

**REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA
Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA**

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I

Objeto, Ámbito de Aplicación, Siglas 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. Siglas.

AGC Control Automático de la Generación (por sus siglas en inglés)

CNFFF	Contrato No Firme Físico Flexible
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CVT	Cargo Variable de Transmisión
EOR	Ente Operador Regional
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
OS/OM	Operadores del Sistema / Operadores del Mercado
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SIN	Sistema Interconectado Nacional

Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de este Reglamento los siguientes vocablos y frases, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

Agentes Compradores: Son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que compran potencia y/o energía eléctrica para su consumo propio o el de sus clientes o Usuarios. Pudiendo ser una Empresa Distribuidora, una Empresa Comercializadora, así como un Consumidor Calificado que haya optado por realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Comercializadoras, así como los Consumidores Calificados que hayan optado por participar del Mercado Eléctrico Nacional, que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca este Reglamento y en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Agentes Productores: Son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que producen electricidad para su venta en el Mercado Eléctrico Nacional.

Área de Control: Conjunto de unidades de generación, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución y demanda que son controladas desde un mismo centro de control, según se define en la regulación regional.

Arranque en Negro: Es la capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin necesidad de una fuente externa en un tiempo inferior a un máximo establecido, la cual puede permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Este tipo de unidades generadoras son necesarias a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema causado por una perturbación en el Sistema Interconectado Nacional o en el Sistema Eléctrico Regional.

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 que fijará la CREE, y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de Empresas Generadoras, Empresas Comercializadoras o Empresas Distribuidoras, a precios libremente pactados con ellos. Todo Usuario conectado

a la red de alta tensión será considerado un Consumidor Calificado independientemente de su demanda.

Consumo Específico de Combustible: Cantidad de combustible, dada en litros, requerida por una unidad de generación térmica convencional para producir una unidad de energía eléctrica (MWh, kWh, etc.) funcionando a un determinado nivel 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.

Contrato No Firme Físico Flexible: Compromisos físicos entre dos agentes del Mercado Eléctrico Regional 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): 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 incremento de los costos de mantenimiento causados por cada arranque de la unidad cuando estos no estén incluidos en los Costos Variables de Operación y Mantenimiento.

Costo Variable de Centrales Hidráulicas de Embalse:

Costo considerado para el cálculo del Despacho Económico y que se obtiene como el Valor del Agua según los resultados del modelo de coordinación hidrotérmica empleado en la Planificación Operativa 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 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 nivel de carga de las unidades.

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

Demanda Firme: Potencia firme que deben contratar los Agentes Compradores.

Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de las centrales o unidades de generación disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de dichas centrales o unidades de generación, así como las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema.

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.

Desvíos de Potencia Firme: Para el Agente Comprador, es la diferencia entre el Requerimiento de Potencia Firme que fue aprobado en el informe definitivo de demanda y el valor de potencia firme que este tenga contratada. Para el Agente Productor, es la diferencia entre el valor máximo de la potencia firme vendida en contratos y el valor que resulte menor entre la potencia firme determinada en el informe definitivo sobre las potencias firmes de las unidades generadoras y la potencia real disponible durante el cinco por ciento (5%) de horas del mes, no necesariamente consecutivas, en las que se produce la máxima demanda del sistema.

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 y la provisión de Servicios Complementarios.

Empresa Comercializadora: Es una sociedad mercantil cuya actividad consiste en realizar transacciones de compra y venta de potencia y/o energía con Agentes del Mercado Eléctrico Nacional o con agentes del MER; la cual debe estar separada jurídica, contable y patrimonialmente de otras empresas del subsector eléctrico que realizan las actividades de generación, transmisión o distribución.

Empresa Generadora: Es una persona jurídica cuya actividad consiste en la generación y venta de electricidad.

Empresa Transmisora: Es la persona jurídica titular de una licencia de operación otorgada por la CREE para instalar,

operar y mantener instalaciones de alta tensión destinadas a prestar el servicio de transporte de energía eléctrica.

Generación Forzada: Es la 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, distribución 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 Operador del Sistema.

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 Operador del Sistema debido a una condición de Indisponibilidad Programada.

Ingresos Variables de Transmisión: Ingresos obtenidos como resultado del Despacho Económico con Precios Nodales

en cada Periodo de Mercado. Su monto es la sumatoria de las diferencias entre los Precios Nodales en los nodos de retiro multiplicados por la cantidad de energía retirada en cada nodo respectivo y los Precios Nodales en los nodos de inyección multiplicados por la cantidad de energía inyectada cada nodo respectivo, aplicada a los nodos del Sistema Principal de Transmisión. Estos ingresos variables reflejan el incremento de costos del Despacho Económico debido al costo marginal de las pérdidas y las congestiones en el Sistema Principal de Transmisión.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras, aprobada por medio del Decreto 404-2013 publicado 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: Trabajo de mantenimiento no programado a realizar en un equipo, el cual es necesario puesto que sin este 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 que ha sido considerado como tal por el Operador del Sistema con base en 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 Mantenimientos.

Mercado de Contratos: Es el conjunto de transacciones de compraventa de electricidad pactadas entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

Mercado de Oportunidad: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo, no contempladas en el Mercado de Contratos.

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, de acuerdo con la regulación regional.

Mercado Eléctrico Nacional: Es un mercado mayorista que consiste en el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad que realizan los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional dentro del mercado de contratos y del mercado de oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional: En consonancia con el Tratado Marco del 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 emitidas por la CREE que establecen los procedimientos técnicos, comerciales y operativos de conformidad con la Ley y sus reglamentos. Estas servirán para completar el conjunto de regulaciones de 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 del Mercado Eléctrico Nacional al Operador del Sistema y su correspondiente validación. Esta norma definirá también los tipos de contratos que los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional tendrán permitido suscribir en lo relativo a la definición de la potencia y energía contratada, duración y otras condiciones.

Norma Técnica de Inspección y Verificación: Norma que fija los derechos y las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y el Operador del Sistema 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 Operador del Sistema de las transacciones comerciales y asignación a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional 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 Operador del Sistema.

Norma Técnica de Mantenimientos: Norma que establece la información y los plazos para suministrar la información requerida al Operador del Sistema y los procedimientos a seguir por éste para desarrollar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar Mantenimientos Menores y Mantenimientos de Emergencia.

Norma Técnica de Medición Comercial: Norma que define los equipos de medición y sistemas de comunicación con el Operador del Sistema que han de instalar los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y las Empresas Transmisoras, 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 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 Operador del Sistema para verificar la capacidad y disponibilidad de éstas. Esta norma también establece los criterios y metodología de cálculo del margen de reserva, de los Desvíos de Potencia Firme y criterios de asignación de pérdidas usados 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 el proceso de habilitación para la prestación de cada Servicio Complementario definido en este Reglamento, así como los criterios de cálculo de las reservas y asignación de estas a las unidades generadoras para la prestación del servicio de control de frecuencia. Esta norma también define el proceso de seguimiento y supervisión que realizará el Operador del Sistema para verificar la prestación de los Servicios Complementarios.

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

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

Periodo de Mercado: 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.

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

Potencia Efectiva de una Unidad Generadora: 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 Contratada: Potencia comprometida en contratos suscritos por Agentes Compradores con Empresas Generadoras para cubrir los Requerimientos de Potencia Firme, o por Empresas Generadoras con otras similares para atender sus compromisos contractuales de potencia firme.

Potencia Firme de una Unidad Generadora: Potencia eléctrica que una central o unidad generadora puede garantizar durante el Período Crítico del Sistema y que se determina de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.

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

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 ésta. 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 Firme y será calculado anualmente por el Operador del Sistema y aprobado por la CREE.

Precio Nodal: Costo de atender un incremento marginal de energía demandada en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión y que es calculado para cada Periodo de Mercado.

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.

Pre despacho: 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 Periodo de Mercado del día siguiente.

Pos despacho: 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 del Mercado Eléctrico Nacional y en los 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.

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 Mercado Eléctrico Regional, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

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

Regulación Primaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia realizada por los reguladores de velocidad 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 de Control Automático de la Generación cuyo objetivo es recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la Regulación Primaria de Frecuencia a su generación programada, así como mantener los intercambios entre Áreas de Control a los valores programados.

Regulación Terciaria de Frecuencia: Es el conjunto de acciones de control, manuales o automáticas con el objetivo de restablecer la reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia a fin de garantizar el adecuado desempeño del sistema eléctrico ante eventos no esperados o contingencias subsecuentes.

Requerimiento de Potencia Firme: Demanda Firme determinada por el Operador del Sistema que un Agente Comprador tiene la obligación de cubrir mediante contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas técnicas de transmisión y distribución, así como el margen de reserva correspondiente.

Reserva Fría: Reserva provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de

quince (15) minutos, y cuyo objetivo es reponer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia. Esta también puede ser provista por demanda interrumpible o sistemas de almacenamiento de energía.

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.

Reserva Rodante: Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles en el corto plazo de las unidades generadoras sincronizadas al Sistema Interconectado Nacional y la suma de las potencias realmente entregadas en un momento dado.

Servicio Auxiliar Regional: Servicios complementarios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del Sistema Eléctrico Regional. 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 con lo establecido en este Reglamento y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

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

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que permiten el intercambio bidireccional de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica en cualquier nodo del Sistema Interconectado Nacional, pudiendo ser utilizado por cualquiera de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional o agentes del Mercado Eléctrico Regional y su uso es pagado por todos los Agentes Compradores.

Sistema Secundario de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de conexión al Sistema Principal de Transmisión de uso exclusivo de una Empresa Generadora o de un Consumidor Calificado. Estas instalaciones no forman parte del Sistema Principal de Transmisión.

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 Eléctrico Nacional. Serán Agentes del MEN las Empresas Generadoras, Distribuidoras y Comercializadoras, así como aquellos Consumidores Calificados que opten por comprar su suministro a precios libremente pactados con agentes autorizados que estén inscritos en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que lleva la CREE. Estos estarán autorizados a hacer transacciones siempre que estén inscritos en el Registro de Agentes del MEN que lleva el ODS, para lo cual deberán seguir el procedimiento descrito en este Reglamento.

Los Agentes del MEN que produzcan electricidad para su venta en el MEN se denominan Agentes Productores. Los Agentes del MEN que compran electricidad en el MEN para consumo propio o el de sus clientes o Usuarios serán Agentes Compradores.

Artículo 6. Usuarios con excedentes de energía. Los Consumidores Calificados, que hayan optado por actuar como Agentes del MEN, que posean un equipo de generación de energía eléctrica dentro de sus propias instalaciones serán también considerados usuarios autoprodutores en los términos a los que se refiere el Reglamento de Ley General de la Industria Eléctrica. La capacidad instalada de estos equipos de generación no será mayor que su demanda máxima. La forma de operación de estos dentro del MEN será la siguiente:

A. Los usuarios autoprodutores serán considerados como demanda final, por lo que les aplicarán los mismos derechos, obligaciones y cargos que tienen los Consumidores Calificados como Agentes Compradores en el MEN, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento.

B. Los usuarios autoprodutores podrán vender al MEN sus excedentes de energía, los cuales serán considerados como no firmes y serán manejadas como inyecciones en el Mercado de Oportunidad. La energía inyectada por los usuarios autoprodutores tendrá un costo variable nulo. Para efectos de los resultados de la operación, estas inyecciones serán consideradas como el equivalente a una reducción en la demanda del Consumidor Calificado.

C. El usuario autoprodutor deberá contar con un sistema de medición comercial bidireccional que permita la medición de la energía inyectada y tomada de la red para cada Periodo de Mercado. Para fines estadísticos y de verificación, el usuario autoprodutor deberá instalar adicionalmente al equipo de medición comercial, un equipo de medición exclusivo para el equipo de generación, el cual deberá ser instalado de acuerdo con la potencia instalada y los flujos energía. Estos sistemas de medición deben cumplir con los requisitos fijados en la Norma Técnica de Medición Comercial.

La forma de realizar la liquidación de estos excedentes de energía será desarrollada en la Norma Técnica de Liquidaciones.

Los usuarios autoprodutores deberán cumplir las normativas específicas que regulen su conexión y la inyección de energía a las redes de distribución y transmisión que para este efecto emita la CREE.

Artículo 7. Registro y autorización de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional. Todo Agente del MEN que

desea realizar transacciones deberá presentar al ODS, como mínimo, la siguiente información o documentación:

- A. Ficha de inscripción en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico, en el caso de las Empresas Generadoras, Comercializadoras y Distribuidoras, y de estar inscrito en el Registro de Consumidores Calificados en el caso de Consumidores Calificados; ambos registros gestionados por la CREE.
- B. Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN en el formato que establezca el ODS. En la solicitud se deberá especificar la fecha a partir de la cual solicita realizar transacciones.
- C. Documentación debidamente autenticada del representante legal del Agente del MEN en la cual conste tal atribución.
- D. Dirección física, número de teléfono y dirección electrónica de la entidad o persona autorizada para recibir notificaciones.
- E. Copia del contrato de conexión con una Empresa Transmisora o con una Empresa Distribuidora, según corresponda, cuando se trate de Agentes del MEN que tengan una conexión física a las redes de alta o media tensión. En el caso de que un Consumidor Calificado tenga contratados sus requerimientos de potencia y energía con una sola Empresa Comercializadora, esta última deberá solicitar a su cliente una copia de los contratos de conexión para presentarla ante el ODS.
- F. Un acuerdo de contrato de compraventa de potencia firme para cubrir el Requerimiento de Potencia Firme, en el caso de los Agentes Compradores.
- G. Las garantías exigibles de pago conforme a lo establecido en el Título X de este Reglamento y la correspondiente Norma Técnica.

El ODS además podrá requerir la información técnica, comercial y operativa necesaria de acuerdo con lo que establecen las Normas Técnicas de este Reglamento. En el caso particular de las Empresas Comercializadores, estas deberán contar con sistemas y procedimientos de atención a sus clientes para atender reclamos y posibles conflictos en relación al servicio ofertado, así como para atender solicitudes de información comercial por parte de estos.

El ODS autorizará al solicitante en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a realizar transacciones en el MEN mediante una resolución por escrito, siempre y cuando se haya verificado el cumplimiento de los requisitos anteriores. En caso contrario, el ODS denegará la solicitud mediante una resolución por escrito justificando los motivos del rechazo. El ODS informará a la CREE sobre las aprobaciones y rechazos en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles después de que el Agente del MEN haya sido notificado.

Los Agentes del MEN autorizados a hacer transacciones deberán notificar al ODS acerca de cualquier modificación sustancial en las condiciones recogidas en su solicitud de autorización, en un plazo no mayor que tres (3) días hábiles después de ocurrida la modificación. En caso de que exista algún incumplimiento de los requisitos de autorización, el ODS resolverá desautorizarlo a continuar realizando transacciones mediante una resolución por escrito, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles después de presentada la notificación por parte del Agente del MEN. Una vez que el Agente del MEN haya vuelto a cumplir con los requisitos anteriores, y habiendo sido estos verificados por el ODS, éste lo autorizará nuevamente para que pueda realizar transacciones mediante una resolución por escrito en un plazo máximo de quince (15)

días hábiles después de que se haya verificado el cumplimiento de los requisitos.

En el caso de los Consumidores Calificados que realizan transacciones en el MEN, se considerará un incumplimiento a la autorización para realizar transacciones cuando el Requerimiento de Potencia Firme de estos Consumidores Calificados resulte inferior al límite de demanda regulatoriamente aprobado por la CREE durante dos (2) años consecutivos y, por lo tanto, se suspenderá la autorización a continuar realizando transacciones. El ODS informará a la CREE de esta suspensión en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles, y la CREE podrá suspender su clasificación como Consumidor Calificado.

La autorización para hacer transacciones en el MEN supondrá la habilitación para realizar transacciones en el MER, siempre que se hayan cumplido los requisitos establecidos por la regulación regional.

Todo Agente del MEN que sea autorizado por el ODS para hacer transacciones será inscrito en un Registro de Agentes del MEN. El ODS establecerá, mantendrá, actualizará y publicará mensualmente en su página web este registro de agentes autorizados a realizar transacciones en el MEN.

CAPÍTULO II

Derechos y Obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional

Artículo 8. Derechos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional. Los Agentes del MEN adquirirán los siguientes derechos:

- A. Participar en la compra-venta de energía y/o potencia a precios libremente pactados con otros Agentes del MEN 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 Económico realizado por el ODS y los contratos suscritos conforme a las normas de mercado establecidas. Asimismo, podrán recibir una retribución por la potencia firme y los Servicios Complementarios remunerables, en caso de que aplique.
- C. Un Consumidor Calificado puede participar en el MEN comprando todos sus requerimientos de potencia y energía a una sola Empresa Comercializadora. En este caso, el ODS liquidará a dicha Empresa Comercializadora los cargos que le sean aplicables, descritos en el Artículo 103 de este Reglamento; de contar con más de un suministrador, será el Consumidor Calificado el responsable de estos cargos. Los detalles sobre la relación entre el Consumidor Calificado y la Empresa Comercializadora se desarrollarán en la Norma Técnica de Contratos.
- D. Impugnar las decisiones del ODS ante la CREE.
- E. 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.
- F. Recibir una retribución por la provisión de determinados Servicios Complementarios en aquellos casos y condiciones

fijadas en el presente Reglamento y en la Norma Técnica correspondiente para adquirir dicho derecho.

- G. Que la información suministrada al ODS o la CREE calificada como confidencial por razones de competencia sea tratada como tal.
- H. Estar representados en el Comité de Agentes y la Junta Directiva del ODS de acuerdo con las condiciones definidas en la Ley y los Reglamentos.
- I. Adquirir los derechos contenidos en la regulación regional dada su condición de agentes del MER.

Artículo 9. Obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional. Los Agentes del MEN 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 Agente del MEN 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 las cuales podrán ser verificadas por el ODS.
- D. Suministrar la información que el ODS 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 con los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
- M. Mantener sistemas de contabilidad actualizados, de acuerdo con 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 Reglamentos 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 MEN, operador de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
- B. Autorizar a realizar transacciones a aquellos Agentes del MEN que cumplan con los requisitos exigidos.
- 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 Unidades 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, con el objetivo de 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 Periodo de Mercado, determinando el Despacho Económico e 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 RTR 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 con 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 la 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 Económico.
- L. Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento de este 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 MEN de acuerdo con 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 MEN informes de funcionamiento de la operación del sistema y del MEN, 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 de la Ley.
- Q. Elaborar cada dos años el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, de acuerdo con los contenidos y horizontes estipulados en la Ley y su Reglamento.
- 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 Programación Hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la garantice 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 Mercado Eléctrico Nacional de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y la correspondiente Norma Técnica.
- 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 MEN y de la operación del sistema.
- X. Desarrollar lo dispuesto en el presente Reglamento en forma 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 que sean necesarias a los Agentes del MEN y a las Empresas Transmisoras para cumplir con sus obligaciones de supervisión del MEN. 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 esta determine si procede iniciar un procedimiento sancionatorio al Agente del MEN o Empresas Transmisoras involucradas.

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, con base en lo establecido por el Reglamento 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. En caso de que la Junta Directiva opte por la opción de contratar una empresa para llevar a cabo las funciones que corresponden al ODS, ésta supervisará y coordinará las tareas desempeñadas por dicha empresa conforme a lo estipulado en el correspondiente contrato de servicios.

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

Este Comité podrá proponer modificaciones al presente 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 ODS determinará el Período Crítico del Sistema, que servirá para establecer los Requerimientos de Potencia Firme para los Agentes Compradores y la Potencia Firme de 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 MEN o en el MER. En caso de ser necesario, un Agente Productor deberá suscribir contratos de potencia firme con otros Agentes Productores 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 Unidades

Generadoras. El ODS antes del treinta (30) de septiembre de cada año elaborará el informe de Potencia Firme de las Unidades Generadoras. Los Agentes Productores tendrán un plazo de quince (15) días calendario para presentar alegaciones. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días calendario para contestar las alegaciones presentadas por éstos. Los Agentes Productores dispondrán de otros quince (15) días calendario para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al Agente Productor en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días calendario. El ODS finalmente antes del treinta (30) de noviembre emitirá el informe definitivo sobre las Potencias Firmes de Unidades Generadoras que, como máximo, estas 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 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 noventa y cinco por ciento (95%) de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para nuevas centrales hidráulicas que entren en servicio, la potencia firme en los diez (10) primeros años de operación será calculada por el ODS siguiendo el criterio de probabilidad noventa y cinco por ciento (95%) mencionado anteriormente 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 Generadoras térmicas. La potencia firme de cada unidad generadora térmica se calculará como el producto de la Potencia Efectiva de la Unidad Generadora por la disponibilidad media medida durante el Período Crítico del Sistema en los dos últimos años de funcionamiento. En el cálculo de la disponibilidad se tendrán en cuenta las Indisponibilidades totales o parciales tanto las Indisponibilidades Programadas como las Indisponibilidades Forzadas.

Para nuevas unidades térmicas que entren en servicio, la potencia firme en el primer año de funcionamiento será calculada por el ODS con base en la disponibilidad

media 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 descrito anteriormente.

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

La potencia firme de las 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 fotovoltaicas, 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 generadoras de este tipo que entren en servicio, la potencia firme en los tres (3) primeros años de operación será calculada por el ODS siguiendo el criterio de probabilidad del noventa y cinco por ciento (95%) anteriormente mencionado 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 Unidades Generadoras basadas en energías renovables no controlables únicamente se permitirá la agregación de varias centrales cuando estas

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 ODS 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 del 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 primero de enero.

CAPÍTULO II

Desvíos de Potencia Firme

Artículo 18. Cálculo de los Desvíos de Potencia Firme. El ODS calculará mes a mes los Desvíos de Potencia Firme que utilizará para la liquidación mensual.

Para cada Agente Comprador, el ODS calculará estos desvíos como la diferencia entre el Requerimiento de Potencia Firme que fue aprobado en el informe definitivo de demanda establecido en el Artículo 17 de este Reglamento y el valor de potencia firme que este tenga contratada en cada mes. 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.

Para cada Agente Productor, el ODS calculará estos desvíos como la diferencia entre el valor máximo de la potencia firme vendida en contratos y el valor que resulte menor entre la potencia firme determinada en el informe definitivo sobre las potencias firmes de las unidades generadoras establecido

en el Artículo 15 de este Reglamento y la potencia real disponible durante el cinco por ciento (5%) de horas del mes, no necesariamente consecutivas, en las que se producen las máximas demandas del sistema. Los desvíos resultantes del cálculo anterior que tomen un valor positivo serán considerados faltantes de potencia firme de los Agentes Productores, mientras que aquellos que tomen un valor negativo serán considerados como sobrantes de potencia firme de los Agentes Productores.

El ODS podrá comprobar los Desvíos de Potencia Firme de los Agentes Productores mediante los mecanismos establecidos en la Norma Técnica de Potencia Firme para este efecto.

Artículo 19. Liquidación de los Desvíos de Potencia Firme.

El ODS elaborará cada mes un informe de liquidación de los Desvíos de Potencia Firme y lo remitirá a los Agentes Compradores y Agentes Productores como parte del informe de transacciones comerciales. Los faltantes de potencia firme de los Agentes Compradores y Agentes Productores en cada mes serán cargados al Precio de Referencia de la Potencia vigente, y el monto de dinero resultante será prorrateado entre los Agentes Productores con base en sus sobrantes de potencia firme en dicho mes.

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 las unidades generadoras de respaldo de otro Agente Productor al que se haya traspasado esta obligación mediante la firma del correspondiente contrato de potencia firme entre ambos Agentes Productores. El ODS racionará, en primer lugar, aquella demanda de Agentes Compradores que no esté cubierta por contratos de potencia firme. En última instancia, 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 con su curva de carga y al costo 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 Programación 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 Operativa de Largo Plazo.

La Planificación Operativa de Largo Plazo se realizará con un horizonte temporal de tres (3) años, detallada de forma semanal y se deberá actualizar al menos con una periodicidad mensual.

Los objetivos principales de la Planificación Operativa 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 con el Reglamento de la Ley. Para este fin, se usará la última Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a finales del mes de noviembre de cada año.

Artículo 23. Herramienta de modelado para la Planificación Operativa de Largo Plazo. La herramienta utilizada para la Planificación Operativa 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 uno 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 del MEN correspondientes y las Empresas Transmisoras.

El ODS deberá poner a disposición de los Agentes del MEN un informe con los resultados obtenidos de la Planificación Operativa de Largo Plazo.

Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras. Los Agentes del MEN con plantas de generación térmica deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus unidades generadoras, el cual 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 nivel 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 una vez por semana, para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de ésta es realizar una programación y despacho indicativos de las unidades de generación, así como una estimación de los Precios Nodales en el Sistema Principal 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 Operativa 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 ODS deberá poner a disposición de los Agentes del MEN 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 con 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, las unidades

de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad, y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

El ODS realizará un despacho de mínimo costo considerando las pérdidas y las restricciones de la red de transmisión mediante un modelado en corriente continua (modelado DC) de ésta 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 Principal 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 ODS la información necesaria para elaborar el Predespacho nacional para Periodo de Mercado del día siguiente.

La información que deben presentar los Agentes Productores, en los formatos y medios establecidos por el ODS, 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 las Empresas Transmisoras. Antes de las 9:00 A.M. de cada día las Empresas Transmisoras, con base en su respectivo registro de activos, deberá remitir al ODS 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 ODS 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 ODS 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 \pm 5% de la demanda).

Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del Predespacho nacional. Antes de las 12:00 M. de cada día, el ODS 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 posibles excedentes de los Usuarios Autoprodutores.
- B. Los costos variables de las unidades de generación.
- C. Las restricciones técnicas de las unidades de generación.
- D. La demanda de energía pronosticada por nodo.
- E. La red de transmisión nacional con sus parámetros por cada elemento de transmisión.
- F. Las Indisponibilidades y los Mantenimientos Programados y no programados de la red de transmisión.
- 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 (“flujo de cargas 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 cumplan 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 P.M. de cada día, el ODS publicará en su sitio web los resultados del Predespacho nacional, de manera que sean accesibles a los Agentes del MEN.

Artículo 33. Remisión del Predespacho nacional al EOR.

Antes de las 1:00 P.M. de cada día, el ODS deberá remitir al EOR, 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 del MEN autorizados a realizar transacciones regionales, que requieran declarar los contratos regionales para el día siguiente, deberán remitir al ODS la información requerida por el numeral 5.6 del libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el ODS, incluyendo las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de Cargo Variable de Transmisión (CVT) asociados a los Contratos No Firmes Físico Flexible (CNFFF).

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

Si se trata de un retiro desde el MER abastecido por un contrato, 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 ODS validará las declaraciones de inyección hacia el MER de los CNFFF regionales con base en la información proporcionada por los Agentes del MEN, 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 hayan sido requeridos total o parcialmente en el Predespacho nacional o cuando se identifique algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el ODS aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al Agente del MEN 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 ODS validará las declaraciones de retiro abastecidos desde el MER de los CNFFF con base en la información provista por los Agentes del MEN, debiendo para el efecto, el ODS, 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 ODS aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al Agente del MEN correspondiente.

Artículo 37. Validación de Contratos Firmes regionales por el Operador del Sistema. Antes de las 10:00 A.M. de

cada día, el ODS validará las declaraciones de Contratos Firmes regionales sobre los cuales los Agentes del MEN 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 discrepancia con el registro del contrato que no sean resueltas a tiempo por el Agente del MEN, el ODS aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al Agente del MEN 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 ODS validará las declaraciones de Contratos no Firmes Financieros regionales sobre los que hayan informado los Agentes del MEN, 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 del MEN a tiempo, el ODS aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al Agente del MEN 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 ODS remitirá al EOR la información de los contratos regionales y las ofertas de flexibilidad u ofertas de pago máximo de CVT, sobre las que hayan informado los Agentes del MEN 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 ODS deberá coordinar con los Agentes del MEN y el EOR, los ajustes y aclaraciones necesarias para resolver las inconsistencias señaladas por el EOR, de los contratos regionales que se propone despachar al día siguiente.

El ODS informará a los Agentes del MEN 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 ODS 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, considerando:

- A. Ofertas de oportunidad de retiro: para importar energía al SIN en nodos de la RTR, sustituyendo la energía más cara que hubiera sido despachada en el Predespacho nacional en los 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-costos correspondientes a aquellas unidades de

generación que, para el mismo Periodo de Mercado, 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 ODS 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

Pre despacho 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 ODS 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 ODS 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 ODS deberá considerar:

- A. Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados.
- B. Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados.
- C. Solicitudes de los OS/OM 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 ODS 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 OS/OM de la región.

Entre las 2:30 P.M. y las 4:15 P.M. de cada día, el ODS determinará, en coordinación con el EOR, las solicitudes de ajuste al predespacho regional realizadas por otros OS/OM y desarrollará las validaciones indicadas en el artículo anterior.

Artículo 47. Predespacho total. Una vez que el ODS 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 del MEN de las transacciones regionales de contratos y oportunidad resultantes del predespacho regional para el siguiente día.

CAPÍTULO V

Redespachos

Artículo 49. Redespachos. El ODS 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 SIN o en otro país del sistema regional, en cuyo caso el ODS será informado por el EOR.

Cuando sea necesario efectuar Redespachos, el ODS informará con posterioridad a los Agentes del MEN 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 ODS 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 OS/OM respectivo.
- B. Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.
- C. Solicitudes de los OS/OM por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificadas por el OS/OM 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 OS/OM 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 ODS verificará:

- A. En el caso de que el redespacho regional fuese solicitado por el ODS: que el EOR haya solventado las causas del

Redespacho solicitado. De identificarse inconsistencias, el ODS solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.

- B. Si el redespacho regional fuese solicitado por otro OS/OM o por 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 ODS debe mantener una actividad permanente de monitoreo de la actividad técnica y comercial del MER, las veinticuatro (24) horas del día y los trescientos sesenta y cinco (365) días del año.

Artículo 52. Actualización del Predespacho total. Una vez el ODS 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 del MEN sobre las nuevas condiciones operativas y comerciales que se deriven.

CAPÍTULO VI

Operación en Tiempo Real

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

Estas modificaciones podrían ser causadas por restricciones físicas de transmisión, Indisponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad.

Asimismo, el ODS 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 ODS 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 OS/OM de la región. El ODS coordinará con el EOR y los otros OS/OM de la región, la operación del SIN, mediante la ejecución del esquema jerárquico establecido en el RMER y los protocolos de operación vigentes aprobados por la CRIE.

El ODS será el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa, que se debe de mantener con el EOR y con los otros OS/OM. 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 ODS 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, así como las transacciones regionales realizadas.

El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Periodo de Mercado por aquellas unidades despachadas como Generación Forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de Oportunidad.

Para realizar el Posdespacho, el ODS empleará las mismas herramientas de optimización empleadas para el cálculo del Predespacho.

El objetivo del Posdespacho es calcular los Precios Nodales que el ODS utilizará para efectuar las liquidaciones de las transacciones comerciales en cada Periodo de Mercado. Adicionalmente, el ODS calculará las Desviaciones en Tiempo Real de cada uno de los Agentes del MEN respecto al Predespacho nacional definitivo.

Se habilita al ODS a proponer a la CREE un mecanismo para trasladar el sobrecosto de las Desviaciones en Tiempo Real a los Agentes del MEN cuyas inyecciones o retiros en un Periodo de Mercado se hayan desviado respecto de la energía programada para dicho período de acuerdo con el último Redespacho elaborado por el ODS. 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 MEN del resultado del Posdespacho diario, publicando en su sitio web

los resultados de éste. Los Agentes del MEN 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 el cual deberá estar basado en incumplimientos a los criterios o procedimientos que se establecen en este Reglamento y sus Normas Técnicas. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos por parte de un Agente del MEN, se considera que este 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 al EOR de la información de medición comercial del flujo en los enlaces. A más tardar pasadas 48 horas tras el día de operación, el ODS 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 con 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 ODS 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

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 el cual incluye la Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Secundaria de Frecuencia, Regulación Terciaria de Frecuencia (incluyendo la Reserva Fría), y la demanda interrumpible.
- B. Control de voltaje y potencia reactiva.
- C. Arranque en Negro.
- D. La desconexión automática de cargas.

Artículo 60. Obligación de proveer Servicios Complementarios.

Los requerimientos impuestos como mínimos en este Reglamento y en la correspondiente Norma Técnica para la provisión de determinados Servicios Complementarios se consideran una obligación para los Agentes del MEN 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 del MEN 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 del MEN 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 del MEN 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 del MEN 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 del MEN con sus obligaciones de proveer los Servicios Complementarios serán cargados a estos Agentes del MEN. La Generación Forzada no podrá fijar precio en el Despacho Económico 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 del MEN, 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 en Condiciones de Emergencia.

Artículo 65. Regulación Primaria de Frecuencia. Al efecto de proveer la Reserva para 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 Regulación Secundaria de Frecuencia, las unidades generadoras con capacidad nominal igual o superior a ocho (8) MW deberán estar habilitadas para integrarse en el AGC.

El margen de Reserva Rodante que debe ser provisto por las unidades acopladas será calculado por el ODS, en coordinación con el EOR, para el día siguiente en el Predespacho. Este margen de Reserva Rodante debe ser asignado a las unidades despachadas siguiendo los criterios fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

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 para Regulación Secundaria de Frecuencia.

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 de Servicios Complementarios.

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 con su declaración de costos variables y de arranque y paro. 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 del MEN y se detallará en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Artículo 69. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. Cuando un Agente del MEN no cumpla con la prestación del servicio de control de frecuencia asignada por el ODS, forzando a otros Agentes del MEN a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el Agente del MEN 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 provisión de demanda interrumpible no supondrá en ningún caso una disminución del Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores. Los Agentes Compradores 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 del MEN 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 Norma Técnica de Calidad de la Transmisión, tanto bajo condiciones normales de operación como ante contingencias.

Los Agentes del MEN 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 de Servicios Complementarios podrá fijar unos niveles mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva para las unidades generadoras.

Las Empresas Transmisoras deberán mantener disponibles la totalidad de los equipos con capacidad para la regulación de voltaje en su red, tales como transformadores de potencia 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.

Las Empresas Distribuidoras y los Consumidores Calificados deberán mantener su factor de potencia dentro de los límites establecidos en las distintas bandas horarias conforme a la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión.

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 del MEN no cumpla con la prestación de servicio de control de voltaje asignada por el ODS forzando a otros Agentes del MEN a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el Agente del MEN 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 generadoras 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 del MEN 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 del MEN 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 del MEN 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 de Arranque en Negro 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 del

MEN 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 las 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 de éste, así como una justificación de su necesidad y duración.

Artículo 78. Propuesta de mantenimientos de las 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 de éste, 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

con lo estipulado en el Artículo 77 y Artículo 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 con base en 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 a nivel operativo 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 y a las Empresas Transmisoras nacionales y regionales, pudiendo requerir a los mismos la reprogramación de sus trabajos de mantenimiento con el fin de perseguir los objetivos anteriormente mencionados. Los Agentes Productores y las 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 Productores y a 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 regionales 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 del MEN y las Empresas Transmisoras deberán evitar la programación de mantenimientos dentro del Período Crítico del Sistema. Asimismo, cuando se prevean condiciones de racionamiento de energía de acuerdo con 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 Productores y a las Empresas Transmisoras la duración estimada de dichas condiciones. Una vez concluido dicho período, el ODS se deberá coordinar con los mismos con el fin de reprogramar todos los mantenimientos previstos.

Artículo 81. Seguimiento de las Indisponibilidades de generación. De acuerdo con el Artículo 28 del presente Reglamento, los Agentes Productores 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 por 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 del MEN y las Empresas Transmisoras 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 la razón por la cual se ha de calificar dicho mantenimiento como Mantenimiento de Emergencia. En caso de ser aprobado por el ODS, este 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 del MEN 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 del MEN 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 Mantenimiento 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 cinco (5) días de antelación el permiso para la realización de los trabajos. Los Agentes del MEN y las Empresas Transmisoras deberán comunicar al ODS el comienzo del mantenimiento. El ODS autorizará a estos a poner fuera de servicio las instalaciones correspondientes. Una vez finalizados los trabajos, los Agentes del MEN y las Empresas Transmisoras se lo comunicarán al ODS para volver a poner en servicio los equipos afectados. El ODS comunicará esta nueva situación a los mismos.

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 del MEN o una Empresa Transmisora 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 con los plazos, procedimientos y formas allí recogidos.

Artículo 88. Norma Técnica de Mantenimientos. La Norma Técnica de Mantenimientos establecerá la información que los Agentes Productores y las Empresas Transmisoras deben suministrar al ODS para elaborar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar Mantenimientos Menores y Mantenimientos de Emergencia.

TÍTULO VIII

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO I

Pago de las Pérdidas de Transmisión

Artículo 89. Pago de las pérdidas marginales de transmisión. En el MEN, los Ingresos Variables de Transmisión constituyen el mecanismo mediante el cual todos los Agentes del MEN contribuyen al pago de las pérdidas marginales y las rentas de congestión del Sistema Principal de Transmisión.

La liquidación de los Ingresos Variables de Transmisión se hace por el ODS como parte del proceso de liquidación de las transacciones resultantes en el Mercado de Oportunidad y los contratos de energía vigentes entre Agentes del MEN, 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 MEN en coordinación con el EOR y los otros Operadores de Sistema 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 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 del MEN 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 del MEN 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 de la RTR.

Los CNFFF y los contratos no firmes financieros no afectan a las transacciones de potencia firme de los Agente del MEN 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 ésta.

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 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. A través del ODS, el EOR liquidará a los Agentes del MEN 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 MEN 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 MEN 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 Eléctrico Nacional. Los Agentes del MEN 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 estos, 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 del MEN.

Artículo 96. Obligaciones del ODS. El ODS debe disponer del sistema de recolección 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 del MEN conectados al Sistema Secundario de Transmisión. 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 de Transmisión se hará con base en la energía medida en el punto de conexión de cada Agente del MEN 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 Productores conectados al sistema de distribución. En caso de Agentes Productores conectados al sistema de distribución, la asignación de la energía inyectada por estos en cada punto del Sistema Principal de Transmisión se hará con base en la energía medida en el nodo de conexión del Agente Productor.

Artículo 99. Factores de ajuste para transacciones regionales. Cuando en un nodo de la RTR uno o varios Agentes del MEN 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 del MEN 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 MEN 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 MEN 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.

En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN 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 Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

En relación con sus contratos de energía, los Agentes del MEN 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 ésta, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato, la forma en que las partes pagarán los Ingresos Variables de 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 resultado del Posdespacho, los contratos de energía vigentes entre Agentes del MEN y la energía medida en los nodos del Sistema Principal de Transmisión y puntos de conexión de los Agentes del MEN.

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 excedente de energía y cuando sea negativa, el Agente Productor tendrá un déficit de energía. En el Mercado de Oportunidad, los Agentes Productores venderán los excedentes o comprarán los déficit de energía de sus contratos al Precio Nodal en el nodo del Sistema Principal de Transmisión 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 déficit de energía y cuando sea negativa, el Agente Comprador tendrá un excedente de energía. En el Mercado de Oportunidad, los Agentes Compradores comprarán los déficit o venderán los excedentes de energía de sus contratos al promedio ponderado de los Precios Nodales en los nodos de demanda del Sistema Principal de Transmisión.

Los Agentes del MEN 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 de Transmisión correspondiente. Este 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 de Transmisión recolectados por el ODS. Adicionalmente, el ODS liquidará las Desviaciones en Tiempo Real de cada uno de los Agentes del MEN respecto al Predespacho nacional definitivo.

Artículo 103. Liquidación de los peajes y otros cargos. El ODS liquidará mensualmente a los Agentes Compradores

los cargos por uso de redes, los cargos de operación del sistema, los cargos por Servicios Complementarios, la tasa de regulación de la CREE a los Consumidores Calificados y los cargos del MER. 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 Firme siguiendo lo establecido en el Artículo 19 del presente Reglamento.

Artículo 105. Liquidación mediante servicios bancarios.

El ODS podrá hacer uso de servicios bancarios para la liquidación de los cobros y pagos de los Agentes del MEN. Para ello, podrá abrir y mantener una cuenta en un banco comercial que tenga una amplia cobertura nacional. El ODS será titular de la cuenta como un servicio a los Agentes del MEN. En este caso, los Agentes del MEN deudores deberán efectuar los pagos a que están obligados mediante depósitos en la mencionada cuenta. El ODS sólo podrá hacer uso de los saldos que resulten de los depósitos hechos por los Agentes del MEN para efectuar los pagos correspondientes.

Cada Agente del MEN acreedor deberá abrir y mantener una cuenta en el mismo banco en que el ODS tenga la cuenta anteriormente mencionada, y deberá comunicarle el número de ésta. El ODS ordenará los pagos que corresponda hacer a cada Agente del MEN 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 del MEN. Asimismo, esta Norma Técnica definirá el procedimiento de reclamos, incluyendo los plazos para que los Agentes del MEN 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 del MEN deberá depositar una garantía suficiente para cubrir los pagos por las transacciones en el Mercado de Oportunidad y de los cargos establecidos en el Artículo 103, los que serán estimados para los siguientes cuarenta y cinco (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 de Liquidaciones 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 del MEN 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 (2%).

Transcurridos cinco (5) días hábiles desde la notificación sin que el Agente del MEN haya hecho efectivo el consiguiente pago, el ODS procederá a ejecutar la garantía y lo notificará al mismo. Trascurridos diez (10) días hábiles sin su reposición efectiva, el ODS suspenderá el derecho del Agente del MEN

de realizar transacciones e informará a la CREE y al EOR. Asimismo, el ODS solicitará a las Empresas Transmisoras o a las Empresas Distribuidoras correspondientes la desconexión de dicho Agente del MEN. Una vez satisfechas sus obligaciones financieras, el Agente del MEN podrá solicitar nuevamente su 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 del Sistema y Administración del Mercado Mayorista

Artículo 109. Solicitud de modificación al Reglamento. El ODS o los Agentes del MEN 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 del 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 al 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 del MEN, las Empresas Transmisoras 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 del MEN o las Empresas Transmisoras y podrá rechazar las solicitudes presentadas por

los mismos con justificación de motivos. En caso de rechazo, los Agentes del MEN 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 Norma Técnica en un plazo no mayor de treinta (30) días después de recibida la solicitud.

Tras elaborar la propuesta de Norma Técnica, bien a solicitud de los Agentes del MEN, las Empresas Transmisoras, 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 Norma Técnica 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 Norma Técnica, 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 Norma Técnica.

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 MEN 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 del Mercado de Contratos con el fin de promover la competencia y la entrada de nuevos Agentes del MEN, salvaguardando la información calificada como confidencial por razones de competencia.

TÍTULO XII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPÍTULO ÚNICO

Disposiciones Transitorias

Artículo 115. 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 Agentes Productores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

Artículo 116. 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 Agentes Productores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

Artículo 117. 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 118. Potencia firme de contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley. El ODS calculará anualmente la Potencia Firme de 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.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE - 075

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL, A LOS TREINTA DÍAS DE JUNIO DE DOS MIL VEINTE.

RESULTANDO

Que desde el año 2019 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica ha llevado a cabo un proceso de revisión integral para la mejora del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, aprobado mediante la resolución CREE-009 de fecha 11 de noviembre de 2015

Que durante el período de tiempo comprendido entre el 8 y el 30 de abril de 2020 se llevó a cabo la consulta pública denominada “Incorporación de elementos normativos relacionados a consumidores calificados y Comercializadores en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista”, a través de esta consulta, se propuso la modificación de varios artículos del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, y del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Que como parte de las modificaciones a los reglamentos antes apuntadas se requiere que la CREE defina las características que debe cumplir un usuario de energía eléctrica para optar