horario.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras publicada en La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (Nº. 33431).

Mantenimiento Forzado: Trabajo de mantenimiento a realizar en un equipo que no ha sido previamente autorizado y programado por el Operador del Sistema debido a no cumplir con los requisitos definidos en este Reglamento.

Mantenimiento de Emergencia: Trabajos no programados de mantenimiento en un equipo que es necesario realizar ya que, sin

el, dicho equipo podría sufrir un daño mayor o poner en peligro la seguridad de bienes o personas.

Mantenimiento Programado: Trabajo de mantenimiento a realizar en un equipo o instalación cuyo comienzo y duración se han previsto con anterioridad y ha sido considerado como tal por el Operador del Sistema en base a las condiciones definidas en este Reglamento.

Mantenimiento Mayor: Trabajo de mantenimiento programado cuya duración esperada es igual o mayor que el número de días estipulado en la Norma Técnica de Mantenimientos.

Mantenimiento Menor: Trabajo de mantenimiento programado cuya duración esperada es menor que el número de días estipulado en la Norma Técnica de Mantenimiento.

Margen de Reserva Rodante: Diferencia entre la capacidad conectada al SIN en un determinado instante y la demanda total del SIN.

Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactadas entre agentes del MEN.

Mercado de Oportunidad: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo entre los agentes del MEN con base en los resultados del despacho económico realizado por el Operador del Sistema.

Mercado de Oportunidad Regional: Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

Mercado Eléctrico Nacional: Es el conjunto de transacciones que realizan los Agentes dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes habilitados.

Normas Técnicas: Son las disposiciones técnicas emitidas por la CREE de conformidad con la Ley y este Reglamento, que establecen las condiciones, especificaciones, características de diseño, construcción, operación, calidad, sanciones y/o multas, e indemnizaciones para la generación, transmisión, operación,

comercialización y distribución de energía eléctrica, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Norma Técnica de Contratos: Norma que define los procedimientos y plazos para la notificación de los contratos por los agentes al ODS y su correspondiente validación. Esta norma definirá también los tipos de contratos que los agentes tendrán permitido suscribir en lo relativo a la definición de la energía contratada, duración y otras condiciones.

Norma Técnica de Inspección y Verificación: Norma que fija los derechos y las obligaciones de los agentes, Empresa Transmisora y el ODS en lo relativo a las condiciones, procedimiento y plazos para llevar a cabo inspecciones y auditorías de las instalaciones, equipos y sistemas de las centrales generadoras e instalaciones de transmisión.

Norma Técnica de Liquidaciones: Norma que establece los procedimientos para la liquidación por el ODS de las transacciones comerciales y asignación a los agentes de cobros y pagos resultantes de la misma, así como los contenidos de los consiguientes informes. Asimismo, establece el procedimiento de reclamos, incluyendo los plazos para presentar reclamaciones a los documentos de liquidación y el proceso de resolución. Esta norma fija los tipos de garantías de pago de ejecución inmediata que podrá aceptar el ODS.

Norma Técnica de Medición Comercial: Norma que define los equipos de medición y sistemas de comunicación con el ODS que han de instalar los agentes del mercado y agentes transmisores, las características técnicas de los mismos, pruebas a realizar para su certificación y verificación, y plazos y acciones en casos de falta de medidas.

Norma Técnica de Mantenimientos: Norma que establece la información y los plazos para suministrar al ODS la información requerida y los procedimientos a seguir por el ODS para desarrollar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar mantenimientos menores.

Norma Técnica de Potencia Firme: Norma que establece los procedimientos de cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras en función de su tecnología y su disponibilidad efectiva, así como el método para la determinación del período crítico del sistema. Esta norma fija el método de cálculo de la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, así como las

pruebas a realizar por el ODS para verificar la capacidad y disponibilidad de las mismas. Esta norma también determina el margen de reserva y criterios de asignación de pérdidas para el cálculo del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores.

Norma Técnica de Programación de la Operación: Norma que establece las metodologías, datos, criterios, plazos y procedimientos de notificación en todo lo relativo a la planificación de la operación del sistema, el despacho de las unidades generadoras y la operación del sistema en tiempo real.

Norma Técnica de Servicios Complementarios: Norma que define los requisitos técnicos y proceso de habilitación para la prestación de cada servicio complementario definido en este Reglamento, así como los criterios de cálculo de márgenes de reserva y asignación de los mismos y seguimiento y supervisión por el ODS de la prestación de los servicios.

Operador del Sistema: Entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional y su integración en el Sistema Eléctrico Regional, y de la operación del Mercado Eléctrico Nacional y su integración en el Mercado Eléctrico Regional.

Período Crítico del Sistema: Corresponde con aquellos períodos del año no necesariamente consecutivos en los que se produce la máxima demanda del sistema y el máximo requerimiento de generación térmica.

Planificación de Largo Plazo: Programación indicativa de la operación del SIN que el Operador del Sistema efectúa con un horizonte plurianual con la periodicidad fijada en este Reglamento.

Potencia Efectiva de una Unidad de Generación: Potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios.

Potencia Firme de un Generador: Potencia eléctrica que una central o unidad generadora puede garantizar durante el período crítico del sistema y que se determina de acuerdo con la metodología definida en este Reglamento.

Potencia Firme Contratada: Potencia comprometida en contratos suscritos por agentes compradores con generadores para cubrir los requerimientos de potencia firme, o por generadores

con otros generadores para atender sus compromisos contractuales de potencia firme.

Potencia Máxima Neta de una Unidad de Generación: Es la máxima potencia que, estando conectada, la unidad podría entregar de manera sostenida en un plazo de al menos 15 minutos, de requerirse máxima generación, teniendo en cuenta las restricciones operativas que pueden limitar dicha entrega.

Precio Nodal: Costo de atender un incremento marginal de energía demandada en ese nodo, que es calculado para cada nodo del sistema principal de transmisión e intervalo de operación del mercado.

Precio de Referencia de la Potencia: Costo marginal de la inversión requerido para instalar y conectar a la red una unidad de generación cuya tecnología permita cubrir los picos de demanda al menor costo, junto con los costos fijos de operación y mantenimiento de la misma. Este precio, ajustado con un factor que mide el riesgo de faltantes de potencia en el sistema, se utiliza para las transacciones de Desvíos de Potencia y será calculado por la CREE.

Precios ex-ante: Precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real.

Precios ex-post: Precios nodales calculados después de la operación en tiempo real.

Predespacho: Despacho económico calculado antes de la operación en tiempo real con el objetivo de programar las transacciones de energía y la operación del sistema para cada intervalo de operación del día siguiente.

Posdespacho: Despacho económico calculado después de la operación en tiempo real con el objetivo de calcular los precios ex-post, considerando las mediciones reales en los equipos de medición de los agentes y nodos del sistema principal de transmisión.

Programación Hidrotérmica: Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de las unidades térmicas e hidráulicas y que permite calcular el valor del agua almacenada en los embalses.

Redespacho: Modificación del predespacho debido a desviaciones ocurridas en las condiciones de operación del sistema para las cuáles se calculó el mismo.

Regulación Primaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia realizada por los gobernadores de las unidades generadoras cuyo objetivo es mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda.

Regulación Secundaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia realizada por el sistema AGC cuyo objetivo es recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada así como mantener los intercambios entre áreas de control a los valores programados.

Requerimiento de Potencia Firme: Demanda firme determinada por el Operador del Sistema que un agente tiene la obligación de cubrir mediante contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas y el margen de reserva correspondientes.

Requerimiento Efectivo de Potencia Firme: Demanda firme efectiva calculada por el Operador del Sistema para cada agente comprador a partir de su demanda máxima registrada en el período crítico del sistema adicionando las pérdidas y el margen de reserva correspondientes.

Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Reserva Fría: Reserva provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 15 minutos, y cuyo objetivo es reponer la reserva secundaria.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

Servicio Auxiliar Regional: Servicios complementarios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión

automática de carga y arranque en negro, según se define en la regulación regional.

Servicios Complementarios: Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y menor costo económico, que serán gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en el ROM.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema eléctrico de América Central, compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER.

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que sean cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del Art. 29 de la Ley, y por las ampliaciones futuras a realizar de acuerdo con los planes de expansión de la transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, y catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Sistema Secundario de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de conexión al Sistema Principal de Transmisión tanto de las Generadoras como de los Consumidores Calificados. Las conexiones futuras al sistema principal promovidas por las Generadoras y Consumidores Calificados deben ser realizadas conforme a lo dispuesto en el Artículo 13 de la Ley referido a las obras de interés particular.

Valor del Agua: Costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse con relación a las otras alternativas de generación existentes para suministrar la demanda, considerando las probabilidades de ocurrencia de diferentes escenarios futuros de hidraulicidad.

TÍTULO II

AGENTES DEL MERCADO, DERECHOS Y OBLIGACIONES

CAPÍTULO I

Agentes del Mercado, Registro y Autorización

Artículo 5. Agentes del mercado. Podrán ser agentes del MEN las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras así como aquellos consumidores calificados que efectúan sus compras en el mercado sin la intermediación de una comercializadora o distribuidora, ubicados en territorio nacional, siempre que se hayan

inscrito en el registro de agentes del mercado siguiendo el procedimiento descrito en este Reglamento.

Los agentes del mercado que produzcan electricidad para su venta en el MEN se denominan agentes productores. Los agentes del mercado que compren electricidad en el MEN para consumo propio o el de sus clientes o usuarios serán agentes compradores.

Artículo 6. Usuarios con excedentes de energía renovable.

- A. **Obligación de compra.** Las distribuidoras, dentro de los límites de inyección que la norma respectiva establece, están obligadas a comprar la energía inyectada por los Usuarios Autoprodutores.
- B. **Conexión a la Red.** Para poder inyectar energía eléctrica a la red de la Empresa Distribuidora, el usuario autoprodutor, con base en la norma técnica respectiva, debe instalar, entre otros, los equipos que permitan la medición, protección, registro, comunicación, control y desconexión automática.
- C. **Pago por la energía inyectada a la red.** El reglamento de tarifas establecerá la metodología para establecer el pago que la Empresa Distribuidora debe realizar al Usuario Autoprodutor por la energía que se inyecte a su red. La tarifa que la Empresa Distribuidora pagará al Usuario Autoprodutor estará basada en los cargos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección que haga el Usuario Autoprodutor.

Artículo 7. Registro y autorización de los agentes del mercado. Toda persona natural o jurídica, para registrarse como agente de mercado, debe presentar una solicitud a la CREE conteniendo al menos la siguiente información:

- a) Copia del documento de identificación de la persona natural o el documento de constitución de la persona jurídica, que realizará o realiza transacciones en el MEN.
- b) Copia del documento que acredita la representación legal y administrativa de la entidad.
- c) Copia del documento que identifica al representante legal de la entidad.
- d) Dirección física o identificación del lugar para ser notificada la entidad o persona natural.
- e) Número de teléfono y dirección electrónica de la entidad o persona autorizada para recibir notificaciones.

La CREE establecerá, mantendrá, actualizará y publicará un registro de agentes del MEN.

Una vez registrado, cualquier agente que desee realizar transacciones en el MEN deberá presentar al ODS los siguientes documentos:

- a) Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN, en el formato que establezca el ODS.
- b) Documentación que acredite que el agente dispone del sistema de medición comercial de acuerdo con lo dispuesto en el Título X del presente Reglamento y la correspondiente NT.
- c) Garantías mínimas de pago exigibles conforme a lo establecido en el Título X de este Reglamento y la correspondiente NT.

El ODS, en un plazo máximo de treinta (30) días, autorizará al agente a realizar transacciones en el MEN mediante una comunicación por escrito, siempre y cuando el agente haya acreditado el cumplimiento de los requisitos anteriores. En caso contrario, el ODS denegará la solicitud mediante una comunicación justificando los motivos del rechazo. El ODS remitirá a la CREE esta información.

Los agentes deberán notificar inmediatamente al ODS acerca de cualquier modificación sustancial en las condiciones recogidas en su solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN. El ODS, en un plazo máximo de treinta (30) días, autorizará al agente a continuar realizando transacciones en el MEN mediante una comunicación por escrito, siempre y cuando el agente haya acreditado el cumplimiento de los requisitos anteriores. En caso contrario, el ODS denegará la solicitud mediante una comunicación justificando los motivos del rechazo. El ODS remitirá a la CREE esta información.

El registro como agente del mercado eléctrico nacional supondrá la habilitación para realizar transacciones en el MER, siendo el ODS responsable de remitir la información correspondiente al EOR. Todo agente que desee realizar transacciones en el MER deberá solicitar la autorización al EOR a través del ODS cumpliendo con los requisitos establecidos por la regulación regional.

CAPÍTULO II

Derechos y Obligaciones de los Agentes del Mercado

Artículo 8. Derechos de los agentes del mercado. Los agentes del mercado adquirirán los siguientes derechos:

- A. Participar en la compra-venta de energía y/o potencia a precios libremente pactados con otros agentes en condiciones no discriminatorias en el MEN y el MER.

- B. Los agentes productores tendrán derecho a recibir una retribución por la energía producida como resultado del despacho de generación realizado por el ODS y los contratos suscritos conforme a las normas de mercado establecidas.
- C. Impugnar las decisiones del ODS ante la CREE.
- D. Libre acceso a las redes de transmisión y distribución en condiciones no discriminatorias y transparentes, siempre que exista capacidad suficiente en la red para ello y se cumplan con las obligaciones impuestas por la Ley y sus Reglamentos.
- E. Recibir una retribución por la provisión de determinados servicios complementarios en aquellos casos y condiciones fijadas en el presente Reglamento para adquirir dicho derecho.
- F. Que la información suministrada al ODS o la CREE calificada como confidencial por razones de competencia sea tratada como tal.
- G. Estar representados en el Comité de Agentes y la Junta Directiva del ODS de acuerdo a las condiciones definidas en la Ley y los Reglamentos.
- H. Adquirir los derechos contenidos en la regulación regional dada su condición de agentes del MER.

Artículo 9. Obligaciones de los agentes del mercado. Los agentes del mercado adquirirán las siguientes obligaciones:

- A. Cumplir las normas y procedimientos contenidos en la legislación vigente así como en el presente Reglamento.
- B. Registrarse ante la CREE como agentes del mercado y ser autorizados por el ODS a realizar transacciones en el MEN.
- C. Cumplir las instrucciones que dicte el ODS, salvo causas de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o las personas que podrán ser verificadas por el ODS.
- D. Suministrar la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el ODS.
- E. Comunicar al ODS la información necesaria para la gestión de los mantenimientos, así como información a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas.
- F. Los agentes compradores deberán enviar al ODS proyecciones de crecimiento de la demanda y los planes de expansión para su consideración en la planificación de la expansión del sistema principal de transmisión.
- G. Los agentes productores estarán obligados a poner a las órdenes del ODS toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del ODS de presentar ofertas de oportunidad en el MER con el fin de minimizar el costo de abastecer la demanda eléctrica nacional.

- H. Presentar ante el ODS una garantía de pago suficiente para respaldar sus operaciones de compra de energía en el mercado de oportunidad.
- I. Los agentes compradores deberán satisfacer sus obligaciones de contratación de potencia firme para asegurar la seguridad del suministro eléctrico nacional.
- J. Cumplir con las distintas formas de contratación establecidas en la Ley y los Reglamentos así como con los compromisos de pago de las transacciones resultantes del mercado tanto nacional como regional.
- K. Disponer de los sistemas de medición y comunicación con el ODS necesarios para liquidar las transacciones comerciales y realizar la operación del sistema.
- L. Suministrar los servicios complementarios requeridos por el ODS de acuerdo a los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello.
- M. Mantener sistemas de contabilidad actualizados, de acuerdo a reglas contables prudentes y con la separación de actividades requerida en la Ley y su Reglamento.
- N. Hacer frente a las eventuales sanciones impuestas como resultado de infracciones cometidas, tal y como se describe en la Ley y su Reglamento.
- O. Tener suscritos contratos de acceso y conexión a la red de transmisión de acuerdo con la Ley y su Reglamento para poder participar en el mercado.
- P. Permitir el acceso a sus instalaciones al personal del ODS con el fin de realizar las inspecciones y auditorías necesarias según lo establecido en la Ley, sus Reglamentos y la Norma Técnica de Inspección y Verificación.
- Q. Cumplir las obligaciones contenidas en la regulación regional en su condición de agentes del MER.

TÍTULO III
EL OPERADOR DEL SISTEMA

CAPÍTULO I
Organización y Funciones del Operador del Sistema

Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema. La principal función del ODS es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico nacional así como la operación eficiente de las instalaciones de generación y transmisión a través de las transacciones en el MEN y en el MER, todo ello asegurando el cumplimiento de las obligaciones fijadas en la Ley, sus Reglamento y el RMER.

Para el cumplimiento de sus funciones, el ODS tendrá plena autoridad sobre los titulares de instalaciones que formen parte del

SIN, quienes deberán operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones emitidas por el ODS.

Igualmente, serán funciones específicas del ODS las siguientes:

- A. Supervisar y controlar las operaciones del SIN en coordinación con los agentes del mercado, operadores de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
- B. Autorizar a los agentes del mercado que cumplan con los requisitos exigidos para realizar transacciones en el MEN.
- C. Dotarse de las herramientas y modelos informáticos necesarios para la correcta operación del sistema y administración del mercado así como encargarse de su adecuado mantenimiento y actualización.
- D. Definir el período crítico del sistema y determinar la potencia firme de las centrales generadoras así como el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento.
- E. Impartir instrucciones de operación a las unidades de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, de cara a asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
- F. Administrar diariamente el mercado de oportunidad para cada intervalo de operación determinando el despacho económico de la generación al mínimo costo, incorporando la posibilidad de efectuar transacciones en el MER, y calculando los precios nodales resultantes.
- G. Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la red de transmisión regional con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica.
- H. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología definida en este Reglamento e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.
- I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
- J. Determinar la existencia o no de capacidad de transmisión necesaria para otorgar derechos de acceso y conexión al

- sistema principal de transmisión en caso de recibirse una solicitud.
- K. Determinar la capacidad de los elementos del sistema de transmisión a considerar en el despacho de generación.
 - L. Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento del mismo en caso de producirse la formación de islas o el colapso del sistema.
 - M. Administrar y supervisar la provisión de servicios complementarios por parte de los agentes del mercado de acuerdo a los procedimientos y requisitos definidos en el presente Reglamento.
 - N. Calcular anualmente el costo base de generación a trasladar a las tarifas de los usuarios finales y proponerlo a la CREE para su aprobación.
 - O. Elaborar y remitir mensualmente a la CREE y a los agentes del mercado informes de funcionamiento de la operación del sistema y del mercado de electricidad, así como realizar los informes solicitados por la Secretaría. Los contenidos de estos informes serán definidos por la CREE.
 - P. Elaborar cada dos años un plan indicativo de expansión de la generación con los contenidos y horizontes definidos en el Reglamento General de la Ley.
 - Q. Elaborar cada dos años el plan de expansión del sistema de transmisión, de acuerdo con los plazos y contenidos estipulados en la Ley y su Reglamento General.
 - R. Asegurar la adecuada coordinación con el EOR y, en su caso, con los otros operadores de países integrantes del MER, con el objetivo de asegurar la seguridad de suministro regional y las transacciones comerciales regionales.
 - S. Realizar la programación de la operación con diferentes horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento asegurando una adecuada coordinación hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la seguridad de suministro.
 - T. Verificar, a petición de la CREE, que nuevas instalaciones del sistema secundario de transmisión no afecten negativamente a la operación del sistema.
 - U. Calcular la remuneración requerida para desempeñar sus funciones y someterla a la aprobación de la CREE.
 - V. Liquidar las transacciones comerciales derivadas de la administración del MEN de acuerdo a lo establecido en este Reglamento y la correspondiente NT.
 - W. Implantar y mantener un sistema de gestión de la medición comercial que le permita cumplir con sus obligaciones de realizar las liquidaciones de las transacciones económicas y

- elaborar los informes de funcionamiento del mercado y operación del sistema.
- X. Desarrollar lo dispuesto en el presente Reglamento en forma de propuestas de Normas Técnicas, que deberán ser sometidas a informe del Comité de Agentes y a la aprobación de la CREE.
 - Y. Estudiar las evaluaciones periódicas y posibles propuestas de mejora elaboradas por el Comité de Agentes y, en su caso, proponer a la CREE modificaciones o desarrollos al presente Reglamento.
 - Z. Llevar a cabo las inspecciones y auditorías a los agentes del mercado, Empresa Transmisora y agentes transmisores que sean necesarias para cumplir con sus obligaciones de supervisión y administración del mercado mayorista. En caso de detectar anomalías o infracciones, el ODS deberá remitir un informe a la CREE, prestando especial atención a la posible existencia de prácticas anticompetitivas, para que ésta determine si procede sancionar al agente involucrado.

La CREE podrá conferir nuevas funciones al ODS cuando así lo requiera para cumplir con los objetivos que le marca la Ley y su Reglamento.

Artículo 11. Junta Directiva. La Junta Directiva es el máximo órgano de decisión del ODS y en quien recae la responsabilidad última de que se desarrollen de manera eficiente las funciones y obligaciones anteriormente enumeradas, así como aquellas recogidas en la Ley y su Reglamento.

Serán funciones indelegables de la Junta Directiva las siguientes:

- A. Cumplir con las obligaciones jurídicas, contables y fiscales impuestas por la legislación vigente.
- B. Asegurar la independencia de las decisiones y actuaciones del ODS.
- C. Elaborar e informar sobre las propuestas de modificación a este Reglamento o a las Normas Técnicas, para su aprobación por la CREE.
- D. Elaborar la propuesta de funcionamiento y organización de la sección operativa del ODS, en base a lo establecido por el Reglamento General de la Ley.
- E. Vigilar que la Sección Operativa del ODS, disponga de medios técnicos y económicos adecuados para el desarrollo de sus funciones.
- F. Supervisar y coordinar las tareas desempeñadas por el operador designado según lo estipulado en el contrato de servicios.

Artículo 12. Comité de Agentes. La función del Comité de Agentes, cuya composición y financiación se definen en la Ley y el Reglamento General, será la de proveer al Operador del Sistema evaluaciones periódicas de su desempeño y propuestas de medidas susceptibles de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado. El ODS proporcionará al Comité de Agentes la información necesaria para el desarrollo de esta función.

Este comité podrá proponer modificaciones al Reglamento así como proponer nuevas Normas Técnicas, o modificación de las existentes, y elaborará informes respecto a las propuestas presentadas por otros en las condiciones establecidas en este Reglamento. Para ello, podrá solicitar la asistencia de personal del ODS a sus reuniones, quien en ningún caso tendrá derecho a voto sobre las decisiones del Comité de Agentes.

Los miembros del Comité de Agentes no percibirán por parte del ODS salarios, honorarios, dietas, ni ningún tipo de retribución de sus gastos. No obstante, el ODS pondrá a su disposición espacio de oficina y servicios secretariales.

En su primera reunión tras la constitución del Comité de Agentes, sus miembros deberán aprobar unas normas de funcionamiento interno que detallen las formas y periodicidad de sus reuniones así como el proceso de toma de decisiones.

TÍTULO IV

POTENCIA FIRME, MERCADO DE CONTRATOS, Y GARANTÍA DE SUMINISTRO

CAPÍTULO I

Potencia Firme

Artículo 13. Determinación del período crítico del sistema. El Operador del Sistema determinará el período crítico del sistema, que servirá para establecer los requerimientos de potencia firme para los agentes compradores y la potencia firme de las unidades generadoras. Este período estará formado por un número determinado de horas al año, no necesariamente consecutivas, en las que se produce la máxima demanda del sistema y el máximo requerimiento de generación térmica y donde la confiabilidad del sistema se puede encontrar comprometida. La metodología para la determinación del período crítico del sistema se establecerá en la Norma Técnica de Potencia Firme.

Artículo 14. Potencia firme de unidades generadoras. La potencia firme determinada por el ODS para cada unidad de

generación será la máxima que el agente productor podrá vender mediante contratos respaldados con su capacidad de generación, ya sea en el mercado nacional o regional. En caso de ser necesario, los agentes productores deberán suscribir contratos de potencia firme con otros generadores para respaldar sus obligaciones contractuales. El ODS controlará que los agentes productores cumplen las condiciones anteriores. En caso de que el ODS detecte incumplimientos, notificará dicha situación a la CREE para su posible sanción.

Artículo 15. Informe de potencia firme de las unidades generadoras. El Operador del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año elaborará el informe de potencia firme de las unidades generadoras. Los agentes generadores tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del 30 de noviembre emitirá el informe definitivo sobre las potencias firmes de las unidades generadoras que, como máximo, éstas podrán vender en contratos de potencia firme durante el siguiente año a partir del primero de enero.

Artículo 16. Metodología de cálculo de la potencia firme de unidades generadoras. El ODS realizará el cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras en función de su tecnología siguiendo los criterios definidos en este Reglamento. El método de cálculo se detallará en la Norma Técnica de Potencia Firme.

A. Determinación de la potencia firme de las centrales hidráulicas de embalse.

La potencia firme para una central hidráulica de embalse se corresponde con la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del 95% de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para nuevas centrales que entren en servicio, la potencia firme en los diez (10) primeros años de operación será calculada por el Operador del Sistema siguiendo el criterio del 95% y con base en las estimaciones de producción esperada presentadas por el promotor considerando la hidraulicidad de la cuenca. Una vez transcurridos diez (10) años de funcionamiento, la potencia firme se calculará con la serie histórica de funcionamiento de la planta.

B. Determinación de la potencia firme de las unidades térmicas.

La potencia firme de cada unidad térmica se calculará como el producto de la potencia efectiva de la unidad por la disponibilidad media medida durante el periodo crítico anual en los dos últimos años de funcionamiento. En el cálculo de la disponibilidad se tendrán en cuenta las indisponibilidades totales o parciales tanto las programadas como las forzadas.

Para nuevas unidades que entren en servicio, la potencia firme en el primer año de funcionamiento será calculada por el Operador del Sistema con base en la disponibilidad media estándar que presenten unidades nuevas similares de la misma tecnología. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, la potencia firme para el segundo año se calculará según la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento se aplicará el método general.

C. Determinación de la potencia firme de las centrales generadoras que utilizan un recurso renovable variable.

La potencia firme de centrales generadoras cuya fuente de energía primaria presenta un comportamiento aleatorio y no controlable, como las centrales hidráulicas de filo de agua, las centrales eólicas y las centrales solares, se corresponde con la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del 95% de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para nuevas centrales que entren en servicio, la potencia firme en los tres (3) primeros años de operación será calculada por el Operador del Sistema siguiendo el criterio del 95% y con base en las estimaciones de disponibilidad del recurso primario presentadas por el promotor mediante un estudio técnico que considere la ubicación de la central. Una vez transcurridos tres (3) años de funcionamiento, la potencia firme se calculará con la serie histórica de funcionamiento de la planta.

En el cálculo de la potencia firme de centrales generadoras basadas en energías renovables no controlables únicamente se permitirá la agregación de varias centrales cuando éstas compartan el mismo punto de conexión a la red y el mismo equipo de medición comercial.

Artículo 17. Requerimiento de potencia firme para agentes compradores. El Operador del Sistema antes del treinta y uno (31) de agosto de cada año recibirá de los agentes compradores una estimación de su demanda máxima prevista durante el período

crítico del sistema del año siguiente. El ODS antes del treinta (30) de septiembre de cada año elaborará el informe indicativo de demanda donde se establecen los requerimientos de potencia firme que cada uno de los agentes compradores deberá tener contratado a partir del primero de enero para el siguiente año.

El ODS calculará este requerimiento como la demanda máxima prevista en el período crítico del sistema más las pérdidas de potencia proyectadas más el margen de reserva fijado anualmente por la CREE. La demanda máxima prevista será aquella que, de acuerdo con las proyecciones presentadas por los agentes compradores y la proyección de la demanda nacional realizada por el ODS, determine el ODS como la máxima potencia neta instantánea demandada dentro del período crítico del sistema para cada agente comprador. Las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes a cada agente comprador se asignarán con base en los criterios definidos en la Norma Técnica de Potencia Firme. Los criterios y el método de cálculo del margen de reserva se fijarán en la Norma Técnica de Potencia Firme.

Los agentes compradores tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones al ODS sobre el informe indicativo de demanda. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del treinta (30) de noviembre emitirá el informe definitivo de demanda con los requerimientos de potencia firme que los agentes compradores deberán tener contratados durante todos los meses del siguiente año a partir del uno (1) de enero.

CAPÍTULO II
Desvíos de Potencia Firme

Artículo 18. Cálculo de los desvíos de potencia firme. El ODS antes del 15 de enero de cada año calculará los desvíos de potencia firme en todos y cada uno de los meses desde enero a diciembre del año anterior.

El ODS calculará los desvíos de potencia firme para cada agente comprador en cada mes como la diferencia entre el requerimiento efectivo de potencia firme anual y el valor mínimo de la potencia firme contratada por el agente en dicho mes. El requerimiento efectivo de potencia firme anual del agente comprador se calculará por el ODS a partir de la demanda máxima registrada del agente

durante el período crítico del sistema del año concluido adicionando las pérdidas de potencia y el margen de reserva correspondientes. Los desvíos resultantes del cálculo anterior que tomen un valor positivo serán considerados como faltantes de potencia firme de los agentes compradores, mientras que aquellos que tomen un valor negativo serán considerados como sobrantes de potencia firme de los agentes compradores.

El ODS calculará los desvíos de potencia firme de cada agente productor en cada mes como la diferencia entre la potencia firme efectiva anual y el valor máximo de la potencia firme vendida en contratos por el agente en dicho mes. La potencia firme efectiva anual del agente productor se calculará por el ODS como la potencia firme de las centrales y unidades de generación del agente incorporando a la serie histórica el funcionamiento registrado de dichas unidades durante el período crítico del sistema del año concluido, siguiendo los criterios establecidos en el artículo 16 de este Reglamento. Los desvíos resultantes del cálculo anterior que tomen un valor positivo serán considerados como sobrantes de potencia firme de los agentes productores mientras que aquellos que tomen un valor negativo serán considerados como faltantes de potencia firme de los agentes productores.

Artículo 19. Liquidación de los desvíos de potencia firme. El ODS antes del quince (15) de enero de cada año elaborará un informe de liquidación de los desvíos de potencia firme y lo remitirá a los agentes. Los faltantes de potencia firme de los agentes compradores y productores en cada mes serán cargados a los mismos al precio de referencia de la potencia, y el monto resultante será repartido a prorrata entre los agentes productores de forma proporcional a sus sobrantes de potencia en dicho mes.

Los agentes tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones al ODS sobre el informe de liquidación de desvíos de potencia. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del treinta y uno (31) de marzo emitirá el informe definitivo de liquidación de desvíos de potencia del año anterior.

La liquidación de los desvíos de potencia a los agentes se realizará en partes iguales en los tres meses siguientes a la publicación del informe definitivo.

CAPÍTULO III

Contratos de Potencia Firme y Seguridad de Suministro

Artículo 20. Derechos y obligaciones de contratación de potencia firme. En el caso de problemas de suministro o racionamiento debido a la falta de capacidad de generación en el SIN, los agentes compradores con contratos de potencia firme tienen el derecho a ser suministrados por los agentes productores a los que han comprado dicha potencia firme, o en su defecto por los generadores de respaldo a los que el agente productor haya traspasado esta obligación mediante la firma del correspondiente contrato de potencia firme entre ambos generadores. El ODS racionará, en primer lugar, aquella demanda de agentes compradores que no esté cubierta por contratos de potencia firme. En último término, el ODS racionará la demanda que tenga contratada potencia firme, cuando el generador que respalda el contrato no esté disponible.

En el caso de que el agente productor no cumpla con la obligación de estar disponible, el agente comprador tendrá derecho a que el agente productor le indemnice por la energía racionada no suministrada de acuerdo a su curva de carga, con un precio de la energía no suministrada que determinará la CREE.

TÍTULO V

PLANIFICACIÓN OPERATIVA, DESPACHO
ECONÓMICO Y MERCADO DE OPORTUNIDAD

CAPÍTULO I

Planificación Operativa

Artículo 21. Planificación Operativa. La planificación operativa estará basada en tres tipos de programación con distintos horizontes temporales: largo plazo, semanal y planificación diaria o predespacho.

Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los precios nodales en el sistema principal de transmisión, el ODS utilizará modelos de coordinación hidrotérmica que permitan determinar la planificación de mínimo costo de las unidades de generación, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad.

Artículo 22. Planificación de largo plazo. La programación de largo plazo se realizará con un horizonte temporal de tres años y detalle semanal y se deberá actualizar al menos con una periodicidad mensual.

Los objetivos principales de la programación de largo plazo son:

- A. Realizar una programación indicativa de la operación del sistema a mínimo costo garantizando la continuidad y seguridad del suministro.
- B. Calcular el valor del agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizará en la programación semanal y en el predespacho.
- C. Calcular los costos base de generación previstos para el siguiente año, para su traslado a tarifa de acuerdo al Reglamento General. Para este fin, se usará la última planificación de largo plazo disponible a finales del mes de diciembre de cada año.

Artículo 23. Herramienta de modelado para la planificación de largo plazo. La herramienta utilizada para la programación de largo plazo será un modelo de optimización que calcule la explotación hidrotérmica óptima de mínimo costo, con detalle semanal y considerando el mínimo número de bloques horarios de carga que serán definidos por la CREE por medio de la Norma Técnica de Planificación Operativa.

Los datos que se deben utilizar como entrada al modelo de optimización serán, al menos, los siguientes:

- a) Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas.
- b) Características técnicas y económicas (costos variables) de las unidades generadoras (plantas térmicas, renovables y renovables no controlables).
- c) Proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.
- d) Un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema.
- e) Características técnicas del sistema de transmisión (capacidad de cada una de los elementos del sistema de transmisión).
- f) Proyección de la demanda semanal por bloque de carga y por nodo del sistema principal de transmisión.
- g) Los planes de expansión de la generación y de expansión de la transmisión elaborados por el ODS.
- h) El plan anual de mantenimientos programados elaborado por el ODS en coordinación con los agentes.

El Operador del Sistema deberá poner a disposición de los agentes un informe con los resultados obtenidos de la programación de largo plazo.

Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras. Los agentes con plantas de generación térmica deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de las unidades generadoras, que podrá ser

auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los costos de arranque y parada. Asimismo, El ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de las centrales hidráulicas.

Artículo 25. Programación semanal. La programación semanal se realizará para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de la misma es realizar una programación y despacho indicativos de las unidades de generación, así como una estimación de los precios nodales en el sistema de transmisión.

La herramienta utilizada para la programación semanal será un modelo de optimización que calcule la explotación óptima de mínimo costo, con periodos horarios, tomando los siguientes parámetros como datos de partida:

- a. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas y su correspondiente valor del agua. Este valor del agua provendrá de la última actualización de la planificación de largo plazo.
- b. Características técnicas y económicas detalladas de las plantas térmicas.
- c. Producción horaria esperada de las unidades generadoras que utilizan un recurso renovable variable.
- d. Características técnicas detalladas del sistema de transmisión.
- e. Proyección horaria de la demanda por nodo del sistema de transmisión.
- f. Disponibilidad de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, con detalle horario.

El Operador del Sistema deberá poner a disposición de los agentes un informe con los resultados obtenidos en la programación semanal.

Artículo 26. Organización del mercado de oportunidad. El mercado de oportunidad estará organizado de manera secuencial de acuerdo a los pasos enumerados a continuación.

- a) Predespacho nacional
- b) Ofertas de oportunidad al MER
- c) Incorporación de resultados del despacho regional
- d) Redespachos
- e) Operación en tiempo real
- f) Posdespacho.

Artículo 27. Descripción del predespacho nacional. El predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de las unidades, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, la unidades de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad, y los niveles de reservas y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

El Operador del Sistema realizará un despacho de mínimo costo considerando las pérdidas y las restricciones de la red de transmisión mediante un modelado DC de la misma que incluirá los criterios de seguridad establecidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

Los resultados del predespacho nacional incluirán los precios nodales en el sistema de transmisión, las producciones horarias de cada central generadora en cada nodo y los servicios complementarios requeridos.

Artículo 28. Entrega de información por parte de los agentes productores. Antes de las 9:00 A.M., de cada día los agentes productores deberán remitir al Operador del Sistema la información necesaria para elaborar el predespacho nacional para cada hora del día siguiente.

La información que deben presentar los agentes productores, en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Disponibilidad y condiciones técnicas de las unidades de generación.
- b) El valor estimado que represente los costos variables de producción de los recursos de generación, para las 24 horas del día siguiente.
- c) Producción horaria esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable.

Artículo 29. Entrega de información por parte de la Empresa Transmisora. Antes de las 9:00 A.M., de cada día la Empresa Transmisora deberá remitir al Operador del Sistema la información necesaria para elaborar el predespacho nacional para cada hora del día siguiente.

La información que debe presentar la Empresa Transmisora en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Las indisponibilidades del sistema principal de transmisión.
- b) Los mantenimientos programados y no programados.
- c) Las reducciones en las capacidades operativas del sistema de transmisión nacional para cada instalación.
- d) Los cambios topológicos del sistema principal de transmisión.
- e) Las justificaciones correspondientes a los literales anteriores.

Artículo 30. Horario y pronóstico del perfil de demanda nodal. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá determinar el perfil de demanda por nodo del sistema principal de transmisión para cada hora del día siguiente, asegurando una estimación cercana a la realidad (con una tolerancia de más menos 5% de la demanda).

Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del predespacho nacional. Antes de las 12:00 P.M., de cada día el Operador del Sistema deberá determinar el predespacho nacional, a partir del perfil de demanda por nodo y deberá considerar como mínimo lo siguiente:

- a) La disponibilidad de las unidades de generación y la producción esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable y los excedentes de autoprodutores.
- b) Los costos variables de las unidades de generación.
- c) Las restricciones técnicas de las unidades de generación.
- d) La demanda de energía por nodo pronosticada.
- e) La red de transmisión nacional con sus parámetros por cada elemento de transmisión.
- f) Las indisponibilidades y los mantenimientos de transmisión programados y no programados.
- g) Las pérdidas del sistema de transmisión.
- h) El cumplimiento del balance de energía, de manera que la generación total sea igual a la demanda total más las pérdidas del sistema de transmisión.

El predespacho se calculará utilizando una herramienta de optimización que calcule el despacho económico modelando la red de transmisión mediante un flujo de cargas en corriente continua (DC). Este modelo debe ser compatible con el modelo de predespacho regional utilizado por el EOR.

El ODS verificará que los resultados obtenidos con el modelo anterior cumplen con las restricciones técnicas de control de voltaje

y potencia reactiva siguiendo lo establecido en el Título VI del presente Reglamento.

Artículo 32. Resultados mínimos del predespacho nacional.
El predespacho nacional, sin considerar exportaciones o importaciones de energía, es un insumo para el predespacho regional y deberá permitir identificar para cada hora lo siguiente:

- a) Generación de energía programada para cada recurso de generación.
- b) Generadores con asignación de reserva para regulación primaria y secundaria.
- c) La demanda de energía programada por nodo.
- d) Disponibilidad de la red de transmisión nacional.
- e) Disponibilidad de aumentar la producción de los generadores por nodo eléctrico.
- f) Previsión de demanda no atendida por déficit por nodo eléctrico.
- g) Precios nodales obtenidos en el predespacho nacional previos al predespacho regional.

Antes de las 12:30 A.M., de cada día, el Operador del Sistema publicará en su sitio web los resultados del predespacho nacional, de manera que sean accesibles a los agentes del mercado.

Artículo 33. Remisión del predespacho nacional al EOR.
Antes de las 1:00 P.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá remitir al Ente Operador Regional, el predespacho nacional para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

CAPÍTULO II

Declaración de Contratos Regionales

Artículo 34. Horario e información requerida para la declaración de contratos regionales. Antes de las 9:00 A.M., de cada día, los agentes autorizados a realizar transacciones regionales, que requieran declarar los contratos regionales para el día siguiente, deberán remitir al Operador del Sistema la información requerida por el numeral 5.6 del libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, incluyendo las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT asociados a los CNFFF.

Si se trata de una inyección hacia el MER de un contrato, el agente deberá identificar la unidad o unidades de generación con que pretende cumplir su compromiso contractual y el nodo de la RTR, donde se propone realizar la inyección de energía.

Si se trata de un retiro de un contrato abastecido desde el MER, deberá identificar el nodo de la RTR donde se propone realizar el retiro de energía.

Artículo 35. Validación de las inyecciones hacia el MER de los contratos. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de inyección hacia el MER de los CNFFF regionales con base en la información proporcionada por los agentes, tomando en cuenta los resultados del predespacho nacional, la capacidad técnica de inyectar la energía correspondiente en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

En caso de que los recursos de generación asociados al compromiso contractual han sido requeridos total o parcialmente en el predespacho nacional o cuando se identifique algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

Artículo 36. Validación de los retiros abastecidos desde el MER de los contratos. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de retiro abastecidos desde el MER de los CNFFF con base en la información provista por los agentes, debiendo para el efecto, el Operador del Sistema, tomar en cuenta los resultados del predespacho nacional, la capacidad técnica de retirar la energía correspondiente en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales y regionales, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

Artículo 37. Validación de contratos firmes regionales por el Operador del Sistema. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de contratos firmes regionales sobre los cuales los agentes hayan informado, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER, y las características de cada contrato firme declaradas en el registro respectivo en el EOR.

En caso de identificar algún incumplimiento o discrepancias con el registro del contrato que no sean resueltas por el agente a tiempo, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

Artículo 38. Validación de contratos no firmes financieros regionales por el Operador del Sistema. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de contratos regionales no firmes financieros sobre los que hayan informado los agentes, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.6 del Libro II del RMER. De identificarse discrepancias que no sean resueltas por el agente a tiempo, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

Artículo 39. Remisión de información de contratos regionales por el Operador del Sistema al EOR. Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema remitirá al EOR la información de los contratos regionales y las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT, sobre las que hayan informado los agentes para el día siguiente, considerando lo establecido en el numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

Artículo 40. Ajustes y aclaraciones de inconsistencias de contratos regionales. Antes de las 11:30 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá coordinar con los agentes y el EOR, los ajustes y aclaraciones necesarias para resolver las inconsistencias señaladas por el EOR, de contratos regionales que se propone despachar al día siguiente. El Operador del Sistema informará a los agentes de los contratos regionales que hayan sido invalidados por el EOR.

CAPÍTULO III
Ofertas de Oportunidad Regionales

Artículo 41. Ofertas en el mercado de oportunidad regional. A partir de los resultados del predespacho nacional, el Operador del Sistema presentará al predespacho regional del MER ofertas de oportunidad de inyección y retiro en cada nodo de la RTR.

Para ello, el ODS calculará la escalera de cantidad-precio para importar o exportar energía del MER o hacia el MER en cada nodo de la RTR y para cada hora del día siguiente:

- a) Ofertas de oportunidad de retiro: para importar energía al sistema nacional en nodos de la RTR, sustituyendo energía más cara que hubiera sido despachada en el predespacho nacional en nodos de la red nacional.
- b) Ofertas de oportunidad de inyección: para exportar hacia el MER energía disponible y no despachada en el predespacho nacional.

Las ofertas de oportunidad se calcularán a partir de la escalera de inyecciones y retiros resultantes del predespacho nacional en cada nodo de la RTR, una vez retiradas las ofertas de cantidad-costo correspondientes a aquellas unidades de generación que, para el mismo intervalo de operación, hayan informado de un compromiso contractual físico de carácter regional.

Artículo 42. Remisión de ofertas de oportunidad de inyección y retiro por el Operador del Sistema al EOR. Antes de las 1:00 P.M., de cada día, el Operador del Sistema remitirá al EOR la información de las ofertas de oportunidad de inyección y de retiro para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

CAPÍTULO IV
Predespacho Regional

Artículo 43. Incorporación de resultados del predespacho regional al predespacho nacional. Las transacciones de oportunidad resultantes del predespacho regional darán lugar a modificaciones del predespacho nacional, considerándose como inyecciones o retiros firmes en los nodos de la RTR correspondientes.

En los nodos de la RTR en los que existen líneas de interconexión con otro país y que resulten con un saldo exportador en el predespacho regional, se deberá considerar una demanda inflexible igual al valor programado por el EOR.

En los nodos de la RTR donde se conectan líneas de interconexión con otro país y que resulten con un saldo importador en el predespacho regional, se deberá considerar un generador inflexible igual al valor programado por el EOR.

En caso de que se presente una imposibilidad de cumplir con las restricciones técnicas y operativas, el ODS realizará, en coordinación con el EOR, los ajustes necesarios al predespacho nacional y/o regional para que el resultado del predespacho sea factible.

Artículo 44. Determinación y coordinación del predespacho regional. Entre las 2:30 P.M. y las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema determinará y coordinará con el EOR, los ajustes necesarios para que el resultado del predespacho regional del día siguiente sea operativamente factible y de esa forma obtener el predespacho total.

Artículo 45. Verificación y ajuste del predespacho regional. Antes de las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema

verificará los resultados del predespacho regional remitido por el EOR y considerará las últimas condiciones del sistema eléctrico nacional para identificar si existen motivos para solicitar al EOR ajustes al predespacho regional. El Operador del Sistema deberá considerar:

- a) Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados.
- b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados.
- c) Solicitudes de los ODS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14 del Libro II del RMER.
- f) Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme a los numerales 2.10.3 y 5.15 del Libro II del RMER.
- g) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se le haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas.

De identificarse alguna de las causas anteriores, el Operador del Sistema deberá solicitar al EOR el ajuste del predespacho regional, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

Artículo 46. Coordinación de solicitudes de ajustes al predespacho regional de otros ODS de la región. Entre las 2:30 P.M. y las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema determinará, en coordinación con el EOR, las solicitudes de ajuste al predespacho regional realizadas por otros ODS y desarrollará las validaciones indicadas en el artículo anterior.

Artículo 47. Predespacho total. Una vez que el Operador del Sistema haya validado el predespacho regional y sus ajustes, sumará las transacciones regionales a las nacionales para obtener el predespacho nacional total.

Artículo 48. Información del resultado del predespacho regional. Antes de las 6:00 P.M., de cada día, el ODS informará a los agentes de las transacciones regionales de contratos y oportunidad resultantes del predespacho regional para el siguiente día.

CAPÍTULO V
Redespachos

Artículo 49. Redespachos. El Operador del Sistema podrá realizar redespachos mediante modificaciones al predespacho nacional antes del tiempo real como respuesta a cambios significativos en las condiciones de la demanda, la generación o indisponibilidades. El ODS deberá determinar los redespachos e informar al EOR de las nuevas condiciones de operación con una antelación mínima de tres (3) horas respecto a su entrada en vigencia, de acuerdo con la regulación regional.

El origen de los redespachos podrá estar en el sistema nacional o en otro país del sistema regional, en cuyo caso el Operador del Sistema será informado por el EOR.

Cuando sea necesario efectuar redespachos, el ODS informará con posterioridad a los agentes que se vean afectados.

El resultado del último redespacho constituye el predespacho nacional definitivo respecto al que se medirán las desviaciones resultado de la operación en tiempo real.

Artículo 50. La Operación del Sistema y la operación comercial regional como actividad permanente. Como una actividad permanente las 24 horas del día y los 365 días del año, el Operador del Sistema podrá solicitar al EOR, mediante los medios y formatos requeridos por éste, el o los redespachos regionales en cualquier momento que se presente o se prevea alguna de las siguientes situaciones, con una duración mayor de tres (3) horas:

- a) Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- c) Solicitudes de los ODS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15 del libro II del RMER.
- g) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado

transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el ODS respectivo.

Artículo 51. Verificación del redespacho regional comunicado por el EOR. Una vez el EOR informe oficialmente de los resultados de cada solicitud de redespacho, el Operador del Sistema verificará:

- a) En el caso de que el redespacho regional fuese solicitado por el Operador del Sistema: que el EOR haya solventado las causas del redespacho solicitado. De identificarse inconsistencias el Operador del Sistema solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.
- b) Si el redespacho regional fuese solicitado por otro ODS o el EOR: que se confirme la validación de posibles nuevas transacciones regionales de Honduras o la reducción de las ya existentes, así como confirmar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y restricciones técnicas del sistema eléctrico nacional. De identificarse inconsistencias el ODS solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.

Para cumplir con lo anterior, el Operador del Sistema debe mantener una actividad permanente de monitoreo de la actividad técnica y comercial del MER, las 24 horas del día y los 365 días del año.

Artículo 52. Actualización del predespacho total. Una vez el Operador del Sistema haya validado el o los redespachos regionales y sus posibles ajustes, los sumará al predespacho nacional para obtener el predespacho total e informará a los agentes sobre las nuevas condiciones operativas y comerciales que se deriven.

CAPÍTULO VI
Operación en Tiempo Real

Artículo 53. Operación en tiempo real. El Operador del Sistema podrá realizar modificaciones en el despacho de las unidades generadoras en tiempo real por razones de seguridad del sistema.

Estas modificaciones podrán estar causadas por restricciones físicas de transmisión, indisponibilidades programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad.

Asimismo, el Operador del Sistema podrá requerir la provisión de servicios complementarios según lo establecido en el Título VI de este Reglamento.

Artículo 54. Responsabilidad del Operador del Sistema. El Operador del Sistema cumplirá los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para la coordinación, supervisión y control de la operación interconectada del sistema eléctrico de Honduras, cumpliendo con los estándares de calidad, seguridad y desempeño regionales establecidos en el capítulo 3 del Libro II del RMER y las resoluciones de la CRIE emitidas al respecto.

Artículo 55. Metodología de actuación del Operador del Sistema como ODS de la región. El Operador del Sistema coordinará con el EOR y los otros ODS de la región, la operación del sistema interconectado, mediante la ejecución del esquema jerárquico establecido en el RMER y los protocolos de operación vigentes aprobados por la CRIE.

El Operador del Sistema será el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa, que se debe de mantener con el EOR y con los otros ODS. Para este fin dará cumplimiento al numeral 3.4 del Libro II del RMER.

CAPÍTULO VII
Posdespacho Nacional y Regional

Artículo 56. Posdespacho nacional. El Operador del Sistema calculará el posdespacho nacional el día siguiente a aquel en que se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, las unidades de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles y las transacciones regionales realizadas.

El Operador del Sistema incluirá en el posdespacho la energía inyectada en cada intervalo de operación por aquellas unidades despachadas como generación forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de esta generación en la formación de precios del mercado de oportunidad.

Para realizar el posdespacho, el Operador del Sistema empleará las mismas herramientas de optimización empleadas para el cálculo del predespacho.

El objeto del posdespacho es calcular los precios nodales de oportunidad que el ODS utilizará para efectuar las liquidaciones

de las transacciones comerciales en cada hora. Adicionalmente, el ODS calculará las desviaciones en tiempo real de cada uno de los agentes del mercado respecto al predespacho nacional definitivo.

Se habilita al Operador del Sistema a proponer a la CREE un mecanismo para trasladar el sobrecosto de las desviaciones en tiempo real a los agentes cuyas inyecciones o retiros en un intervalo de operación se hayan desviado respecto de la energía programada para dicho período de acuerdo con el último redespacho elaborado por el Operador del Sistema. Este mecanismo deberá ser coherente con el mecanismo regional de gestión de desviaciones en tiempo real administrado por el EOR y establecido en el Título IX del presente Reglamento.

Asimismo, el ODS informará a los agentes del mercado del resultado del posdespacho diario, publicando en su sitio web los resultados del mismo. Los agentes dispondrán de un plazo de dos (2) días hábiles a partir de la notificación por parte del ODS para presentar reclamos. El reclamo debe incluir el motivo que lo fundamenta que deberá estar basado en incumplimientos a los criterios o procedimientos que se establecen en este Reglamento y sus Normas Técnica. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos por parte de un agente, se considera que éste acepta toda la información recibida. El ODS deberá contestar los reclamos dentro de un plazo no mayor a cuatro (4) días hábiles.

Artículo 57. Remisión de la información de medición comercial de flujo en los enlaces al EOR. A más tardar pasadas 48 horas tras el día de operación, el Operador del Sistema deberá remitir al EOR los datos de medición comercial correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de flujo ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Honduras y las áreas de control de Guatemala, El Salvador y Nicaragua, en los medios y formatos definidos por el EOR.

Artículo 58. Reporte de contingencias. A más tardar a las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá enviar al EOR el reporte de contingencias del día anterior, así como la disposición real de la red de transmisión del día anterior. Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

TÍTULO VI

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

CAPÍTULO I

Servicios Complementarios: Definición y Obligaciones

Artículo 59. Definición de los servicios complementarios. Los servicios complementarios a los efectos de este Reglamento son los siguientes:

- a) Control de frecuencia que incluye las reservas para la regulación primaria y secundaria de frecuencia junto con la reserva fría, la desconexión automática de cargas y la demanda interrumpible.
- b) Control de voltaje y potencia reactiva.
- c) Arranque en negro.

Artículo 60. Obligación de proveer servicios complementarios. Todos los agentes del mercado tienen la obligación de contribuir a la prestación de los servicios complementarios definidos en este Reglamento, y dentro de los márgenes establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Los requerimientos impuestos como mínimos en este Reglamento para la provisión de determinados servicios complementarios se consideran una obligación para los agentes la cual no estará sujeta a remuneración adicional.

Artículo 61. Verificaciones e incumplimientos. El ODS verificará la prestación de estos servicios por parte de los agentes y notificará a la CREE los incumplimientos a efecto de que adopte las sanciones correspondientes.

El ODS verificará en su área de control la prestación de los servicios auxiliares regionales por parte de los agentes, según lo establecido en el Reglamento del MER, e informará al EOR las causas o justificaciones del no cumplimiento.

El incumplimiento por parte de un agente en la prestación de los servicios complementarios definidos en este Reglamento, sin causas justificadas y aceptadas por la CREE como válidas, poniendo en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SIN o del SER, será considerado como infracción muy grave, acarreando las sanciones correspondientes contempladas en la Ley.

En cualquiera de los casos, el agente al que se le impute un incumplimiento podrá aportar al ODS las pruebas pertinentes del desempeño de sus equipos.

Artículo 62. Generación forzada. Los sobrecostos originados por el despacho de generación forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios agentes con sus obligaciones de proveer los servicios complementarios serán cargados a dichos agentes. La generación forzada no podrá fijar precio en el despacho que determine los precios nodales en el sistema principal de transmisión.

Artículo 63. Norma Técnica de Servicios Complementarios. La Norma Técnica de Servicios Complementarios especificará

los requisitos técnicos que deben cumplir los agentes, el proceso de habilitación para la prestación de los servicios, los criterios para el cálculo y asignación de los márgenes de reserva, y los mecanismos para el seguimiento y supervisión por el ODS.

CAPÍTULO II
Control de Frecuencia

Artículo 64. Obligación de proveer el servicio. Todas las unidades generadoras que cumplan los requisitos técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto en condiciones normales como de emergencia.

Artículo 65. Regulación primaria de frecuencia. Al efecto de proveer la reserva para la regulación primaria de frecuencia los reguladores de velocidad de las unidades generadoras deberán permanecer desbloqueados, salvo autorización del ODS.

Artículo 66. Regulación secundaria de frecuencia. Al efecto de proveer la reserva para la regulación secundaria de frecuencia las unidades generadoras con capacidad nominal igual o superior a 8 MW deberán estar habilitadas para integrarse en el AGC.

El margen de reserva rodante que debe ser provisto por las unidades acopladas se calculará diariamente para el día siguiente por el ODS en el predespacho en coordinación con el EOR. Este margen debe ser calculado por el ODS y ser asignado a las unidades despachadas siguiendo los criterios fijados en la Norma Técnica.

Artículo 67. Reserva fría. La reserva fría será provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos. El objetivo de la reserva fría es reponer la reserva secundaria.

El margen de reserva fría, más el provisto por la demanda interrumpible en caso de existir, se fijará por el ODS en el predespacho como un porcentaje adicional al margen de reserva rodante según los criterios definidos en la Norma Técnica.

Cuando una unidad generadora programada para proveer reserva fría sea llamada a producir por el ODS dicha unidad será compensada por los costos incurridos de acuerdo a su declaración de costos variables y de arranque y parada. Estos costos se liquidarán por el ODS a los agentes compradores a través del cargo por servicios complementarios.

Artículo 68. Desconexión automática de cargas. El ODS en coordinación con el EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo los requerimientos y etapas de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje, tanto en porcentaje de la demanda como en temporización de las etapas. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los agentes y se detallará en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Artículo 69. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. Cuando un agente no cumpla con la prestación de servicio de control de frecuencia asignada por el ODS forzando a otros agentes a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el agente con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.

Artículo 70. Demanda interrumpible. Se habilita al ODS para elaborar una propuesta de procedimiento para la provisión de un servicio de demanda interrumpible con previo aviso, como medida adicional para el control de la frecuencia ante situaciones de emergencia y en forma preventiva para evitar la desconexión automática de carga. La CREE deberá tramitar este procedimiento como una propuesta de modificación de la Norma Técnica de Servicios Complementarios de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. La provisión de demanda interrumpible no supondrá en ningún caso una disminución del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores. Los agentes que provean este servicio podrán ser objeto de remuneración adicional.

CAPÍTULO III
Control de Voltaje y Potencia Reactiva

Artículo 71. Obligación de proveer el servicio. El ODS deberá enviar consignas de operación a los agentes con recursos de potencia reactiva para asegurar que los niveles de voltaje en los nodos del sistema principal de transmisión se mantengan dentro de los límites establecidos en la NT-CT, tanto bajo condiciones normales de operación como ante contingencias.

Los agentes con unidades de generación están obligados a participar en el control de voltaje y deberán seguir las consignas dadas por el ODS mediante el regulador automático de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva dentro de los límites impuestos por la curva de funcionamiento de cada unidad generadora. La Norma Técnica podrá fijar unos niveles mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva para las unidades generadoras.

La Empresa Transmisora deberá mantener disponibles la totalidad de los equipos con capacidad para la regulación de voltaje en su red, tales como transformadores reguladores con cambiadores de tomas, y equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva, de manera que puedan ser conectados, desconectados, o regulados siguiendo las instrucciones del ODS dependiendo de las necesidades en el SIN.

Los distribuidores y grandes consumidores deberán mantener su factor de potencia dentro de los límites establecidos en las distintas bandas horarias fijados en la NT-CT.

Artículo 72. Control de voltaje y potencia reactiva. El ODS debe programar y coordinar todos los recursos disponibles para el control de voltaje con un día de antelación en el predespacho. Cuando el ODS detecte que en algún nodo no se puede mantener el voltaje dentro de los límites especificados una vez adoptados todos los medios previstos para el control de potencia reactiva, podrá despachar o redespachar unidades de generación con el criterio de mínimo costo.

Artículo 73. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. Cuando un agente no cumpla con la prestación de servicio de control de voltaje asignada por el ODS forzando a otros agentes a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el agente con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.

CAPÍTULO IV
Arranque en Negro

Artículo 74. Guía de restablecimiento del servicio. En el caso de darse una condición de voltaje cero en parte del sistema o en su totalidad, el ODS deberá conducir las operaciones para el restablecimiento del servicio en el SIN. Para ello el ODS elaborará la Guía de Restablecimiento del Servicio donde se especificarán las unidades generadores con capacidad de arranque en negro, el proceso de formación en islas de carga e interconexión progresiva de las mismas, y las obligaciones de los agentes para la prestación del servicio.

El ODS coordinará con el EOR y reportará al mismo los recursos disponibles a ser considerados en la Guía Regional de Restablecimiento del Servicio según establece la regulación regional.

Artículo 75. Obligaciones y retribución por el servicio. Todos los agentes tienen la obligación de contribuir en este servicio de

acuerdo con sus recursos, para ello deberán seguir las disposiciones contenidas en la Guía así como las instrucciones que reciban del ODS.

Los agentes serán remunerados por los costos adicionales de inversión y mantenimiento de equipos asociados a la prestación de este servicio según costos auditados y una tasa de rentabilidad similar a la reconocida para remunerar los activos de transmisión.

Artículo 76. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. El ODS para efectuar el seguimiento de desempeño en la prestación del servicio podrá ordenar la ejecución de pruebas de disponibilidad, tiempos de arranque, sincronización y toma de carga a las correspondientes unidades según se establezca en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Aquellos agentes que incumplan con los requisitos establecidos para la provisión del servicio podrán ser sancionados.

TÍTULO VII
COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

CAPÍTULO I
Plan Anual de Mantenimientos de Instalaciones de Generación y Transmisión

Artículo 77. Propuesta de mantenimientos de instalaciones de generación. Los agentes productores presentarán anualmente al ODS una propuesta de mantenimientos programados antes del quince (15) de septiembre. Esta propuesta detallará, para cada instalación, la fecha programada de comienzo de cada trabajo de mantenimiento, la duración del mismo, así como una justificación de su necesidad y duración.

Artículo 78. Propuesta de mantenimientos de instalaciones de transmisión. Las Empresas Transmisoras presentarán anualmente al ODS una propuesta de mantenimientos programados antes del quince (15) de septiembre. Esta propuesta detallará, para cada instalación, la fecha programada de comienzo de cada trabajo de mantenimiento, la duración del mismo, así como una justificación de su necesidad y duración.

Artículo 79. Plan anual de mantenimientos. El ODS es responsable de la coordinación de los mantenimientos que soliciten los agentes productores y las Empresas Transmisoras.

El ODS elaborará el plan anual de mantenimientos para el siguiente año a partir de las propuestas recibidas de acuerdo a lo estipulado en los artículos 77 y 78 de este Reglamento.

Este plan se elaborará siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de suministro, evaluando escenarios futuros de inyecciones y retiros en base a las proyecciones de demanda, y el despacho económico de las unidades de generación existentes y previstas considerando los costos variables auditados e hidráulicidad. El plan anual de mantenimientos deberá justificar que, de acuerdo con los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de seguridad de suministro determinados por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas. El modelo a utilizar será el mismo que el empleado para la planificación operativa de largo plazo.

El ODS tendrá de plazo hasta el quince (15) de octubre para notificar dicho plan a los agentes productores, la Empresa Transmisora y otros agentes transmisores, pudiendo requerir a los mismos la reubicación temporal de sus trabajos de mantenimiento con el fin de perseguir los objetivos anteriormente mencionados. Los agentes productores y Empresas Transmisoras podrán presentar comentarios y alegaciones a dicho plan hasta el treinta y uno (31) de octubre.

El ODS publicará el plan anual de mantenimientos, tomando en consideración los comentarios recibidos, antes del quince (15) de noviembre, informando a los agentes del mercado y las Empresas Transmisoras.

El ODS según lo requerido en la regulación regional enviará al EOR el plan anual de mantenimientos de las instalaciones de transmisión a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año.

El ODS publicará el plan definitivo de mantenimientos una vez recibido el plan anual de mantenimientos de instalaciones regional elaborado por el EOR, quien de acuerdo con el numeral 5.7.3 del Libro III del RMER deberá enviarlo al ODS a más tardar el quince (15) de diciembre de cada año.

CAPÍTULO II

Coordinación de Mantenimientos

Artículo 80. Mantenimientos en el período crítico del sistema. Los agentes y transmisores deberán evitar la programación de mantenimientos dentro del período crítico del sistema. Asimismo, cuando se prevean condiciones de racionamiento de energía de acuerdo a su planificación operativa o eventos de interés general donde sea esencial asegurar el suministro eléctrico, el ODS podrá suspender la ejecución de cualquier mantenimiento programado. El ODS comunicará a los

agentes la duración estimada de dichas condiciones. Una vez concluido dicho período, el ODS se deberá coordinar con los agentes con el fin de reprogramar todos los mantenimientos previstos.

Artículo 81. Seguimiento de las indisponibilidades de generación. De acuerdo al artículo 28 del presente Reglamento, los generadores están obligados a comunicar al ODS su estado de disponibilidad para realizar la programación semanal y diaria. El ODS realizará un seguimiento de la disponibilidad registrada de cada unidad generadora. En caso de indisponibilidades no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la CREE.

Artículo 82. Mantenimientos menores. Los mantenimientos menores deberán ser notificados y autorizados por el ODS con al menos una semana de antelación.

Artículo 83. Mantenimientos de emergencia. En condiciones debidamente justificadas, donde la no realización de un mantenimiento pueda suponer un mal mayor posterior, los agentes y transmisores podrán solicitar al ODS la realización de un mantenimiento de emergencia. Dicha solicitud deberá especificar los datos del equipo o instalación afectado, la duración prevista de los trabajos así como una justificación de por qué se ha de calificar dicho mantenimiento como de emergencia. En caso de ser aprobado por el ODS, éste deberá comunicárselo al solicitante por un medio acorde a la urgencia de la realización de los trabajos. Esta autorización tendrá el carácter de provisional.

El agente que haya realizado un mantenimiento de emergencia, con autorización provisional del ODS, deberá elaborar un informe justificativo a más tardar cinco (5) días después de ocurrido el evento. El ODS estudiará dicho informe y determinará si concede la autorización definitiva al mantenimiento de emergencia. En caso contrario podrá requerir al agente la puesta en servicio inmediata de los equipos o instalaciones, quien en caso de no cumplir dichas indicaciones podrá ser sancionado.

Cualquier trabajo de mantenimiento que no haya sido coordinado y autorizado previamente por el ODS, sin poder ser calificado como de emergencia, será considerado a todos los efectos como una indisponibilidad forzada, independientemente de su duración o naturaleza.

Artículo 84. Ejecución de los mantenimientos. Para la ejecución de los mantenimientos, el ODS deberá confirmar con

al menos un día de antelación el permiso para la realización de los trabajos. El agente deberá comunicar al ODS el comienzo del mantenimiento. El ODS autorizará a dicho agente a poner fuera de servicio las instalaciones correspondientes. Una vez finalizados los trabajos, el agente se lo comunicará al ODS para volver a poner en servicio los equipos afectados. El ODS comunicará esta nueva situación a los agentes.

Artículo 85. Inspección y verificación. El ODS podrá realizar inspecciones durante la realización de los mantenimientos para verificar el cumplimiento de cualesquiera condiciones.

Artículo 86. Modificación de las condiciones de los mantenimientos. En caso de que un agente desee modificar las fechas o la duración de los trabajos, deberá solicitar previamente el permiso al ODS, quien deberá verificar que los cambios no afecten negativamente a los niveles mínimos de calidad y seguridad de suministro establecidos. En el caso de que se solicite una extensión a la duración del mantenimiento, el ODS también deberá conceder el permiso, o en caso contrario determinar que dicho período adicional sea computado como una indisponibilidad forzada.

Artículo 87. Coordinación regional. El ODS, será responsable de la coordinación de todos los mantenimientos con el EOR en las condiciones definidas en la regulación regional y de acuerdo a los plazos, procedimientos y formas allí recogidos.

Artículo 88. Norma Técnica de Mantenimiento. La Norma Técnica de Mantenimiento establecerá la información que los agentes y transmisores deben suministrar al ODS para elaborar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar mantenimientos menores.

TÍTULO VIII
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO I
Pago de las Pérdidas de Transmisión

Artículo 89. Pago de las pérdidas marginales de transmisión. Los ingresos variables del sistema principal de transmisión constituyen el mecanismo en el mercado nacional de precios nodales, mediante el cual todos los agentes del mercado, contribuyen al pago de las pérdidas marginales y las rentas de congestión del sistema de transmisión.

La liquidación de los ingresos variables del sistema de transmisión se hace por el Operador del Sistema como parte del proceso de

liquidación de las transacciones resultantes en el mercado de oportunidad y los contratos vigentes de energía entre agentes, tal y como se establece en el Título X de este Reglamento.

TÍTULO IX
TRANSACCIONES REGIONALES

CAPÍTULO I
Transacciones Regionales en el MER

Artículo 90.Responsabilidades en las transacciones regionales. El ODS es responsable de la gestión técnica y comercial de las transacciones regionales realizadas por los agentes del mercado en coordinación con el EOR y los otros Operadores de Sistemas del MER, según se establece en la regulación regional. De acuerdo con el Título II del presente Reglamento, los agentes del MEN que deseen realizar transacciones en el MER deberán ser autorizados para ello y cumplir con las obligaciones establecidas en la regulación regional.

En caso de que el ODS detecte contradicciones entre la reglamentación nacional y la regional, éste deberá proponer a la CREE las modificaciones necesarias a este Reglamento y Normas Técnicas para su armonización.

Artículo 91. Mercado de contratos regional. Los agentes productores podrán contratar con agentes del MER situados en otros países la venta de potencia firme y energía. La potencia firme del agente productor vendida en el contrato regional no podrá volver a venderse en otro contrato, ya sea en el mercado nacional o en el mercado regional.

Los agentes compradores podrán contratar con agentes del MER situados en otros países la compra de potencia firme y energía. La potencia firme contratada por un agente comprador en el MER será considerada por el ODS en la verificación de cobertura de su requerimiento de potencia firme en el mercado nacional.

Los contratos de potencia firme en el MER deben tener asociados derechos firmes de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de acuerdo con la regulación regional.

Los contratos no firmes físicos flexibles (CNFFF) serán despachados por el EOR en el mercado de oportunidad regional a través de las ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo por CVT presentadas por los agentes a través del ODS según la regulación regional, tal y como se establece en el Título V del presente Reglamento.

Los contratos no firmes financieros en el MER se liquidarán para el agente nacional por el ODS como contratos por diferencias con respecto al precio nodal resultante en el mercado de oportunidad en su nodo de inyección o retiro.

Los CNFFF y los contratos no firmes financieros no afectan a las transacciones de potencia firme de los agentes involucrados.

Ningún tipo de contrato regional podrá imponer restricciones físicas al despacho de unidades de generación resultante del despacho económico nacional o regional, salvo las derivadas de la contratación de potencia firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación

Los contratos regionales deben permitir determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada hora a hora entre los agentes involucrados, especificando el punto o puntos de inyección y el punto o puntos de retiro de la misma.

Artículo 92. Mercado de oportunidad regional. Las ofertas de inyección o retiro resultantes del predespacho nacional en cada nodo de la RTR, junto con las ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo por CVT de los contratos CNFFF serán presentadas por el ODS al mercado de oportunidad regional, tal y como se fija en el Título V del presente Reglamento.

Artículo 93. Conciliación de las transacciones regionales en el MER. El EOR liquidará a los agentes del mercado, a través del ODS, las transacciones comerciales derivadas de contratos e intercambios de oportunidad habidas en el mercado regional, de acuerdo con la regulación regional.

Las desviaciones en tiempo real en el MER se liquidarán al precio de estas desviaciones calculado por el EOR de acuerdo con la regulación regional. El ODS habilitará un procedimiento, que será aprobado por la CREE, para repercutir los montos correspondientes a los agentes del mercado según su responsabilidad en dichas desviaciones.

Artículo 94. Obligaciones impuestas por los contratos de potencia firme regionales en caso de racionamiento. En concordancia con lo dispuesto en el Artículo 11 de la Ley en relación con la exportación e importación de electricidad, ante racionamiento en alguno o algunos de los sistemas nacionales del MER, los contratos vigentes de potencia firme sean de importación o exportación suscritos en el mercado nacional tendrán prioridad de despacho.

Si el problema fuese de falta de capacidad de generación en el SIN, el ODS racionará, en primer lugar, aquella demanda de agentes compradores que no esté cubierta por contratos de potencia firme. En último término, se racionará la demanda que tenga contratada potencia firme, cuando el generador que respalda el contrato no esté disponible. En el caso de contratos de importación de potencia firme, el ODS, en coordinación con el EOR, comprobará la suficiencia de la capacidad de transmisión necesaria para respaldar el contrato.

Si el problema fuese de falta de capacidad de generación en el SIN y existiesen contratos de exportación de potencia firme de agentes productores en el mercado nacional, el ODS no impedirá que el agente productor cumpla con su obligación de respaldar la potencia firme contratada con el agente comprador ubicado en otro país del MER.

TÍTULO X
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL Y
LIQUIDACIONES

CAPÍTULO I
Sistema de Medición Comercial

Artículo 95. Obligaciones de los agentes del mercado. Los agentes del mercado tienen obligación de instalar el sistema de medición en su punto de conexión según los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Medición Comercial. Estos requisitos deberán cumplir lo establecido en el RMER, incluyendo los requisitos técnicos de los equipos y el registro de los mismos, garantizar el acceso del ODS a los equipos y datos de medición, disponer de procedimientos para la transferencia de datos directamente o por medios alternos, reportar daños y problemas, realizar las pruebas y suministrar la información requerida por el ODS.

En todos los casos, el sistema de medición incluirá, al menos, las funciones de medida de potencia y energía con integración horaria de activa y reactiva.

Los costos del sistema de medición y las comunicaciones asociadas correrán a cargo del agente.

Artículo 96. Obligaciones del ODS. El ODS debe disponer del sistema de recogida y almacenamiento de las medidas. El ODS será responsable de recolectar la información de los equipos de medición, procesarla y enviarla al EOR según lo dispuesto en el RMER. El ODS llevará a cabo la supervisión de los sistemas y

equipos bajo su responsabilidad, efectuará las verificaciones y pruebas requeridas y atenderá los reportes de daños y problemas. La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá la periodicidad y procedimientos para verificar en cada punto de medición el cumplimiento de los requisitos técnicos y error máximo admisible, fijando sanciones en caso de incumplimientos.

Artículo 97. Agentes conectados al sistema secundario. En caso de instalaciones del sistema secundario de transmisión, las Empresas Transmisoras instalarán un sistema de medición comercial en el punto de conexión de dichas instalaciones al sistema principal de transmisión.

En este caso la asignación de la energía inyectada o retirada en cada nodo del sistema principal se hará con base en la energía medida de cada agente en su punto de conexión considerando unos factores de ajuste calculados por el ODS para el reparto de las pérdidas. La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá los criterios y metodologías para calcular dichos factores de ajuste.

Artículo 98. Agentes conectados al sistema de distribución. En caso de agentes conectados al sistema de distribución, la asignación de la energía inyectada o retirada por cada agente en cada punto del sistema principal se hará con base en la energía medida de cada agente en su nodo de conexión considerando los factores de pérdidas que la correspondiente distribuidora utiliza en el cálculo de las tarifas para sus usuarios.

Artículo 99. Factores de ajuste para transacciones regionales. Cuando en un nodo de la RTR uno o varios agentes realicen transacciones en el MER, la asignación de la energía inyectada o retirada en ese nodo de la RTR se hará con base en la energía medida de cada agente en su punto de conexión considerando unos factores de ajuste calculados por el ODS para el reparto de las pérdidas. Las Empresas Transmisoras instalarán un sistema de medición comercial en cada nodo de la RTR que pertenezca al sistema principal de transmisión La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá los criterios y metodologías para calcular dichos factores de ajuste.

Artículo 100. Errores de medición y datos faltantes. Cuando el ODS no cuente con la información comercial correspondiente a alguno de los puntos de medición comercial, se completará esta información de acuerdo con el procedimiento descrito en la Norma Técnica de Medición Comercial.

Cuando el ODS requiera estimar datos para puntos de medición situados en nodos de la RTR, el ODS debe aplicar lo dispuesto en el RMER.

Los agentes del mercado podrán presentar reclamaciones al ODS acerca de los valores supuestos por el mismo ante errores o datos de medición faltantes, justificando los motivos por los que consideran que el valor supuesto por el ODS es incorrecto. El procedimiento de presentación de estas reclamaciones y plazos para su resolución se define en la Norma Técnica de Medición Comercial.

CAPÍTULO II

Liquidaciones en el Mercado Eléctrico Nacional

Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS. Todos los agentes del mercado deberán informar al ODS de todos los contratos que tengan suscritos en el tiempo y la forma que se determine en la Norma Técnica de Contratos.

Respecto de sus contratos de potencia firme, los agentes del mercado deben enviar al ODS la información relativa a la potencia firme contratada, la unidad o unidades generadoras que respaldan dicho contrato, el agente productor y comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

Respecto de sus contratos de energía, los agentes del mercado deben enviar al ODS la información que permita determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada hora a hora, especificando el punto o puntos de inyección y el punto o puntos de retiro de la misma, el agente productor y comprador que suscriben dicho contrato, la forma en que las partes pagarán los ingresos variables de la transmisión, así como las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

Artículo 102. Liquidación de los contratos de energía y transacciones en el mercado de oportunidad. El ODS liquidará mensualmente las transacciones de energía en cada hora considerando los precios nodales de oportunidad resultado del posdespacho, los contratos de energía vigentes entre agentes y las energías medidas en los nodos del sistema principal de transmisión y puntos de conexión de los agentes.

El ODS calculará para cada agente productor y nodo del sistema principal de transmisión la diferencia entre su energía inyectada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el agente productor tendrá un sobrante de energía y cuando sea

negativa, el agente productor tendrá un faltante de energía. En el mercado de oportunidad, los agentes productores venderán o comprarán los sobrantes o faltantes de energía de sus contratos al precio de oportunidad en el nodo del sistema principal al que estén asociados dichos contratos.

El ODS calculará para cada agente comprador y nodo del sistema principal de transmisión la diferencia entre su energía retirada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el agente comprador tendrá un faltante de energía y cuando sea negativa, el agente comprador tendrá un sobrante de energía. En el mercado de oportunidad, los agentes compradores comprarán o venderán los faltantes o sobrantes de energía de sus contratos al promedio ponderado de los precios de oportunidad nodales en los nodos de demanda del sistema principal.

Los agentes con contratos de energía deberán contribuir al pago de los ingresos variables de transmisión. Cada contrato deberá establecer la forma en que las partes pagarán al ODS el ingreso variable correspondiente. Dicho ingreso variable se calcula en cada hora como el producto de la cantidad contratada por la diferencia del precio nodal en el nodo de retiro menos el precio nodal en el nodo de inyección.

El resultado neto de este proceso de liquidación de contratos y diferencias en el mercado de oportunidad son los ingresos variables del sistema principal de transmisión recolectados por el ODS. Adicionalmente, el ODS liquidará las desviaciones en tiempo real de cada uno de los agentes del mercado respecto al predespacho nacional definitivo.

Artículo 103. Liquidación de los peajes y cargos de actividades reguladas. El ODS liquidará mensualmente a los agentes compradores el peaje de transmisión, los cargos de operación del sistema y los cargos por servicios complementarios. El ODS liquidará mensualmente los sobrecostos de generación forzada conforme a lo establecido en el artículo 62 de este Reglamento.

Artículo 104. Liquidación de los desvíos de potencia firme. El ODS liquidará los desvíos de potencia siguiendo lo establecido en el artículo 19 del presente Reglamento.

Artículo 105. Liquidación a través de servicios bancarios. El Operador del Sistema podrá hacer uso de servicios bancarios para la liquidación de los cobros y pagos de los agentes. Para ello, podrá abrir y mantener una cuenta en un banco comercial

que tenga una amplia cobertura nacional. El Operador del Sistema será titular de la cuenta como un servicio a los agentes del mercado. En este caso, los agentes deudores deberán efectuar los pagos a que están obligados mediante depósitos en la mencionada cuenta. El Operador del Sistema sólo podrá hacer uso de los saldos que resulten de los depósitos hechos por los agentes para efectuar los pagos correspondientes.

Cada agente acreedor deberá abrir y mantener una cuenta en el mismo banco en que el Operador del Sistema tenga la cuenta anteriormente mencionada, y comunicar al ODS el número de la misma. El ODS ordenará los pagos que corresponda hacer a cada agente acreedor acreditando los montos correspondientes en su cuenta.

Artículo 106. Norma Técnica de Liquidaciones. La Norma Técnica de Liquidaciones definirá los procedimientos para la asignación de cobros y pagos así como los contenidos de los consiguientes informes a los agentes. Esta NT definirá asimismo, el procedimiento de reclamos, incluyendo los plazos para que los agentes del mercado puedan presentar reclamaciones a los documentos de liquidación, y el proceso de resolución.

CAPÍTULO III

Garantías, Moras y Faltas de Pago

Artículo 107. Garantías de pago. Todo agente deberá depositar una garantía suficiente para cubrir los pagos y otros cargos estimados para los siguientes 45 días correspondientes a la liquidación del mercado efectuada por el ODS. Estas garantías podrán tomar diferentes formas todas ellas de ejecución inmediata según se detalla en la Norma Técnica y su cuantía será determinada por el ODS con base en información histórica y proyecciones futuras.

Artículo 108. Moras y faltas de pago. Los agentes deberán pagar al ODS los montos resultantes de las liquidaciones dentro de los primeros tres (3) días hábiles desde su notificación. A partir de este plazo, comenzarán a contar los intereses de mora. Los retrasos en los pagos al ODS estarán sujetos a intereses de mora desde la fecha en que el pago era exigible hasta la fecha en que haya efectuado dicho pago. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés activa promedio del Banco Central de Honduras para el mes anterior a la fecha en que el pago era exigible, más el dos por ciento.

Transcurridos cinco (5) días hábiles desde la notificación sin que el agente haya hecho efectivo el consiguiente pago, el ODS

procederá a ejecutar la garantía y lo notificará al agente. Transcurridos diez (10) días hábiles sin su reposición efectiva, el ODS suspenderá el derecho de realizar transacciones en el mercado al agente e informará a la CREE y al EOR para que puedan proceder a retirarle su condición de agente del mercado. Asimismo, el ODS solicitará a las Empresas Transmisoras o Empresa distribuidoras correspondientes la desconexión de dicho agente. Una vez satisfechas sus obligaciones financieras, el agente podrá solicitar nuevamente su registro como agente del mercado, la autorización para realizar transacciones y su reconexión al sistema.

TÍTULO XI

MODIFICACIONES NORMATIVAS, VIGILANCIA DEL MERCADO Y TRANSPARENCIA

CAPÍTULO I

Modificación del Reglamento de Operación y Mercado

Artículo 109. Solicitud de modificación al Reglamento. El ODS o los agentes a través del Comité de Agentes, podrán presentar a la CREE propuestas de modificación del presente Reglamento. Estas propuestas deberán justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar la consecución de los objetivos establecidos por la Ley y su Reglamento.

Igualmente, la CREE podrá iniciar el proceso de modificación del presente Reglamento por iniciativa propia. En este caso, la CREE deberá presentar una memoria justificativa al ODS y al Comité de Agentes.

Artículo 110. Resolución de modificación. Antes de proceder a la modificación solicitada del Reglamento, la CREE debe recabar informes preceptivos del ODS y el Comité de Agentes. El plazo para presentar estos informes ante la CREE será de treinta (30) días desde su requerimiento. En caso de superarse este plazo, y a menos que la CREE haya otorgado una prórroga al mismo, se considerará que el informante no tiene objeciones a la propuesta de modificación. Independientemente, la CREE podrá realizar los análisis y recabar los informes que considere necesarios, por sí misma o a través de terceros.

Con base en esta información, la CREE deberá emitir resolución en el plazo de treinta (30) días a partir de la recepción de los informes preceptivos. Dicha resolución podrá consistir en la aprobación o rechazo, debidamente justificado, de la modificación evaluada.

En caso de aprobar la modificación, la CREE la incorporará al Reglamento y remitirá al ODS y el Comité de Agentes la resolución dentro del plazo definido anteriormente. La CREE producirá un texto integral y actualizado del Reglamento con las modificaciones realizadas, que incluirá en su página web para su libre acceso. En caso de ser rechazada, la CREE remitirá al ODS y el Comité de Agentes un informe justificativo.

CAPÍTULO II

Modificación de las Normas Técnicas

Artículo 111. Solicitud de creación o modificación de Normas Técnicas. Los agentes o la CREE podrán solicitar al ODS que elabore una propuesta para la creación o modificación de una Norma Técnica. Igualmente, el ODS podrá iniciar este proceso de propuesta por iniciativa propia. La propuesta deberá justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar la consecución de los objetivos establecidos en este Reglamento.

Artículo 112. Aprobación de creación o modificación de una Norma Técnica. El ODS deberá analizar la solicitud presentada por los agentes. El ODS podrá rechazar las solicitudes presentadas por los agentes con justificación de motivos. En caso de rechazo, los agentes que hicieron la solicitud podrán acudir a la CREE con sus justificaciones y argumentos para que la misma evalúe la conveniencia de remitir el caso nuevamente al ODS. En cualquier otro caso, el ODS preparará una propuesta de NT en un plazo no mayor de treinta (30) días después de recibida la solicitud.

Tras elaborar la propuesta de NT, bien a solicitud de los agentes o de la CREE o por iniciativa propia, el ODS deberá remitirla al Comité de Agentes, que tendrá un plazo de quince (15) días para enviarle un informe preceptivo. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité de Agentes está de acuerdo con la propuesta de NT elaborada por el ODS.

El ODS, dentro de un plazo de siete (7) días después de recibido el informe del Comité de Agentes, remitirá a la CREE el informe final de propuesta de modificación o creación de la NT, anexando el informe del Comité de Agentes.

Finalmente, corresponderá a la CREE aprobar, con o sin modificaciones, o rechazar la propuesta presentada por el ODS con justificación de motivos. La resolución de la CREE indicará la fecha de entrada en vigencia de la NT.

CAPÍTULO III
Transparencia

Artículo 113. Las bases de datos, procedimientos y modelos que utilice el ODS para los cálculos de las transacciones comerciales y precios deben ser auditables y accesibles a los agentes del mercado y a la CREE.

Artículo 114. El ODS deberá facilitar información pública a través de su sitio web referida a los resultados del mercado de oportunidad y de contratos con el fin de promover la competencia y la entrada de nuevos agentes, salvaguardando la información calificada como confidencial por razones de competencia.

TÍTULO XII
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPÍTULO I
Disposiciones Transitorias

Artículo 115. Entrada en funcionamiento del MEN. La entrada en funcionamiento del MEN tendrá lugar a los nueve (9) meses de constituirse el ODS. Las empresas del subsector eléctrico que deseen realizar transacciones en el MEN dispondrán de este plazo para registrarse como agentes del mercado y recibir la autorización pertinente.

Artículo 116. Despacho de unidades de generación renovable con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley con compromiso de despacho. Las unidades de generación renovable que a la entrada en vigencia de la Ley tuvieran suscritos contratos de suministro de energía eléctrica con compromiso de despacho, serán consideradas en el despacho económico nacional con un costo variable nulo.

La inyección de energía de estas unidades podrá ser limitada por el ODS en el predespacho nacional por motivos de seguridad del sistema, según lo establecido en el artículo 27 de este Reglamento. En este caso, el ODS ofertará al mercado de oportunidad regional la producción renovable que haya sido limitada en el predespacho nacional como una oferta de inyección en el correspondiente nodo de la RTR con un precio igual al pago total estipulado en su contrato referido a la energía.

Para ello, estos generadores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

Artículo 117. Despacho de unidades de generación con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley sin compromiso de despacho. Las unidades de generación que a la entrada en vigor de la Ley tuvieran suscritos contratos de suministro de energía eléctrica sin compromiso de despacho, serán consideradas por el ODS en el despacho económico con un costo variable igual al pago por energía correspondiente a su contrato.

Para ello, estos generadores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

Artículo 118. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de servicios complementarios por parte de las unidades generadoras. Los propietarios de unidades generadoras dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de servicios complementarios.

Artículo 119. Potencia firme de contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley. El ODS calculará anualmente la potencia firme de las unidades generadoras cuyos titulares tengan suscritos contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología descrita en este Reglamento. A pesar de esto, los agentes productores en tanto titulares de estos contratos estarán exentos de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. Los agentes compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta potencia firme a efectos de cobertura de su requerimiento de potencia firme.