

La Gaceta



DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

VIERNES 3 DE JULIO DEL 2020. NUM. 35,302

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica **CREE**

ACUERDO CREE - 074

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 Resolución CREE-009 de fecha 11 de noviembre de 2015 y publicado en fecha 18 de noviembre de ese mismo año en el Diario Oficial "La Gaceta".

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", y que por medio de esta consulta, además

SUMARIO

Sección A
Decretos y Acuerdos

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CREE
Acuerdos CREE-074, CREE-075, CREE-076, CREE-077

A. 1- 144

de la modificación de varios artículos del Reglamento a la Ley General de la Industria Eléctrica, se propuso la modificación del Artículo 6, 7 y 8 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Que como resultado de este proceso de consulta pública se identificó oportunidades de mejora en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica con el fin de introducir los siguientes elementos regulatorios: la impugnación y recursos sobre las decisiones del ODS; el procedimiento para exigir información; el Procedimiento Sancionatorio; los usuarios autoprodutores; las Empresas Comercializadoras; al mecanismo de licitación para la expansión de la red de transmisión y la regulación de las licitaciones públicas internacionales para la compra de energía y potencia firme.

Que la incorporación en el Reglamento a la Ley General de la Industria Eléctrica de los elementos regulatorios indicados

anteriormente requiere de la modificación del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Que con el fin de hacer la modificación del Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista, la CREE llevó a cabo el proceso de Consulta Pública CREE-CP-04-2020 entre el veintidós (22) y veintinueve (29) de junio de los corrientes con el fin de modificar los siguientes artículos: 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 39, 45, 53, 56, 57, 59, 60, 62, 66, 70, 71, 78, 80, 83, 86, 88, 89, 91, 96, 97, 98, 102, 103, 104, 108, 112, 116, 117.

Que en vista del cúmulo de modificaciones propuestas a la fecha, se requiere para una mayor claridad del reglamento, modificar el acto administrativo mediante el cual se adoptó el Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista vigente en el único sentido de revocar el mismo, incluyendo sus reformas, y a su vez, adoptar un nuevo reglamento que contenga todos los aspectos revisados y sometidos a consulta pública.

CONSIDERANDO

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 5 de

junio de 2020, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, sus disposiciones serán desarrolladas mediante reglamentos al igual que normativas técnicas específicas.

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

ABOG. THELMA LETICIA NEDA
Gerente General

JORGE ALBERTO RICO SALINAS
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-077-2020 del 30 de mayo de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1, literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 4, 19 numeral 6 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de sus Comisionados.

ACUERDA

PRIMERO: Modificar la Resolución CREE-009 de fecha 11 de noviembre de 2015, en el único sentido de revocar el literal c) del resolutivo PRIMERO contenido en la misma, con

respecto a la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista, publicado en fecha 18 de noviembre de 2015 en el Diario Oficial La Gaceta, así como sus reformas.

SEGUNDO: Aprobar en todas y cada una de sus partes el Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista que forma parte integral del presente Acuerdo.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

CUARTO: Instruir a la secretaría general y a las unidades administrativas a que procedan con la publicación del presente acuerdo y el reglamento aprobado en el Diario Oficial “La Gaceta”.

QUINTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

**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-costo 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

Preespacho Regional

Artículo 43. Incorporación de resultados del preespacho regional al Preespacho nacional. Las transacciones de oportunidad resultantes del preespacho regional darán lugar a modificaciones del Preespacho 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 preespacho 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 preespacho 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 Preespacho nacional y/o regional para que el resultado del Preespacho sea factible.

Artículo 44. Determinación y coordinación del preespacho 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 preespacho regional del día siguiente sea operativamente factible y de esa forma obtener el Preespacho total.

Artículo 45. Verificación y ajuste del preespacho regional.

Antes de las 4:15 P.M. de cada día, el ODS verificará los resultados del preespacho 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 preespacho 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 preespacho 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

a ejercer los derechos que la ley y los reglamentos le otorgan al ser considerado como Consumidor Calificado.

Que con el fin de hacer un proceso eficiente de apertura del Mercado Eléctrico Nacional se requiere que la definición inicial de consumidor calificado tenga un impacto predecible en el funcionamiento de los actuales agentes, y que se realice gradualmente para dar tiempo a ajustar las medidas normativas y procedimientos para la administración de las transacciones físicas y financieras que involucran a los consumidores calificados.

Que los análisis llevados a cabo por la CREE indican que un nivel de consumo de potencia que equipare de forma agregada al déficit actual que tiene el sistema, puede conducir a la definición de los límites para definir los clientes que pueden ser considerados como Consumidores Calificados.

CONSIDERANDO

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 5 de junio de 2020, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, sus disposiciones serán desarrolladas mediante reglamentos al igual que normativas técnicas específicas.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-077-2020 del 30 de mayo de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1, literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, literal I, 8 y demás aplicables de la Ley

General de la Industria Eléctrica, Artículo 4, 19 numeral 6 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de sus Comisionados,

ACUERDA

PRIMERO: Establecer en tres megavatios (3 MW) el valor mínimo de demanda que debe tener un Usuario para ser considerado un Consumidor Calificado al estar conectado a la red de distribución.

SEGUNDO: Instruir a las Secretaría General para que notifique el presente acuerdo al representante legal de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas a que procedan con la publicación del presente acuerdo aprobado en el Diario Oficial “La Gaceta”.

QUINTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE - 076

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

RESULTANDO:

Que a partir del uno de junio de 2019 el Operador del Sistema (ODS) asumió la operación del sistema eléctrico nacional, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.

Que el Operador del Sistema tiene la función de la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico regional, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

Que en fecha 28 de enero de 2020, mediante oficio No. DE-ODS-012-I-2020, la Dirección Ejecutiva del ODS remitió el “Informe del proceso de las normas técnicas de Servicios Complementarios, Programación de la Operación y de Mantenimientos”, en el que, entre otros hechos, se hace constar que los borradores de la “Norma Técnica de Programación de la Operación” y la “Norma Técnica de Mantenimientos” fueron socializadas por medio de una presentación el día 4 de diciembre del 2019 ante el Comité de Agentes, agentes privados del sector eléctrico, la Empresa

Nacional de Energía Eléctrica, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, y que el proceso permaneció abierto a consultas hasta el día 20 de diciembre de 2019, y que este proceso de socialización fue documentados por medio del informe precitado, y la tabla con los comentarios y sugerencias recibidos sobre la propuesta de “Norma Técnica de Mantenimientos”.

Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica recibió el oficio número DE/ODS 45-III-2020 en fecha 2 de marzo de 2020, mediante el cual la Dirección Ejecutiva del Operador del Sistema remitió la Norma Técnica de Mantenimientos junto al documento en el que constan las interrogantes y observaciones realizadas por los miembros del Comité de Agentes, así como las respuestas que al efecto fueron emitidas por la Dirección Ejecutiva.

Que la propuesta de Norma Técnica de Mantenimientos ha sido revisada por las áreas técnicas y la Dirección de Asuntos Jurídicos, las cuales propusieron modificaciones en el documento con el fin de ajustarlo a la regulación vigente.

Que la Norma Técnica de Mantenimiento es esencial para garantizar la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional y establece entre otras cosas la información, plazos para suministrar la información requerida al Operador del Sistema y los procedimientos a seguir por éste para desarrollar el plan anual de mantenimientos.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta

con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece dentro de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de conformidad con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) el Operador del Sistema (ODS) tiene dentro de sus funciones desarrollar lo dispuesto en dicho reglamento, en forma de propuestas de normas técnicas, para su aprobación por la CREE.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-077-2020 del 30 de junio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 10 literal X, 11 literal C, 112 y demás aplicables del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar en cada una de sus partes la Norma Técnica de Mantenimientos que forma parte integral del presente acuerdo, la cual entrará en vigor a partir de su publicación.

SEGUNDO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

CUARTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

NORMA TÉCNICA DE MANTENIMIENTOS**1 OBJETO Y ALCANCE DE LA NORMA**

El objeto de la presente Norma Técnica de Mantenimientos (en adelante, esta Norma Técnica) es establecer los plazos, requerimientos, intercambios de información y procedimientos para (i) elaborar y actualizar el Plan Anual de Mantenimientos del SIN; (ii) enviar solicitudes de mantenimiento semanal, diarios y de emergencia, y su coordinación y autorización por el ODS; (iii) la evaluación del cumplimiento de los programas de mantenimiento y análisis de los Mantenimiento Forzados; y, (iv) cálculo de indicadores de Disponibilidad para cada generación.

El objetivo de la coordinación y programación de los mantenimientos del ODS es planear con anticipación las tareas de mantenimiento buscando optimizar los costos de operación del SIN y evitar o minimizar el riesgo de restricciones al abastecimiento o incumplimientos a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) a causa de Disponibilidades. A nivel regional, el objetivo es coordinar con el EOR los mantenimientos de la red regional de transmisión o mantenimientos que afecten dicha red o su control por el EOR, de acuerdo a lo que establece la regulación regional.

El ODS realizará la coordinación de mantenimientos en las siguientes etapas: (i) Plan de Mantenimiento Anual para los Mantenimientos Mayores que son dato para la Planificación Operativa de Largo Plazo; (ii) Mantenimientos Menores y ajustes a Mantenimientos Menores, para la Programación Semanal; (iii) en el Predespacho, autorización de los Mantenimientos Programados para el día siguiente; administración de Mantenimientos de Emergencia; y (iv) durante la operación en tiempo real, coordinación y supervisión de maniobras y tareas para mantenimientos.

2 ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

2.1 Acrónimos – Abreviaturas

| | |
|-------|--|
| CCSDM | Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo |
| CREE | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica |
| EOR | Ente Operador Regional |
| ODS | Operador del Sistema de Honduras |
| PAM | Plan Anual de Mantenimientos |
| RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| ROM | Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista |
| RTR | Red de Transmisión Regional |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SSCC | Servicios Complementarios |
| TC | Trabajo en Caliente |

2.1 Definiciones

En adición a las definiciones ya contenidas en la Norma Técnica de Programación de la Operación que forman parte de la presente norma, y sin que tenga como objeto limitar lo que establece la Ley General de la Industria Eléctrica, su Reglamento y el ROM, para los efectos de esta Norma Técnica se entiende por:

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.

Despeje: es una acción o procedimiento mediante el cual se aísla un equipo de toda fuente de energía eléctrica o mecánica y se toman precauciones para evitar su re-energización accidental o por error, a fin de que, durante un periodo determinado, personal previamente autorizado para ello pueda realizar un trabajo sobre dicho equipo en condiciones de máxima seguridad y evitando accidentes.

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

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

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

Mantenimiento de Emergencia: es la condición en que la Empresa Generadora, Transmisora o Distribuidora requiere trabajos no programados de mantenimiento en un equipo o instalación, justificando la falta de preaviso en que sin dichos trabajos el equipo podría sufrir un daño mayor o poner en peligro la seguridad de bienes o personas, o afectar la calidad y seguridad de todo o parte del SIN, y la solicitud es autorizada por el ODS de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

Mantenimiento Forzado: es todo trabajo que lleva a la Indisponibilidad de un equipo o instalación y que no ha sido previamente coordinado y/o autorizado como mantenimiento por el ODS por no cumplir con los criterios y requisitos definidos en esta Norma Técnica.

Mantenimiento Mayor: es el trabajo de mantenimiento cuya duración prevista es igual o mayor que dos (2) semanas.

Mantenimiento Menor: es el trabajo de mantenimiento cuya duración prevista es menor que la correspondiente a un Mantenimiento Mayor.

Mantenimiento Programado: es el trabajo de mantenimiento a realizar en un equipo o instalación de una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora cuyo alcance, comienzo y duración se ha solicitado al ODS con anticipación según sea un mantenimiento Mayor o Menor, y que ha sido coordinado y/o autorizado por el ODS de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica. A los efectos del RMER, corresponde a los mantenimientos planeados con anticipación y cuya realización se coordina a nivel regional.

Plan Anual de Mantenimientos: es la programación de Mantenimientos Mayores de generación y transmisión del SIN que coordina el ODS cubriendo un año calendario;

Sala de Control: es el sitio en el Centro de Despacho del ODS donde se coordina, controla y supervisa la operación del SIN en tiempo real, incluyendo la coordinación de maniobras para mantenimientos.

Trabajo en Caliente: es la tarea de mantenimiento que se ejecuta en un equipo energizado o cerca de el.

3 CAMPO DE APLICACIÓN

La presente Norma Técnica aplica a:

- El Operador del Sistema (ODS);
- Toda Empresa Transmisora y equipamiento del sistema de transmisión nacional coordinado por el ODS, incluyendo las instalaciones del RTR ubicadas en el territorio de Honduras;
- Toda central o unidad generadora conectada a la red de transmisión sujeta al despacho y/o la coordinación operativa del ODS, y las Empresas Generadoras propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;
- Las centrales o unidades generadoras conectadas a la red de distribución y con una potencia instalada mayor o igual a cinco (5) MW o cuya operación impacte en el cumplimiento de los CCSDM del SIN o los compromisos de Servicios Complementarios (SSCC), y las personas jurídicas propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;
- Toda Empresa Distribuidora, en particular para equipamientos cuya Indisponibilidad por mantenimiento puede afectar el cumplimiento de los CCSDM del SIN, normas de calidad, o los compromisos de Servicios Complementarios (SSCC).

4 DERECHOS Y OBLIGACIONES

Los procedimientos en esta Norma Técnica son de cumplimiento obligatorio por el Operador del Sistema (ODS),

Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras.

4.1 Operador del Sistema

Es responsabilidad del ODS coordinar, evaluar, y autorizar las solicitudes de mantenimiento y supervisar las tareas de mantenimiento de las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Transmisoras del SIN para, con suficiente anticipación, para programar la adecuada disponibilidad de capacidad de transmisión, de generación y de SSCC para minimizar el impacto en el cumplimiento de los CCSDM y garantizar la seguridad del abastecimiento.

El ODS es el responsable de informar y coordinar con el EOR los mantenimientos de la Red de Transmisión Regional (RTR) y los mantenimientos del SIN que afecten la RTR o el control del EOR sobre la RTR, de acuerdo a lo que establece el RMER. El EOR informará al ODS los programas de mantenimientos para la RTR, incluidas sus modificaciones, de acuerdo con lo que establece el RMER.

El ODS tiene las siguientes responsabilidades y obligaciones referidas a la coordinación, programación y autorización de mantenimientos:

- Coordinar, modificar cuando sea necesario, programar y autorizar las solicitudes de mantenimiento de las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras;
- Definir el Periodo Crítico del Sistema;
- Coordinar con el EOR el tratamiento de las Indisponibilidades

y mantenimientos de la RTR, de acuerdo a lo que establece el RMER;

- Informar al EOR sobre cualquier Mantenimiento Programado que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de ésta por parte del EOR;
- Programar y coordinar con el EOR tareas de mantenimiento del ODS para sistemas de telecomunicación y AGC, informando a las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras;
- Elaborar y ajustar cuando sea necesario el Plan Anual de Mantenimientos (PAM);
- Coordinar los programas de mantenimiento en la Programación Semanal;
- Autorizar junto con el Predespacho las tareas de mantenimiento para el día siguiente;
- Mantener la adecuada comunicación y coordinación con el EOR sobre mantenimientos, de acuerdo a lo que establece el RMER;
- Realizar la supervisión del cumplimiento de las tareas de mantenimiento autorizadas;
- Implementar y mantener actualizada la estadística de Indisponibilidades y el cálculo de la tasa de Indisponibilidad Forzada.

El ODS tiene los siguientes derechos referidos a la coordinación, programación y autorización de mantenimientos:

- Proponer modificaciones a los plazos o periodos solicitados de mantenimiento para minimizar los costos de operación del SIN o evitar riesgo de incumplimientos a los CCSDM o riesgo de déficit, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Requerir suspender o prorrogar Mantenimientos

Programados, o de ser posible en ejecución, en las condiciones que establece la Norma Técnica de Programación de la Operación y esta Norma Técnica;

- Requerir a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora que informe y garantice al finalizar un mantenimiento las condiciones de equipos o instalaciones, para verificar la disponibilidad de los equipos y proteger la seguridad del SIN;
- Realizar inspecciones, informados y coordinados con anticipación, para verificar la realización de los mantenimientos autorizados o de Mantenimientos de Emergencia declarados por una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora.

4.2 Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras del SIN

Cada instalación coordinada o despachada por el ODS tiene la obligación de suministrar al ODS toda la información necesaria para la coordinación y programación de mantenimientos con la anticipación que establece esta Norma Técnica, y de informar y coordinar con el ODS el inicio, fin y maniobras durante la ejecución de mantenimientos autorizados.

La Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora es responsable de la realización de mantenimientos en sus equipos e instalaciones, cumpliendo con la coordinación y requisitos que establece esta Norma Técnica y cuando corresponda el RMER.

Cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora tiene las siguientes obligaciones y responsabilidades referidas a la coordinación, programación y efectuar mantenimientos:

- Solicitar con anticipación los mantenimientos requeridos, de acuerdo con lo establecido en esta Norma Técnica, utilizando los medios y formatos que defina el ODS;
- Evitar de ser posible la programación de mantenimientos dentro del Período Crítico del Sistema;
- En caso de solicitar al ODS modificación del periodo o el alcance de un mantenimiento en el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) o a un Mantenimiento Programado, proveer la correspondiente justificación;
- En caso de que un mantenimiento pueda causar interrupción del servicio, notificar con la debida anticipación a los usuarios que estarían afectados e informar al ODS;
- Notificar al ODS, y actualizar cada vez que sea necesario, el personal autorizado para solicitar Despejes;
- Cumplir y efectuar los mantenimientos autorizados y cumplir con la coordinación operativa del ODS, siendo la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, responsable por la seguridad de las personas y los equipos durante los trabajos de mantenimiento, y de las consecuencias imprevistas, de existir, cuando se realicen los Despejes;
- Permitir el acceso a sus instalaciones al personal del ODS con el fin de realizar inspecciones para verificar Indisponibilidades, tareas de mantenimiento autorizadas, y Mantenimientos de Emergencia declarados por la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, sujeto a que el ODS informe la inspección o verificación con una anticipación no menor que veinte cuatro (24) horas.

En el caso de la generación con capacidad menor que cinco (5) MW conectada a la red de distribución y coordinada por el ODS, todo incumplimiento al suministro de información al ODS establecido en esta Norma Técnica aplicará a la empresa

de generación, salvo que el ODS haya designado a la Empresa Distribuidora como coordinador intermediario y la misma reciba la información de empresa de generación, pero no la suministre en tiempo y forma al ODS.

Cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora tiene los siguientes derechos referidos a la coordinación, programación y efectuar mantenimientos:

- Para la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, participar en las reuniones de coordinación del Plan Anual de Mantenimientos que organice el ODS;
- Ser informado por el ODS de los planes de mantenimiento de la RTR, presentar observaciones y solicitar modificaciones a dichos planes cuando se vean afectadas las condiciones de funcionamiento o Seguridad Operativa de las instalaciones de su propiedad, de acuerdo a lo que establece el RMER;
- Acceso a la información sobre Mantenimiento Programados;
- Conciliar con la Gerencia de Operación del Sistema y la Dirección Ejecutiva las decisiones del ODS concernientes a rechazar o modificar las fechas de mantenimientos solicitados, con respecto a las evaluaciones del ODS sobre incumplimientos en mantenimientos o sobre el cálculo de Indisponibilidad Forzada. De considerarse aún afectados, podrán impugnar las decisiones ante el órgano jerárquico superior del ODS; en caso de no estar satisfechos con la decisión del ODS, podrán presentar un recurso ante la CREE impugnando la resolución del órgano jerárquico superior del ODS.

5 COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

5.1 Administración de Solicitudes de Mantenimientos

Cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora debe informar al ODS los mantenimientos

requeridos, mediante solicitudes con el contenido y dentro de los plazos que establece esta Norma Técnica según el tipo de mantenimiento solicitado. En caso de que un mantenimiento implique la interrupción del servicio, la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora debe notificar al ODS y a los usuarios afectados y a la población en general, según corresponda.

En caso de que, dentro de los plazos establecidos para preparar el PAM del siguiente año calendario, una Empresa Generadora o una Empresa Transmisora no envía ninguna solicitud de Mantenimiento Mayor, el ODS debe considerar a dicha Empresa Generadora o Empresa Transmisora sin Mantenimientos Mayores en el PAM. Sin embargo, solamente a los efectos de los estudios y resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo, el ODS podrá incluir en la base de datos del SIN Mantenimientos Mayores indicativos para dicha Empresa Generadora o Empresa Transmisora, basado en mantenimientos declarados anteriormente o realizados históricamente.

Si para la Programación Semanal, una Empresa Generadora o Empresa Transmisora no confirma o solicita mantenimientos dentro de los plazos establecidos, pero en el PAM vigente tiene un Mantenimiento Mayor para dicha semana, el ODS debe notificar a dicha Empresa Generadora o Empresa Transmisora requiriendo que confirme enviando la solicitud requerida, o que informe la cancelación o suspensión del Mantenimiento Mayor previsto para dicha semana. El ODS ajustará el PAM vigente en caso de que la Empresa Generadora o Empresa Transmisora requieran suspender o cancelar el Mantenimiento Mayor.

5.2 Criterios y Análisis

Para cada semana en el PAM y semana en la Programación Semanal, el ODS debe evaluar el impacto previsto en el SIN

del conjunto de solicitudes de mantenimientos, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Seguridad de suministro: Minimizar o mitigar el riesgo de déficit previsto, en particular el riesgo que las Indisponibilidades por mantenimiento lleven a racionamientos programados al abastecimiento;
- Cumplir con los CCSDM y los requerimientos de SSCC, en particular evitar el riesgo de sobrecarga en equipamiento de transmisión, y el objetivo de contar con los niveles de reserva requeridos para la regulación de frecuencia y con disponibilidad de equipamiento para el control del voltaje;
- Optimizar los costos de operación del SIN y reducir el riesgo de vertimiento en los embalses de regulación. Para este criterio, el análisis cubrirá un horizonte de hasta cincuenta y dos (52) semanas para solicitudes de Mantenimientos Mayores para el PAM, y un horizonte de dos (2) semanas para los mantenimientos en la Programación Semanal, para evaluar si el mantenimiento causará un incremento en los costos de operación mayor que una tolerancia definida o vertimiento en embalses de regulación, y que se podría evitar o reducir significativamente ubicando el mantenimiento en otra semana;
- Evitar programar un mantenimiento en el Período Crítico del Sistema salvo que, de acuerdo a los criterios anteriores, sea más conveniente para el SIN ubicarlo en dicho período. Junto con la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de agosto, el ODS definirá o actualizará el Período Crítico del Sistema para el siguiente año calendario, de acuerdo a los criterios y disposiciones en el ROM y los transitorios en esta Norma Técnica.

De no cumplirse alguno de los criterios para mantenimientos solicitados, el ODS deberá identificar las causas de el o

los incumplimientos y realizar el análisis para identificar modificaciones al periodo de mantenimiento solicitados que eliminen o reduzcan incumplimientos. En caso de que el ODS no identifique un periodo a reprogramar el mantenimiento solicitado en no se vulneren uno o más de los criterios definidos, el ODS realizará un análisis de Seguridad Operativa con el objeto de identificar el periodo con menor impacto negativo al cumplimiento de los criterios y/o en que mayores límites de operación a la red de transmisión permitirían realizar el mantenimiento:

Para realizar este análisis, el ODS utilizará los modelos de optimización y la base de datos del SIN definidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación, herramientas operativas para simular la operación del SIN y, en la medida que sea necesario, realizará estudios adicionales de Seguridad Operativa, en particular análisis de contingencias. El Departamento de Estudios Eléctricos del ODS es responsable de estos estudios.

Si el ODS identifica fechas distintas en que se cumplen los criterios establecidos o se reduce el incumplimiento, debe proponer la modificación al período de mantenimiento. El ODS y la correspondiente Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora realizarán los mejores esfuerzos para acordar reprogramar el periodo de mantenimiento. De acordarse la reprogramación, el ODS lo aprobará como Mantenimiento Programado. De no lograrse un acuerdo, el ODS aceptará la solicitud, pero calificándola como programada con observaciones, identificando la causa de la observación con base en los criterios de evaluación definida en esta Norma Técnica.

5.3 Suspensión de Mantenimientos

El ODS tiene la autoridad para requerir suspensión de Mantenimientos Programados o mantenimientos autorizados en las siguientes condiciones:

- En Condiciones de Emergencia;
- En la Programación Semanal, se prevé riesgo de racionamiento forzado durante dos (2) o más días hábiles de la siguiente semana;
- En el Predespacho, se prevé o programa racionamiento forzado al abastecimiento para el día siguiente con una duración mayor o igual a tres (3) horas;
- En la Operación en Tiempo Real, ante una emergencia o imprevisto que requiera racionamientos con duración mayor a tres (3) horas;
- En la Programación Semanal o Predespacho se prevén incumplimientos a los CCSDM, y no hay otras medidas correctivas para cumplir con dichos criterios si el mantenimiento no se suspende.

El ODS debe notificar a las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras o Empresas Transmisoras a los que se les solicita suspender mantenimientos, incluyendo la justificación y la duración estimada de la condición que justifica el requerimiento.

El ODS puede también solicitar suspender mantenimientos que se estén efectuando, en la medida que sea posible. Para ello, cada solicitud de mantenimiento debe indicar el tiempo requerido para volver a estar disponible de requerir el ODS suspender las tareas de mantenimiento.

La Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora que recibe del ODS una solicitud de suspensión

de mantenimiento debe analizar la posibilidad de acceder al requerimiento, analizando en particular el motivo que justifica la solicitud. Si acuerda al requerimiento del ODS, se califica al mantenimiento como suspendido tomando el ODS la responsabilidad de coordinar su reprogramación lo antes posible. Si se rechaza la solicitud, el mantenimiento continuará vigente pero el ODS lo calificará como programado o autorizado con observaciones.

Una vez finalizada la condición que requirió la suspensión de mantenimientos, el ODS debe coordinar con las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Transmisoras afectadas la reprogramación de todos los mantenimientos suspendidos, aplicando criterios y análisis similar al procedimiento para el PAM y programa semanal de mantenimientos.

5.4 Registro de Mantenimientos

El ODS asignará un código de registro a cada solicitud de mantenimiento que reciba, incluyendo Mantenimientos de Emergencia. El ODS informará a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que envió la solicitud el código asignado a la solicitud de mantenimiento para se utilice como referencia en el intercambio de información y la coordinación de mantenimientos.

El ODS mantendrá un registro de mantenimiento con las solicitudes aceptadas, incluyendo para cada solicitud:

- El código;
- Tipo de mantenimiento (mayor, menor/semanal, emergencia);
- La información en la solicitud incluyendo identificación de

la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, y de el o los equipos afectados y duración; y,

- El estado del mantenimiento (programado PAM, programado semanal, autorización provisoria o final, programado o autorizado con observaciones, en ejecución, finalizado, suspendido). El ODS actualizará la condición “estado del mantenimiento” en el registro cada vez que sea necesario.

En caso de que en el proceso de aprobación o autorización de un mantenimiento se acuerde modificaciones a las fechas u otros cambios en la solicitud, el ODS debe actualizar incluir en el registro de mantenimientos las fechas o condiciones acordadas.

6 PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS

6.1 Análisis de Solicitudes de Mantenimientos Mayores

Cada año, antes del quince (15) de septiembre, cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora debe suministrar al ODS las solicitudes de Mantenimientos Mayores para el siguiente año calendario (enero a diciembre, 52 semanas), y una previsión indicativa para los dos años subsiguientes.

El ODS realizará el análisis de las solicitudes recibidas, para verificar el cumplimiento de los criterios definidos en esta Norma Técnica.

Para tener en cuenta el impacto en los costos de operación, las restricciones de transmisión y el riesgo hidrológico, el ODS utilizará el modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo, cuyas características y representación del SIN se establece en la Norma Técnica de Programación de la Operación, con la base de datos del SIN

incorporando los Mantenimientos Mayores solicitados y la tasa de Indisponibilidad Forzada.

Para evaluar en detalles operativos los costos de operación del SIN, cumplir con los CCSDM y proteger la seguridad del suministro, el ODS utilizará el modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Estudios de Seguridad Operativa, incluyendo análisis de contingencias, considerando la demanda prevista para el SIN, representando la red de transmisión y sus restricciones, y los requerimientos de SSCC y los CCSDM.

El ODS debe considerar que no se cumplen los criterios requeridos si del análisis y estudios verifica alguna de las siguientes condiciones:

- En los resultados del modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo, una o más líneas o transformadores del sistema principal de transmisión sobrepasan el 80% de su capacidad, y para dichos resultados el análisis de contingencias del ODS muestra que realizar el mantenimiento en el periodo solicitado no permite cumplir con los CCSDM salvo aumentar las restricciones operativas de transmisión que llevarían a un incremento mayor que el 15% en el costo de operación de las semanas del mantenimiento; o,
- Se vulneran los criterios de reserva para SSCC de los CCSDM; o,
- En la semana que se solicita Mantenimiento Mayor, en los resultados con el modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo el riesgo de energía no suministrada es mayor que el 10% de la demanda prevista para dicha semana.

De verificarse alguna de estas condiciones, el ODS debe identificar las causas y buscar fechas alternativas a proponer para uno o más de los Mantenimientos Mayores solicitados

en que no resulten o se reduzcan estos sobrecostos, riesgo de déficit o sobrecargas, pero sin modificar la duración solicitada para cada mantenimiento.

El ODS debe rechazar toda solicitud de mantenimiento en el Periodo Crítico del Sistema, salvo que el ODS evalúe en su análisis que en otras semanas el impacto en seguridad de suministro y Seguridad Operativa sería peor.

En caso de que el ODS no encuentre semanas alternativas para los Mantenimientos Mayores que cumplan con los criterios definidos, el ODS realizará un análisis de Seguridad Operativa con el objeto de establecer las semanas en que se pueden tomar medidas preventivas tales como modificaciones a los límites de operación.

Con el análisis realizado, el ODS debe proponer fechas alternativas para consideración de la Empresa Generadora o Empresa Transmisor, según corresponda. Si se acuerda modificar la ubicación del mantenimiento, se incluirá en el PAM como Mantenimiento Programado. De llegarse a un acuerdo, el ODS incluirá en el PAM el mantenimiento con el periodo solicitado por la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, según corresponda, pero calificándolo como Mantenimiento Programado con observaciones.

6.2 Coordinación de Mantenimientos Mayores

El ODS preparará la propuesta del PAM con desagregación semanal, programando los Mantenimientos Mayores con las fechas requeridas por o acordadas con las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en esta Norma Técnica.

El ODS coordinará con las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras las modificaciones requeridas a través del intercambio de observaciones y, cuando sea necesario, reuniones. Cuando una Empresa Generadora o Empresa Transmisora rechaza una solicitud del ODS de modificar el período de mantenimiento, deberá notificar el motivo que lo justifica y preferentemente con documentación que lo avala. El ODS podrá requerir información adicional.

A más tardar el quince (15) de octubre, el ODS notificará a las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras la propuesta del PAM para el siguiente año calendario, identificando cada modificación acordada a las fechas de los Mantenimientos Mayores solicitados, y las solicitudes que resultan como Mantenimiento Programado con observaciones, con la correspondiente justificación.

Cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora contará con dos (2) semanas para enviar sus comentarios al PAM, incluyendo a la justificación de calificar con observaciones su Mantenimiento Programado.

En caso de que el ODS proponga varias modificaciones o reciba varias observaciones, el ODS podrá convocar a las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras a una reunión de coordinación del PAM, para revisar y acordar las modificaciones y el PAM propuesto.

6.3 Plan Anual y Coordinación Regional

A más tardar el quince (15) de noviembre, el ODS publicará en su página web el Plan Anual de Mantenimientos coordinado, teniendo en cuenta los criterios definidos y los comentarios recibidos, y realizando estudios adicionales de ser necesario.

El informe del PAM incluirá una descripción resumida de los análisis realizados y resultados, así como las causas o justificación de cada Mantenimiento Programado con observaciones.

El ODS coordinará con el EOR los mantenimientos de las instalaciones de transmisión en el Plan Anual de Mantenimientos coordinado, de acuerdo a los plazos y procedimiento que establece el RMER.

A más tardar el quince (15) de diciembre de cada año, el ODS finalizará el PAM para el siguiente año calendario, incorporando el plan de transmisión regional coordinado con el EOR, y lo publicará en su página web como el PAM final para el siguiente año calendario.

El informe de Planificación Operativa de Largo Plazo que se publique en diciembre incluirá como anexo el PAM final y las observaciones y la justificación e identificando los mantenimientos que resultan de la coordinación con el EOR.

6.4 Modificación a Mantenimientos Mayores

Durante el año calendario, podrán resultar modificaciones al PAM final informado en diciembre del año anterior. El ODS debe solicitar con una anticipación mínima de quince (15) días y coordinar con el EOR cualquier modificación al plan anual coordinado informando la correspondiente justificación, de acuerdo a lo que establece el RMER.

El PAM vigente para un mes será el PAM final con los ajustes realizados hasta dicho mes.

La Empresa Generadora o Empresa Transmisora debe informar si cancela un Mantenimiento Mayor del PAM vigente como

mínimo cinco (5) semanas antes del inicio programado para dicho mantenimiento en el PAM. El ODS ajustará el PAM vigente para eliminar dicho mantenimiento.

Junto con la información para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Empresa Generadora o la Empresa Transmisora puede solicitar modificación a las fechas (semanas, duración) o alcance de Mantenimientos Mayores en el PAM vigente, con la correspondiente justificación, sujeto a que la solicitud sea como mínimo un (1) mes antes del inicio previsto del mantenimiento en el PAM. La solicitud se enviará con los formatos y medios que defina el ODS, y el contenido para la solicitud de Mantenimientos Mayores que define esta Norma Técnica. En situaciones debidamente justificadas por la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, el ODS podrá aceptar una solicitud de modificación al PAM vigente con una anticipación mínima de diez (10) días, garantizando que el ODS cuenta con el tiempo requerido de ser necesario coordinar con el EOR.

El ODS realizará un análisis similar al requerido para el PAM inicial, debiendo requerir y buscando acordar modificaciones si los estudios y análisis identifican incumplimiento a los criterios definidos. El ODS incorporará la modificación al PAM, calificándose como Mantenimiento Programado o Mantenimiento Programado con observaciones según corresponda.

En el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo para cada mes, el ODS incluirá el PAM vigente indicando las modificaciones coordinadas para el mes y las que resultan con observaciones, de existir.

6.5 Contenido de la Solicitud de Mantenimiento Mayor

Cada Empresa Generadora y Empresa Transmisora debe enviar las solicitudes de Mantenimientos Mayores con el medio y formato que defina el ODS, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- Identificación de la Empresa Generadora o Empresa Transmisora que solicita el mantenimiento;
- Identificar el Mantenimiento Mayor que se solicita y el motivo, incluyendo cuando corresponda las recomendaciones del fabricante en cuanto a alcance y periodicidad del Mantenimiento Mayor, con una descripción breve de las tareas de mantenimiento a ser realizadas;
- Las semanas en que solicita realizar el mantenimiento, indicando fecha prevista para el inicio y fin del mantenimiento, y duración en días;
- El tipo de instalación (línea de transmisión, transformador, unidad de generación etc.), y subestación en la cual está localizada, utilizando la nomenclatura definida por y acordada con el ODS;
- Para la Empresa Transmisora, identificar si la instalación forma parte de la RTR o interconexión regional;
- Identificar si el trabajo a realizarse es para la puesta en operación de nuevas instalaciones o repotenciación;
- Identificar si es un trabajo con desconexión (requiere Despeje) o sin desconexión (Trabajo en Caliente);
- Informar si la instalación permanecerá indisponible durante todo el período de mantenimiento (Indisponibilidad continua) o si la instalación retorna a la operación en el intermedio (diario).
- Para solicitud de modificaciones a Mantenimientos Mayores aprobados en el PAM vigente, el número de

registro de la solicitud inicial y el motivo que justifica la modificación solicitada;

- Toda otra información que la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, según corresponda, considere útil o necesaria.

7 PROGRAMACIÓN SEMANAL DE MANTENIMIENTO

7.1 Información Requerida

Las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras deben enviar al ODS las solicitudes de mantenimiento semanal de acuerdo a los medios y formatos que defina al ODS, y la información que establece esta Norma Técnica.

Las Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras deben consensuar entre ellos las solicitudes de mantenimiento semanal, previo a su envío al ODS.

7.1.1 Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras

Junto con la información para la Programación Semanal, cada Empresa Generadora y Empresa Transmisora debe enviar las solicitudes de mantenimiento para la siguiente semana todos los jueves antes de las 09:00 horas (Empresas Generadoras) y los martes antes de las 16:00 horas (Empresas Transmisoras), e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para la coordinación y programación del ODS, incluyendo:

- Solicitud de Mantenimientos Menores; y,
- Solicitud correspondiente a todo Mantenimiento Mayor que inicia la semana siguiente en el PAM vigente.

También deben informar todo cambio en la duración de los mantenimientos que ya se están efectuando y previstos continuar al comienzo de la siguiente semana.

7.1.2 Empresas Distribuidoras

Cada Empresa Distribuidora debe enviar las solicitudes de los mantenimientos para la siguiente semana a más tardar el martes de cada semana a las 16:00 horas y junto con la información para la Programación Semanal, debe enviar un pronóstico de demanda semanal horaria por nodo el jueves de cada semana antes de las 09:00 horas; e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para los equipos de distribución, incluyendo todo equipo que afecte sus compromisos de SSCC.

7.2 Análisis de Solicitudes de Mantenimientos Semanales

El ODS realizará la coordinación de mantenimientos semanales priorizando los Mantenimientos Mayores ya aprobados en el PAM vigente.

El ODS coordinará la Programación Semanal de mantenimientos con desagregación diaria, asignando las solicitudes con las fechas requeridas por las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras, analizando el cumplimiento e impacto en los criterios para mantenimientos definidos en esta Norma Técnica. El ODS solicitará y buscará acordar con las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras o Empresas Distribuidoras, según corresponda, las modificaciones requeridas por medio de intercambio de información, resultados de estudios y observaciones.

Para ello, el ODS realizará Estudios de Seguridad Operativa (incluyendo análisis de flujo de carga, análisis de contingencia, etc.) y análisis de costos de operación, para determinar las restricciones operativas, cumplimientos de los CCSDM, el riesgo de déficit y costos adicionales que ocasionaría para cada día de la semana siguiente la Indisponibilidad de las instalaciones que solicitan mantenimiento semanal. El análisis considerará como dato las Indisponibilidades ya vigentes, incluyendo mantenimientos autorizados en ejecución, para evaluar el impacto de las Indisponibilidades adicionales por las solicitudes de mantenimiento semanal.

El ODS debe considerar que el o los mantenimientos solicitados:

- Incumplen con el criterio de seguridad de suministro en el caso de que coincidan con periodos en que se prevé riesgo de déficit, o si se vulneran los criterios de reservas para SSCC de los CCSDM;
- Incumplen con el criterio de optimización de la operación, si causa un incremento en el costo de operación del SIN en más del 15%, o si causare vertimiento en los embalses de regulación que se evitarían sin dicho mantenimiento.

7.3 Coordinación de Mantenimientos Semanales

Si del análisis resultan incumplimientos a los criterios para mantenimientos, el ODS debe proponer o requerir modificaciones para resolverlo. El ODS dará prioridad a las solicitudes que correspondan a mantenimientos en el PAM vigente, buscando evitar proponer modificaciones a los mismos, y requerir en primer lugar modificaciones a los Mantenimiento Menores.

El ODS informará a las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras o Empresas Distribuidoras, según corresponda, la necesidad de modificar los periodos de mantenimiento para cumplir con los criterios de mantenimiento, en particular solicitar la modificación de la fecha y/o los horarios de Despeje, solicitando fechas alternativas. El ODS buscará acordar con la Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora, según corresponda.

- De llegar a un acuerdo, el ODS registrará la solicitud como Mantenimiento Programado semanal con las fechas acordadas.
- De no llegar a un acuerdo, el ODS debe registrar la solicitud como Mantenimiento Programado semanal con observaciones, con la correspondiente justificación.

El ODS enviará a y coordinará con el EOR las solicitudes de mantenimiento de instalaciones de la RTR dentro de los plazos y procedimientos que establece el RMER.

Como resultado del análisis y la coordinación, el ODS obtendrá los Mantenimientos Programados para cada día de la semana siguiente, que se incluirá en el informe de Programación Semanal del ODS, así como el listado de las solicitudes registradas como Mantenimiento Programado con observaciones, de existir, con la correspondiente justificación.

7.4 Modificación a Programa Semanal de Mantenimientos

Durante la semana, junto con la información para el Predespacho, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora puede solicitar al ODS modificar, cancelar o suspender un mantenimiento semanal aprobado en la Programación Semanal para el día siguiente, informando

los motivos que justifican que el mantenimiento no pueda realizarse en la fecha y horario aprobado.

7.4.1 Modificación de Plazos

Junto con la información para el Predespacho, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora podrá solicitar modificación a la duración o al horario de inicio y fin de su mantenimiento para el día siguiente que fue aprobados en la programación semanal de mantenimiento.

El ODS realizará un análisis similar al requerido para la programación semanal. Si se cumplen los criterios definidos, el ODS aprobará la solicitud y emitirá la autorización para el día siguiente. Si el ODS identifica que se vulneran los criterios para mantenimiento, informará a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, incluyendo la justificación solicitando acordar un plazo alternativo. De llegar a un acuerdo, el ODS autorizará el mantenimiento. De no llegar a un acuerdo, el ODS autorizará con observaciones el mantenimiento solicitado, y el equipo calificará como Indisponibilidad Forzada.

7.4.2 Cancelación o Suspensión

Cuando una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora solicita cancelación o suspensión de un mantenimiento para el día siguiente, el ODS eliminará dicho mantenimiento de la base de datos para el Predespacho.

En caso de solicitar una suspensión, la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, debe informar la fecha de reprogramación propuesta. Si la fecha propuesta es en otro día de la misma

semana, debe enviar la solicitud junto con la información para el Predespacho de dicho día. Si la suspensión se propone para otra semana, la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, debe enviar la solicitud con la información para la Programación Semanal de dicha semana. En ambos casos, debe identificar en la solicitud que corresponde a un pedido de reprogramación indicando el código de registro del mantenimiento suspendido a su requerimiento. El ODS analizará en el Predespacho o la Programación Semanal, según corresponda, la solicitud de acuerdo a los criterios de mantenimiento para decidir si se aprueba o se solicitan modificaciones.

Ante una condición de riesgo de déficit, Condición de Emergencia o imposibilidad de cumplir con los CCSDM durante la semana, el ODS tiene la autoridad para solicitar suspender Mantenimientos Programados en la programación semanal de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

El ODS informará las modificaciones realizadas a los Mantenimientos Programados en la programación semanal en el correspondiente Informe de Operación Mensual, identificando desvíos y las causas, así como los Mantenimiento Programado con observaciones.

7.5 Contenido de la Solicitud de Mantenimiento Semanal

La solicitud de Mantenimiento Semanal se realizará de acuerdo al formato y medio definido por el ODS, e incluirá como mínimo:

- La identificación de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, y el nombre y cargo de la persona que solicita el mantenimiento;

- Fecha y hora en la que se realiza la solicitud;
- Si está programado en el Plan Anual de Mantenimiento, indicar el código de registro del Mantenimiento Mayor. De ser un mantenimiento no incluido en el PAM vigente, indicar el motivo del mantenimiento, incluyendo cuando corresponda las recomendaciones del fabricante en cuanto a alcance y periodicidad del tipo del mantenimiento;
- Si es una reprogramación por una suspensión de un mantenimiento aprobado, el código de la solicitud del mantenimiento que fue suspendido;
- Para transmisión, el tipo de instalación (línea de transmisión, transformador, etc.) y subestación en la cual está localizada, con su respectiva nomenclatura. Para generación, la unidad o central generadora (con su nomenclatura) y el equipo o sistema a realizar tareas de mantenimiento;
- Periodo de mantenimiento: fecha y hora (inicio y fin), y duración del trabajo de mantenimiento;
- Indicar si es un trabajo con desconexión (Despeje) o sin desconexión (Trabajo en Caliente);
- Indicar si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período (continuo) o si la instalación retornará a la operación en el intermedio;
- Las condiciones de seguridad necesarias para la ejecución de los trabajos;
- Descripción breve del trabajo y maniobras a realizar;
- Identificar si los trabajos o Indisponibilidad pueden afectar a terceros, o a otros equipos o sistemas de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que envía la solicitud;
- Señalar si el equipo o instalación podrá o no ser devuelto ante una emergencia y el tiempo de reposición en caso de necesidad de la operación o de condiciones que requieran la suspensión de mantenimientos;
- Si el trabajo implica interrupción del servicio eléctrico,

informar si la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, ha notificado los usuarios afectados y población en general.

- Información adicional que considere útil o necesaria.

8 MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA

8.1 Alcance

Un Mantenimiento de Emergencia corresponde a tareas que deben ser realizadas de manera inmediata o dentro del corto plazo (horas), luego de detectarse una condición imprevista que causa la emergencia, y en que prorrogarlo llevaría a riesgos para el equipamiento o las personas.

Es responsabilidad de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, avisar a los usuarios cuando la emergencia afecta su abastecimiento.

La Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, deberá solicitar el Mantenimiento de Emergencia utilizando el formato y medio que defina el ODS y lo que establece esta Norma Técnica, informando la emergencia de los trabajos e incluyendo la fecha y hora prevista de finalización de los trabajos.

Si dada la gravedad de la emergencia, el ODS considera que puede ser de masiva afectación, el jefe de turno de Sala de Control del ODS deberá publicar en la página web del ODS un aviso con un breve resumen del evento con base en la información suministrada por la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que solicita el Mantenimiento de Emergencia.

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

8.1.1 Predespacho

En condiciones debidamente justificadas, cuando la no realización de un mantenimiento puede suponer un riesgo o Indisponibilidad mayor posterior, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora podrá solicitar al ODS junto con la información para el Predespacho un Mantenimiento de Emergencia. Dicha solicitud deberá especificar los datos del equipo o instalación afectado, la duración prevista de los trabajos, así como la justificación que califica dicho mantenimiento como de emergencia. En caso de aprobar la solicitud, el ODS deberá informar a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, de acuerdo a la urgencia de la realización de los trabajos, y otorgar una autorización provisional.

En los resultados del Predespacho, el ODS informará los Mantenimientos de Emergencia a los que otorgó autorización provisional.

8.1.2 Operación en Tiempo Real

En la Operación en Tiempo Real, cuando sea necesario y con la debida justificación, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora podrá solicitar un Mantenimiento de Emergencia a la Sala de Control del ODS por cualquier medio de comunicación disponible. La solicitud debe incluir como mínimo los datos que se establecen en esta

Norma Técnica, y una evaluación preliminar de la situación que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia. El personal a cargo de la Sala de Control del ODS recibirá y analizará la solicitud y, en uso de su mejor criterio, decidirá si otorga una autorización provisional. En este caso, la autorización provisional puede ser comunicada por cualquier medio desde la Sala de Control del ODS.

En el Informe del Posdespacho Operativo, el ODS incluirá los Mantenimiento de Emergencia autorizados en tiempo real.

8.2 Contenido de la Solicitud de Mantenimiento de Emergencia

La solicitud de Mantenimiento de Emergencia tendrá un contenido similar a la solicitud de mantenimientos para la Programación Semanal, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- El nombre de la persona que solicita el mantenimiento y de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora que representa;
- El día y hora en la que se realiza la solicitud;
- Identificar que es un Mantenimiento de Emergencia y descripción de la condición que justifica la emergencia, incluyendo una fotografía de la instalación mostrando la urgencia de los trabajos;
- El equipo o instalación afectada y subestación en la cual está localizada, con su respectiva nomenclatura;
- Fecha y hora de inicio y de fin, duración previstas;
- Descripción de las tareas previstas realizar;
- Si la emergencia afecta a usuarios, confirmar que realizó el aviso.

En caso de un Mantenimiento de Emergencia requerido en tiempo real o luego de finalizar los plazos para suministrar la

información para el Predespacho, los trámites de solicitud y autorización provisional podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control del ODS y el operador responsable de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, debiendo el ODS mantener la grabación de la solicitud y su autorización provisional.

8.3 Informes de Mantenimiento de Emergencia

La Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora con un Mantenimiento de Emergencia, con autorización provisional, debe elaborar informes que lo justifiquen, enviando al ODS: (i) un informe preliminar indicativo a más tardar el día hábil posterior a la solicitud y (ii) un informe justificativo final dentro de los cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de la solicitud.

El informe preliminar debe resumir: (i) la condición identificada, (ii) el motivo o las consecuencias por las que no se pudo postergar y que no fue posible prever un Mantenimiento Programado; y, (iii) confirmar la duración prevista y las tareas a realizar, y cualquier otra información que la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, considere necesaria.

El informe final debe describir con suficiente detalle la condición y razones que justificaron la emergencia requerida e incluir como lo mínimo lo siguiente:

- Identificación del Mantenimiento de Emergencia mediante el código asignado por el ODS;
- El nombre de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, y de la persona

que realizó la solicitud de emergencia en representación de la correspondiente Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora;

- El día y hora en la que se realizó la solicitud;
- La información en la solicitud, el equipo o instalación afectados y la subestación donde en la cual está localizada, y el detalle de la condición y causas que justificaron solicitar Mantenimiento de Emergencia, incluyendo una fotografía de la instalación mostrando la causa de la urgencia y trabajos realizado;
- Si el trabajo se realizó con desconexión (Despeje) o sin desconexión (es decir, un TC).
- Trabajos realizados y resultados incluyendo los resultados de las pruebas de campo;
- Nombre del personal encargado que realizó las operaciones en campo.
- Toda otra información necesaria para demostrar la necesidad y justificación de un Mantenimiento de Emergencia.

El ODS puede establecer el formato de dicho informe.

El ODS debe analizar el informe final para evaluar si corresponde a una situación de emergencia de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, de acuerdo a lo que establece el ROM y esta Norma Técnica. De considerar que el informe justifica un Mantenimiento de Emergencia, el ODS le otorgará la autorización definitiva.

En caso de que la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que solicita el mantenimiento de emergencia no suministre el informe preliminar o final dentro de los plazos establecidos anteriormente, o que el ODS

considere de su evaluación que el informe final no demuestra que corresponde a un Mantenimiento de Emergencia, el ODS le cancelará la autorización y lo debe considerar como Mantenimiento Forzado, correspondiendo a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda; las consecuencias y costos que ello implique de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

Si al finalizar el análisis y de rechazarse la justificación, el equipo está aún indisponible en mantenimiento, el ODS le retirará la autorización y requerirá la puesta en servicio inmediata de los equipos o instalaciones en mantenimiento.

En el Informe de Operación Mensual el ODS informará los Mantenimientos de Emergencias y su duración, con una breve descripción, e indicando si posteriormente la autorización fue cancelada.

9 AUTORIZACIÓN DIARIA DE MANTENIMIENTOS

Los mantenimientos que se pueden efectuar cada día serán los contenidos en el plan semanal de mantenimientos para dicho día, los ajustes que se soliciten con la información para el Predespacho y que el ODS apruebe, y los que se soliciten de emergencia que tengan una autorización provisoria o definitiva del ODS.

9.1 Información

Junto con la información para el Predespacho, cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora, y Empresa Distribuidora debe suministrar al ODS la siguiente información sobre los mantenimientos aprobados o en ejecución para el día siguiente en la Programación Semanal:

- Cualquier modificación requerida a Mantenimientos Programados, incluyendo su suspensión o cancelación;
- Modificación en la duración de mantenimientos en ejecución, incluyendo prolongación de mantenimientos a una fecha de finalización posterior a la acordada en la autorización;
- La solicitud de autorización, confirmando los Mantenimientos Programados a realizar.

Todo requerimiento de modificación a un Mantenimiento Programado será evaluado por el ODS para su aprobación o solicitud de modificación de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica. De cumplirse los criterios que establece esta Norma Técnica o se acuerda con el ODS modificaciones para cumplir con dichos criterios, se considera un Mantenimiento Programado. De lo contrario, se considera un Mantenimiento Programado con observaciones.

Adicionalmente junto con la información para el Predespacho, cada Empresa Generadora, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora podrá solicitar Mantenimiento de Emergencia por causa justificada, debiendo suministrar al ODS la información que establece esta Norma Técnica para su evaluación.

9.2 Evaluación Diaria de Mantenimientos Programados

De resultar en los estudios y resultados del Predespacho en dos (2) o más horas una condición de déficit esperado o incumplimiento a los CCSDM que afecten la seguridad del suministro o la CREE declare una Condición de Emergencia, el ODS deberá solicitar la suspensión de Mantenimientos Programados. Si el riesgo de déficit o incumplimiento previsto a los CCSDM es solamente para un área del SIN, la suspensión

aplicará a los mantenimientos que afectan la Congestión, los CCSDM y el abastecimiento de dicha área.

Se dará prioridad a los Mantenimientos Mayores aprobados en el PAM vigente.

- De acordarse suspender un Mantenimiento Programado para el día siguiente, el ODS no le emitirá la autorización y coordinará con el afectado las fechas para su realización futura cuando la condición que justificó la suspensión desaparezca, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.
- De resultar del análisis del ODS incumplimientos a los criterios, pero no acordarse la modificación, el ODS le otorgará una autorización con observaciones.

Los mantenimientos autorizados se incluirán en la información del Predespacho del ODS.

9.3 Contenido de la Solicitud de Autorización

Cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora debe realizar la solicitud de autorización de un Mantenimiento Programado a la dirección de correo electrónico que establezca el ODS y de acuerdo al formato definido por el ODS, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- La identificación de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, y el nombre y cargo de la persona que solicita la autorización del mantenimiento;
- Código de registro del Mantenimiento Programado;
- Confirmar el periodo de mantenimiento: hora de inicio el día siguiente y fecha y hora de finalización, duración del

trabajo de mantenimiento;

- Todo cambio a lo informado en la solicitud respecto a si es un trabajo con desconexión (Despeje) o sin desconexión (Trabajo en Caliente), o si permanecerá fuera de servicio por todo el período (continuo) o si la instalación retornará a la operación en el intermedio;
- Descripción del trabajo indicando todos los equipos afectados, y describiendo la secuencia de maniobras a realizar, incluyendo maniobras de conexión y reconexión;
- Las condiciones de seguridad que se tomarán y son necesarias para efectuar los trabajos;
- Nombre del responsable de las tareas de mantenimiento que realizará la coordinación con el ODS, y nombres del personal encargado de realizar las operaciones en campo;
- Confirmar si los trabajos pueden afectar a terceros, o si otros equipos o sistemas de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que solicita el mantenimiento pueden verse afectados por la Indisponibilidad;
- Confirmar los plazos para devolver el equipo ante una emergencia y el tiempo de reposición del servicio si el ODS requiere la suspensión del mantenimiento;
- Si el trabajo implica interrupción o no del servicio eléctrico, confirmar si la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, ha notificado los usuarios afectados y población en general;
- Otra información adicional que considere necesario.

Dentro de un plazo no mayor que una (1) hora, el ODS debe confirmar la recepción del correo electrónico con la solicitud de autorización. La autorización puede ser emitida por la Sala de Control del ODS y se enviará por correo electrónico.

10 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

10.1 Responsabilidades

En la Operación en Tiempo Real, cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora debe cumplir con sus programas de mantenimiento autorizados y la coordinación con el ODS sobre los mantenimientos en ejecución. Cada Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora debe informar inmediatamente a la Sala de Control del ODS cualquier cambio respecto a lo informado en la solicitud de autorización o problema que surja durante la ejecución de sus mantenimientos autorizados.

El ODS tiene la autoridad de solicitar y buscar acordar suspensión de mantenimientos de presentarse durante la Operación en Tiempo Real una condición imprevista de riesgo de déficit.

10.2 Coordinación de la Ejecución de los Mantenimientos

La Empresa Generadora, Empresa Transmisora y Empresa Distribuidora, según corresponda, debe comunicar a y coordinar con el ODS el comienzo del mantenimiento el día siguiente y cuando finalizan las tareas de mantenimiento para volver a poner en servicio los equipos afectados.

Las maniobras por mantenimiento en instalaciones de la RTR o maniobras por mantenimiento en equipos del SIN que afecten a la RTR serán coordinadas por la Sala de Control del ODS con el Centro de Control del EOR, de acuerdo con lo que establece el RMER.

10.3 Maniobras, Despejes y Seguridad

La autorización del ODS corresponde exclusivamente a los trabajos de mantenimiento especificados en la solicitud. En caso de ser necesario otros trabajos, la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, deberá solicitar a la Sala de Control del ODS modificación a las tareas y maniobras a realizar, con la correspondiente justificación, para su autorización.

Toda maniobra debe ser informada a la Sala de Control del ODS previo a su ejecución por el personal de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora designado como responsable del mantenimiento, salvo maniobras que por motivos de seguridad de las personas o integridad de instalaciones deban ser realizadas lo más pronto posible. Sin embargo, si un Despeje o maniobra de mantenimiento de una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora involucra o afecta equipos o instalaciones de otra Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora debe ser coordinada previamente con éste antes de coordinar con el ODS su realización.

Los Despejes deben ser solicitados por el personal de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora designado en la autorización. Sólo un trabajador identificado en la autorización puede trabajar en el equipo o instalación.

Un equipo puede quedar listo para trabajar solamente si se han cumplido los procedimientos necesarios para asegurarse que no pueda volver a energizarse, o sea para evitar el peligro de quedar excitado o energizado.

Al finalizar las tareas de mantenimiento o un Despeje, el equipo o instalación debe ser normalizado lo antes posible para ser declarado disponible al ODS.

El ODS podrá establecer un protocolo con el procedimiento de detalle sobre la coordinación de maniobras en tareas de mantenimiento. La coordinación deberá ser realizada priorizando y buscando garantizar que en cada maniobra se cumplen los requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones.

11 SUPERVISIÓN Y EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO

11.1 Responsabilidad del ODS

El ODS tiene la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras con las obligaciones y procedimientos de mantenimiento en esta Norma Técnica.

El ODS podrá realizar inspecciones durante la realización de los mantenimientos para verificar el cumplimiento de las tareas autorizadas y otras condiciones en la autorización, o si un Mantenimiento de Emergencia califica como tal. Para ello, el ODS deberá informar por medio electrónico (para dejar constancia del preaviso) al afectado con una anticipación no menor que veinticuatro (24) horas.

11.2 Indisponibilidades

El ODS tiene la responsabilidad de realizar el seguimiento de la Indisponibilidad Forzada de cada unidad o central

generadora, y equipamientos de transmisión, y de calcular la tasa de Indisponibilidad Forzada.

La salida de una unidad o central generadora térmica o restricciones a su generación por falta o restricciones de combustible será considerada Indisponibilidad Forzada durante las horas de la restricción.

Se considera Indisponibilidad Forzada de equipamiento o generación a los siguientes casos:

- Si el tiempo de ejecución de un mantenimiento autorizado se extiende más allá del plazo en la autorización, el tiempo adicional para terminar dicho mantenimiento se considerará Indisponibilidad Forzada;
- La Indisponibilidad se debe a un Mantenimiento Forzado o Mantenimiento de Emergencia, salvo que la Indisponibilidad haya sido requerida por instrucciones del ODS o, en caso de transmisión perteneciente al RTR, por el EOR de acuerdo a lo que establece el RMER;
- Los Mantenimientos Programados en el Periodo Crítico del Sistema, excepto si el ODS requirió o acordó que el mantenimiento se realice en dicho período debido a las necesidades del SIN o que más conveniente para el SIN ubicarlo en dicho período, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Los Mantenimientos Programados con observaciones, o los mantenimientos autorizados con observaciones;
- Toda Indisponibilidad por fallas o contingencias de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, en tanto no se coordine con el ODS la aprobación del mantenimiento para corregir la falla;
- La Indisponibilidad por causas propias de la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora

que no fueron informadas en el Predespacho, incluyendo para generación restricciones operativas, o falta de combustible para unidades térmicas, o falta de vapor para centrales geotérmicas, o debido a fallas en el arranque.

Toda Indisponibilidad de equipamiento o generación que no califique como forzada y que corresponda a Mantenimientos Programados y autorizados por el ODS sin observaciones o a instrucciones del ODS, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica, se considera Indisponibilidad Programada.

El ODS calculará y actualizará cada mes la estadística de Indisponibilidad Programada, y la tasa de Indisponibilidad Forzada de unidades y centrales generadoras para calcular la tasa de disponibilidad media para la Planificación Operativa de Largo Plazo de acuerdo a lo que establece la Normativa Técnica de Programación de la Operación.

11.3 Mantenimientos Forzados y Mantenimientos con Observaciones

El ODS calculará para cada Mantenimiento Forzado el sobre costo que provocó y preparará un informe identificando la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, y el equipo fuera de servicio por tareas de mantenimiento, el período de Indisponibilidad, y el impacto en:

- Riesgo de déficit y Racionamiento, de existir;
- El cumplimiento de los CCSDM, incluyendo si la Indisponibilidad causó Generación Forzada para cumplir con reservas para regulación de frecuencia o control del voltaje;
- Sobrecostos de operación del SIN y de Congestión.

El ODS debe realizar un cálculo similar para cada Mantenimiento Programado o autorizado con observaciones en caso de que resulta en el Predespacho o se registra en tiempo real una o más de las condiciones que el ODS identificó al requerir la modificación del período o la suspensión.

11.4 Incumplimientos

El ODS podrá realizar inspecciones durante la ejecución de un mantenimiento autorizado, para verificar si existe incumplimientos por inconsistencia con la información en la solicitud de una Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora.

Una condición de falta de combustible o restricciones de combustibles en la operación que no fue informada en el Predespacho se considera una infracción de la Empresa Generadora y el ODS lo notificará a la CREE.

Ante una Indisponibilidad Forzada debido a una condición no prevista o informada al ODS con la anticipación requerida, o causada por una acción iniciada por la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que no corresponde a un Mantenimiento Programado autorizado, el ODS calificará el incumplimiento como Mantenimiento Forzado y requerirá a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora que corresponda que envíe un documento explicando y justificando la situación que llevó a la Indisponibilidad, así como las medidas a tomar para evitar o minimizar el riesgo que se repita.

El ODS debe informar a la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora cuando identifique incumplimientos, requiriendo que responda dentro de un plazo no mayor que cinco (5) días hábiles con las observaciones y/o suministre la justificación del incumplimiento. La Empresa

Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora debe responder y presentar la información para su descargo, y el ODS tiene la obligación de evaluarlas.

Si la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, no responde dentro del plazo indicado, se considera que tiene un incumplimiento injustificado. Si en cambio responde con una justificación válida, el ODS debe acordar con la Empresa Generadora, Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora, según corresponda, las medidas correctivas para evitar que se repita el incumplimiento. El ODS debe informar cada seis (6) meses los acuerdos sobre medidas correctivas para evitar que se repitan incumplimientos a los que ha llegado con estas empresas.

El ODS debe informar a la CREE incumplimientos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional referidos a mantenimientos, incluyendo Mantenimientos Forzados, que no suministren una justificación válida.

12 TRANSITORIOS

12.1 Evaluación de solicitudes de mantenimiento:

El ODS contará con un plazo de doce (12) meses para poner en marcha los estudios y evaluaciones que requiere esta Norma Técnica para aprobar o rechazar solicitudes de mantenimientos. Durante dicho transitorio, el ODS podrá realizar las evaluaciones y decidir sobre solicitudes de mantenimiento con estudios simplificados, pero respetando los mismos criterios que define esta Norma Técnica.

12.2 Período Crítico del Sistema

En tanto no se apruebe y entre en vigencia la Norma Técnica de

Potencia Firme, el ODS debe determinar e informar el Período Crítico del Sistema de acuerdo a la siguiente metodología:

1. A la demanda media horaria del SIN proyectada para el año siguiente (esta proyección deberá considerar las demandas históricas) se le descontará la producción media horaria de los parques eólicos, solares fotovoltaicos, de biomasa y de las centrales hidroeléctricas de pasada o que no califican como de regulación. A esta sustracción se le denominará Demanda Residual. Este cálculo se repetirá con los datos de al menos los dos (2) últimos años anteriores, para estas centrales renovables, más la incorporación de perfiles de proyectos renovables futuros.
2. De cada serie renovable resultará una curva de Demanda Residual y con estos resultados se formará una curva ordenada de carga de mayor a menor. Se toma como Período Crítico del Sistema el conjunto de horas que forman el intervalo donde se ubica el 5% de las demandas más altas; si hubiese horas coincidentes entre las series anuales consideradas, se contarán como una sola hora, hasta completar cuatrocientas treinta y ocho (438) horas que corresponde al 95% de confianza de atender la demanda. Este período representa la demanda donde hay un mayor requerimiento de generación térmica y donde se compromete la seguridad de abastecimiento.
3. Las cuatrocientas treinta y ocho (438) horas seleccionadas en el numeral anterior son las que conforman el Período Crítico del Sistema para el siguiente año. Este es el Período Crítico del Sistema que se utilizará para la determinación de la potencia firme de las centrales.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE - 077

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

RESULTANDO:

Que a partir del uno de junio de 2019 el Operador del Sistema (ODS) asumió la operación del sistema eléctrico nacional, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico. Adicionalmente, el Operador del Sistema tiene la función de la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico regional, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica recibió oficio No. DE/ODS 09-I-2020 en fecha 24 de enero de 2020, mediante el cual la Dirección Ejecutiva del Operador del Sistema remitió la Norma Técnica de Programación de la Operación y el documento en el que constan las interrogantes y observaciones realizadas por los miembros del Comité de Agentes, así como las respuestas que al efecto fueron emitidas por la Dirección Ejecutiva.

Que en fecha 28 de enero de 2020, mediante oficio No. DE-ODS-012-I-2020, la Dirección Ejecutiva del ODS remitió el “Informe del proceso de las normas técnicas de Servicios Complementarios, Programación de la Operación y de Mantenimientos”, en el que, entre otros hechos, se hace constar que los borradores de la “Norma Técnica de Programación de la Operación” y la “Norma Técnica de Mantenimientos” fueron socializadas por medio de una presentación el día 4 de diciembre del 2019 ante el Comité de Agentes, agentes privados del sector eléctrico, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, y que el proceso permaneció abierto a consultas hasta el día 20 de diciembre de 2019, y que este proceso de socialización fue documentados por medio del informe precitado, y la tabla con los comentarios y sugerencias recibidos sobre la propuesta de “Norma Técnica de Programación de la Operación”.

Que la propuesta de Norma Técnica de Programación de la Operación ha sido revisada por las áreas técnicas y la Dirección de Asuntos Jurídicos, las cuales propusieron modificaciones en el documento con el fin de ajustarlo a la regulación vigente. Que la Norma Técnica de Programación de la Operación representa un importante avance en la conformación del Mercado Eléctrico Nacional, la cual establece los plazos, requerimientos e intercambios de información, modelos, metodologías, criterios, y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras, para la planificación de la operación, los procesos de despacho, y la operación en tiempo real.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece dentro de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de conformidad con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), el ODS tiene dentro de sus funciones desarrollar lo dispuesto en dicho reglamento, en forma de propuestas de normas técnicas, para su aprobación por la CREE.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias,

administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-077-2020 del 30 de junio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 10 literal X, 11 literal C, 112 y demás aplicables del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar en cada una de sus partes la Norma Técnica de Programación de la Operación que forma parte integral del presente acuerdo, la cual entrará en vigor a partir de su publicación.

SEGUNDO: Instruir a la secretaría general para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

TERCERO: Instruir a la secretaría general y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

CUARTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

NORMA TÉCNICA DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Objeto y Alcance de la Norma

El objeto de la presente Norma Técnica de Programación de la Operación (en adelante, esta Norma Técnica, o NT-PO) es establecer los plazos, requerimientos e intercambios de información, modelos, metodologías, criterios y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras para la planificación de la operación, los procesos de despacho, y la Operación en Tiempo Real.

El objeto de la programación de la operación es que el ODS formule los planes indicativos y determine el despacho de la generación e importación para cubrir la demanda del SIN y la exportación, con criterio de operación económica dentro de las restricciones que impone el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM).

El ODS realizará las siguientes etapas de programación de la operación de acuerdo al horizonte temporal que abarcan: Planificación Operativa de Largo Plazo para los siguientes treinta y seis (36) meses, la cual se actualizará por lo menos

mensualmente; la Programación Semanal para cada semana del mes; la programación diaria (día anterior o Predespacho); y, durante el día o tiempo real, la reprogramación del Despacho Económico (el Redespacho).

1 ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

1.1 Acrónimos – Abreviaturas

| | |
|---------|---|
| AGC | Control Automático de Generación (en inglés, “Automatic Generation Control”) |
| CREE | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica |
| CCSDM | Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN |
| DI | Demanda Interrumpible |
| ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica |
| EOR | Ente Operador Regional del MER |
| MAE | Error Absoluto Medio |
| MAPE | Error Porcentual Absoluto Medio |
| MEN | Mercado Eléctrico Nacional |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| NT-PO | Norma Técnica de Programación de la Operación |
| NT-SSCC | Norma Técnica de Servicios Complementarios |
| ODS | Operador del Sistema de Honduras |
| OS/OM | Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER |
| RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| ROM | Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista |
| RTR | Red de Transmisión Regional |
| SCADA | Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, “Supervisory Control and Data Acquisition System”) |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional de Honduras |
| SSCC | Servicios Complementarios |

1.2 Definiciones

Sin perjuicio y sin limitar lo que establece la Ley General de la Industria Eléctrica, su Reglamento y el ROM, únicamente para los efectos de esta Norma Técnica y sus anexos se entiende por:

Agente Comprador: 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 MEN, que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica y el ROM.

Centro de Despacho: es la infraestructura y edificio del ODS donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación del SIN, incluyendo el despacho y la sala de control para la Operación en Tiempo Real, y se realiza la coordinación con el EOR sobre las transacciones en el MER.

Congestión: es la condición, en el Predespacho o en la Operación en Tiempo Real, en que se debe reducir el flujo en uno o más vínculos de transmisión para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo y no superar los límites máximos permisibles de transmisión.

Consumo Específico de Combustible: es la cantidad de combustible requerido por una unidad de generación térmica para producir un (1) MWh de energía eléctrica operando a un determinado nivel de carga. A los efectos de la información a suministrar por la Empresa Generadora y a utilizar en el Despacho Económico, corresponde al consumo específico neto, o sea referido a la energía entregada a la red.

Consumo Propio de Generación: es el consumo de electricidad que una central generadora requiere exclusivamente para la operación de sus instalaciones y equipos auxiliares necesarios para la producción de energía eléctrica y funcionamiento de la central y sus sistemas.

Contrato Firme Regional: es el contrato entre agentes del MER que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, y debe tener asociado derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de acuerdo a lo que establece el RMER.

Contrato Pre-existente: es un contrato de compra de capacidad y energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenía a la entrada en vigencia de la nueva Ley General de la Industria Eléctrica, cuyo tratamiento se establece en el Título XII “Disposiciones Transitorias”, Artículo 28 Letra B. de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Coordinado: es toda persona natural o jurídica debidamente habilitada o autorizada como Empresa Generadora, Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), todo Consumidor Calificado o su Empresa Comercializadora cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el Operador del Sistema según lo establecido en el apartado 3 “CAMPO DE APLICACIÓN” de esta Norma Técnica.

Costo de Arranque y Parada: para una unidad generadora térmica, es el costo del combustible consumido en el arranque hasta la sincronización de la unidad térmica a la red a partir de una condición de parada fría o caliente, según corresponda, y el costo de combustible desde que se desconecta de la red hasta que completa su parada, más el aumento de los costos de mantenimiento causados por cada arranque de la unidad si estos costos no están ya incluidos en el Costo Variable de Generación como costo variable de operación y mantenimiento.

Costo Variable de Generación: para una unidad térmica es el costo de consumo de combustible, que depende de la carga de la unidad generadora, más el costo variable de operación y mantenimiento que depende de la energía generada y las horas equivalentes de generación. Para otras tecnologías de generación, es el costo variable que se determina de acuerdo al Anexo 3. “Costos Variables de Generación” de esta Norma Técnica.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM): es el conjunto de requerimientos técnicos y operacionales mínimos que se deben mantener en la planificación del SIN, así como en la Programación Semanal, coordinación, Despacho Económico y Operación en Tiempo Real del SIN. Los CCSDM se definen para condición de Operación Normal (CCSDM normal), para Estado de Alerta, y para Estado de Emergencia (CCSDM emergencia).

Demanda Interrumpible: es la oferta voluntaria presentada al ODS por un Consumidor Calificado, su Empresa Comercializadora o una Empresa Distribuidora comprometiendo reducir parcial o totalmente la energía que toma de la red (demanda propia o demanda de los consumidores a los que vende energía), como aporte al control de la frecuencia en el SIN a través del balance entre generación y demanda.

Despacho Económico: es la programación optimizada de las centrales o unidades generadoras y la importación regional, que resulta de minimizar los costos variables para suministrar la demanda eléctrica del SIN y la exportación, cumpliendo con las restricciones operativas de las centrales o unidades generadoras y las restricciones que imponen los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo.

Empresa Comercializadora: es una sociedad mercantil cuya actividad consiste en comprar y vender potencia y/o energía; la cual debe estar separada jurídica y funcionalmente de otras empresas del subsector eléctrico que realizan las actividades de generación, transmisión o distribución.

Empresa Distribuidora: es la persona jurídica titular de una licencia de operación otorgada por la CREE para instalar, operar, y mantener instalaciones para la distribución de potencia y energía eléctrica en una Zona de Operación exclusiva.

Empresa Generadora: es una persona jurídica, titular de instalaciones de generación de electricidad que vende total o parcialmente su capacidad de producción, cuyo despacho y/o coordinación operativa es responsabilidad del ODS.

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.

Estado de Alerta: es el estado en el que la red de transmisión del SIN se encuentra dentro de los límites de Seguridad Operativa, pero se ha detectado que para una contingencia incluida en la lista de contingencias de referencia para el Criterio N-1, las medidas correctoras disponibles no serían

suficientes para mantener la condición de Operación Normal si se produjera dicha contingencia.

Estado de Apagón: es el estado en que se interrumpe el servicio de transmisión en la totalidad (apagón total) o una parte (apagón parcial) de la red de transmisión del SIN.

Estado de Emergencia: es el estado de la red de transmisión del SIN en que se vulnera uno o más de los requerimientos de CCSDM normal.

Estado de Restablecimiento: es el estado de la red de transmisión del SIN en que el objetivo de todas las actividades del ODS es restablecer el funcionamiento de la red de transmisión y recuperar los CCSDM normal después del Estado de Apagón o del Estado de Emergencia.

Estudios de Seguridad Operativa: es el conjunto de procedimientos y estudios que realiza el ODS en la planificación de la operación del SIN para la condición de Operación Normal y para una respuesta adecuada ante disturbios o contingencias, con el objetivo de identificar los límites (restricciones) del sistema de transmisión y los requerimientos para garantizar los CCSDM.

Generación Forzada: es la energía producida por unidades o centrales generadoras requeridas por el ODS a operar fuera del Despacho Económico debido a restricciones técnicas u operativas determinadas por el ODS para cumplir con los requerimientos de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo. De acuerdo con el orden económico de despacho, sin restricciones dicha generación no habría sido requerida.

Generación Programada: para cada hora, es la energía a inyectar en la red por una unidad o central generadora

de acuerdo a los resultados del Predespacho o del último Redespacho realizado por el ODS.

Generación Renovable No Controlable o Generación Renovable Variable: es la generación con fuentes renovables (eólica, solar, o hidroeléctrica de pasada) cuyo recurso varía en cada instante dependiendo de condiciones meteorológicas o hidrológicas no controlables.

Informe del Posdespacho Operativo: es el análisis de la operación diaria que realiza el ODS luego de finalizar un día, para evaluar e informar resultados, verificar el cumplimiento de consignas y programas, informar contingencias registradas, el abastecimiento de la demanda, y toda situación que difiera de las condiciones y resultados previstos en el Predespacho.

Norma Técnica de Mantenimientos: es la norma que establece la información y los plazos para suministrar al ODS la información requerida, los procedimientos a seguir por el ODS para desarrollar el plan anual de mantenimientos y para solicitar y autorizar mantenimientos menores, los períodos y tiempos para el envío de solicitudes de mantenimiento semanal y de emergencia y su coordinación y autorización por el ODS.

Operación de Emergencia: es la condición cuando el SIN se encuentra y opera vulnerando uno o más de los CCSDM para Operación Normal, y en que el ODS está autorizado a operar con los CCSDM para emergencias.

Operación en Tiempo Real: es el conjunto de instrucciones del ODS a los Coordinados y maniobras operacionales en tiempo real sobre equipamiento, instalaciones y unidades o centrales generadoras de los Coordinados con base en la programación de la operación y el Despacho Económico vigente, para mantener el balance entre generación más importación y demanda más exportación cumpliendo con

los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, y para administrar imprevistos o emergencias ante disturbios o contingencias.

Operación Normal: es la condición del SIN cuando se cumplen todos los parámetros correspondientes a los CCSDM normal.

Planificación Operativa de Largo Plazo: es la programación indicativa de la operación del SIN que realiza el ODS con un horizonte de tres (3) años con detalle semanal, y que se actualiza al menos con una periodicidad mensual, de acuerdo a lo establecido en el ROM y esta Norma Técnica.

Potencia Efectiva: de una unidad generadora, es la 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 de la central generadora.

Predespacho: es el Despacho Económico para cada intervalo de operación del día siguiente, con el que el ODS determina la Generación Programada y asignación de Servicios Complementarios horarios, coordina con el EOR las transacciones regionales y, ante condiciones de déficit o de restricciones de red que afectan el abastecimiento, determina los programas de restricciones al abastecimiento.

Programación Hidrotérmica: es la programación de la operación de la generación del SIN con la que se calcula el Valor del Agua almacenada en los embalses con capacidad anual, mensual o semanal, con el objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM.

Racionamiento: es la condición en que es necesario realizar programas de reducciones forzadas de la demanda en el SIN o en una zona del SIN para lograr el balance entre oferta (generación e importación) y demanda, debido a déficit de generación y/o restricciones de transmisión cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo.

Redespacho: es la actualización del Despacho Económico del SIN que realiza el ODS en tiempo real, para las horas restantes de dicho día, cuando se producen o se prevén desviaciones significativas a la disponibilidad de generación, requerimientos de demanda o restricciones en el SIN con respecto a las condiciones con las que se realizó el Predespacho (el día anterior) o el último Redespacho vigente, o ante un requerimiento de redespacho regional del EOR. El Redespacho actualiza la Generación Programada y la asignación de Servicios Complementarios para las horas restantes del día con el objetivo de regresar la operación del SIN a un Despacho Económico cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo.

Reglamento de Tarifas: es el reglamento que establece las metodologías, criterios y procedimientos para el cálculo tarifario, incluyendo costos de generación, transmisión, operación (del SIN y del MER) y distribución, que se consideran en el cálculo de las tarifas a usuarios finales y los cargos por uso de redes.

Reserva Fría: es la 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 secundaria. 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 SSCC. Cuando una unidad generadora programada para proveer Reserva Fría sea llamada a producir por el ODS dicha unidad será compensada

por los costos incurridos de acuerdo a su declaración de costos variables y de arranque y parada. Estos costos se liquidarán por el ODS a los agentes compradores a través del cargo por Servicios Complementarios.

Seguridad de Servicio: es la capacidad del SIN para responder ante contingencias y minimizar las interrupciones a la demanda mediante la asignación y uso de los Servicios Complementarios, en particular las reservas asociadas a los Servicios Complementarios.

Seguridad Operativa: es la capacidad del sistema de transmisión del SIN de responder adecuadamente ante disturbios y contingencias. Para garantizar la Seguridad Operativa de acuerdo a los CCSDM, el ODS utilizará sistemas de protecciones y sistemas o servicios de control, incluyendo Servicios Complementarios.

Servicios Complementarios: son los servicios requeridos para el funcionamiento del SIN a menor costo económico, gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Servicios Complementarios, para contar con la capacidad de respuesta y soporte al sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo en la operación del SIN. A nivel regional del MER, se los denomina servicios auxiliares regionales.

Sistema de Almacenamiento de Energía: es toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, o química) que permite tomar energía del SIN y luego entregarla nuevamente al SIN incluyendo, entre otros, centrales de bombeo, los volantes de inercia (*flywheels*), súper condensadores y baterías, conectadas a la red de transmisión o a la red de distribución.

Tiempo Mínimo de Operación: de una unidad de generación térmica, es el tiempo mínimo (horas) que la unidad debe permanecer en operación una vez que ésta ha sido arrancada.

Tiempo Mínimo Fuera de Línea: de una unidad de generación térmica, es el tiempo mínimo (horas) que la unidad debe permanecer fuera de línea una vez que esta ha sido parada.

Unidad de Racionamiento Forzado: es una unidad virtual de generación modelada para la planificación y programación de la operación y el Despacho Económico, que identifica el riesgo de restricciones al abastecimiento ya sea por déficit de generación o por restricciones de transmisión o por cumplimiento de los CCSDM.

Valor del Agua: de una central hidroeléctrica con embalse, es el costo de oportunidad del agua en el embalse con base en los costos futuros de reemplazo de generación e importación del MER mediante Contratos Firmes Regionales y riesgo de racionamiento para abastecer la demanda pronosticada, considerando diferentes escenarios futuros de hidrología, determinada de acuerdo al tipo de central hidroeléctrica y criterios definidos en esta Norma Técnica.

Se definen también las siguientes expresiones consistentes con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER):

Calidad: es la característica del servicio de energía eléctrica referida a su disponibilidad y al cumplimiento de requisitos técnicos de voltaje y frecuencia.

Confiability: es la medida del grado de continuidad con que se presta el servicio de energía eléctrica.

Centro de Control: (o centro de control y despacho) es el sitio del ODS donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación del SIN, incluyendo la asignación, administración y supervisión de los SSCC del SIN.

Período de Mercado: es el intervalo de tiempo en que se divide el día para efecto del Predespacho de transacciones de energía en el MER y cálculo de precios en cada nodo de la RTR.

Predespacho Regional: para el MER, es la programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.

1 CAMPO DE APLICACIÓN

Son sujetos de aplicación de esta Norma Técnica:

- El Operador del Sistema (ODS);
- Los propietarios de generación en construcción u obras de transmisión que aún no han entrado en operación;
- Cada Coordinado, incluyendo:
 - Toda Empresa Transmisora y equipamiento del sistema de transmisión nacional coordinado por el ODS, incluyendo las instalaciones de la RTR ubicadas en el territorio de Honduras;
 - Toda central o unidad generadora conectada a la red de transmisión sujeta al despacho y/o la coordinación operativa del ODS, y las Empresas Generadoras propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;
 - Las centrales o unidades generadoras conectadas a la red de distribución y con una potencia instalada mayor o igual a cinco (5) MW o cuya operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN, y las personas jurídicas propietarias de dichas centrales o unidades generadoras;
 - Instalaciones de sistemas de distribución conectadas a la red de transmisión del SIN, y las Empresas Distribuidoras propietarias u operadoras de dichos sistemas de distribución;
 - Consumidores Calificados que hayan optado por participar del MEN o que quieran ofertar y proveer

Demanda Interrumpible;

- o Empresas Comercializadoras registradas como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; y
- o Sistemas de Almacenamiento de Energía y sus propietarios cuando quieran ofertar y proveer Servicios Complementarios de conformidad con la normativa correspondiente.

2 DERECHOS Y OBLIGACIONES

Los procedimientos en esta Norma Técnica son de cumplimiento obligatorio por el Operador del Sistema (ODS), toda persona natural o jurídica con equipamiento, sistemas o instalaciones despachados o coordinados por el ODS; y en lo que corresponde al suministro de información, todo propietario de instalaciones o equipamiento en construcción.

3.1 Operador del Sistema.

Es responsabilidad del ODS planificar, despachar y operar el SIN con criterio de Despacho Económico cumpliendo con los CCSDM, y en coordinación con el EOR de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del MER (RMER), bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

El ODS tiene las siguientes responsabilidades y obligaciones referidas a la programación de la operación:

- Implementar y mantener actualizada la base datos del SIN con la información requerida sobre equipamientos, instalaciones, sistemas y/o generación de los Coordinados, incluyendo Demanda Interrumpible habilitada y Sistemas de Almacenamiento de Energía, para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Económico;
- Contar con las herramientas para realizar estudios de potencia y confiabilidad del SIN, y realizar los Estudios de Seguridad Operativa para cumplir con los CCSDM, y para establecer los límites en los vínculos de transmisión y los requerimientos de SSCC;
- Contar con, y actualizar cuando sea necesario, los modelos de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo, para la Programación Semanal y para el Despacho Económico, garantizando que cumplan con las características y requerimientos que se establecen en el ROM y en esta Norma Técnica;
- Realizar la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, y diariamente el Predespacho, manteniendo el principio de Despacho Económico dentro de las restricciones del sistema de transmisión y cumpliendo con los CCSDM, y teniendo en cuenta las restricciones operativas de las unidades y centrales generadoras informadas o en la base de datos del SIN;
- Mantener la adecuada comunicación y coordinación con el EOR, suministrando la información en tiempo y forma requerida por el EOR para el Predespacho Regional y redespacho regional y, de ser necesario, con otros OS/OM del MER, de acuerdo a lo establecido en el RMER;
- Como parte de la Planificación Operativa de Largo Plazo, calcular con la periodicidad, alcance y procedimientos que establece el Reglamento de Tarifas, los costos base de generación y su actualización, así como los costos de servicios del MEN y del MER, que se requieren para el cálculo y ajustes periódicos de las tarifas a los usuarios finales, y enviar el informe de resultados a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación;
- Realizar la coordinación de la operación e impartir instrucciones en tiempo real, realizando Redespachos de ser necesario, manteniendo el principio de Despacho Económico dentro de las restricciones del sistema de

transmisión y cumplimiento de los CCSDM, incluyendo las interconexiones internacionales y la coordinación con el EOR y, cuando corresponda, con otros OS/OM del MER;

- Elaborar y publicar en su página web los informes con los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal, el Predespacho y la Operación en Tiempo Real de acuerdo a lo establecido en esta Norma Técnica y en la NT-SSCC;
- Supervisar el cumplimiento de los Coordinados con los resultados del Despacho Económico informado, incluyendo programas de abastecimiento, Generación Programada, asignación de SSCC; y con las instrucciones del ODS en la Operación en Tiempo Real, dentro de las tolerancias definidas en esta Norma Técnica, e informar a la CREE de verificar incumplimientos no justificados.

En asuntos de operación, el ODS tiene plena autoridad sobre los titulares o propietarios de instalaciones que formen parte del SIN, quienes deberán programar y operar sus instalaciones de acuerdo a los programas y asignaciones que resulten del Despacho Económico, Estudios de Seguridad Operativa y las instrucciones en tiempo real del ODS.

El ODS tiene los siguientes derechos referidos a la programación de la operación:

- Requerir de los Coordinados la información necesaria para la implementación de esta Norma Técnica, de acuerdo al contenido, formato y plazos que establezca el ODS;
- Determinar la capacidad de los elementos del sistema principal de transmisión a considerar en el Despacho Económico, a través de Estudios de Seguridad Operativa;
- Validar los costos variables de generación y los costos de arranque y parada de unidades térmicas, con el objeto de verificar el cumplimiento de los criterios, metodologías y

principios establecidos en el ROM y esta Norma Técnica, e informar a la Empresa Generadora y a la CREE, en caso de detectar que los costos variables declarados por la Empresa Generadora no cumplen con lo establecido en esta Norma Técnica;

- Coordinación y control de la operación de toda instalación de la red de transmisión del SIN, incluidas las interconexiones internacionales;
- Enviar a los Coordinados programas de despacho, incluyendo Generación Programada, asignación de SSCC y programas de Racionamiento al abastecimiento cuando corresponda, e instrucciones en tiempo real, que deben cumplir las unidades o centrales generadoras, instalaciones, equipamientos y sistemas de los Coordinados;
- Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional, reducir o evitar restricciones al abastecimiento, y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica;
- Llevar a cabo las inspecciones, auditorías y verificaciones a la información suministrada por los Coordinados, y para supervisar cumplimiento al Despacho Económico, asignación de SSCC e instrucciones del ODS.

El ODS podrá realizar directamente la coordinación y comunicación con la generación conectada a la red de distribución, o asignar como coordinador intermediario a la Empresa Distribuidora a cuya red está conectada la generación. En caso de acordarse a la Empresa Distribuidora como intermediario, el ODS enviará los despachos instrucciones o consignas y requerimientos de información a la Empresa Distribuidora, y este será responsable de la comunicación directa e intercambio de información con la Empresa Generadora.

3.2 Coordinados del SIN

Cada empresa o instalación coordinada o despachada por el ODS tiene la obligación de suministrar la información requerida para la programación de la operación y el Despacho Económico, y de cumplir todas las instrucciones del ODS, salvo motivos de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de sus instalaciones o las personas debidamente justificados por el Coordinado. En dicho caso, el Coordinado debe informar inmediatamente al ODS que no podrá cumplir, para que el ODS lo tenga en cuenta en el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real. El ODS podrá requerir información adicional al Coordinado para validar la justificación. De verificarse que la justificación no era válida, se considerará un incumplimiento del Coordinado a los programas, asignaciones o instrucciones del ODS.

Todo propietario, usufructuario o gestor de instalaciones eléctricas o sistemas que opera en el SIN y que califica como Coordinado debe poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de generación y capacidad de redes para optimizar la planificación de la operación, el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real, y garantizar el cumplimiento de los CCSDM.

Todo propietario de generación o transmisión en construcción tiene la obligación de suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y los Estudios de Seguridad Operativa, con una anticipación no menor a dieciocho (18) meses antes de su fecha prevista de entrada en operación.

Las condiciones en los contratos registrados con el ODS no serán tenidas en cuenta para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal o Despacho Económico. Las condiciones acordadas en los contratos entre Agentes del

Mercado Eléctrico Nacional no podrán establecer restricciones al Despacho Económico, con excepción de los Contratos Pre-existentes, en los que el ODS tendrá en cuenta obligaciones de despacho, en caso de existir. Para una Empresa Generadora, las diferencias entre la energía horaria generada resultante del Despacho Económico e instrucciones del ODS y la energía comprometida en contratos se conciliará como compra en el Mercado de Oportunidad en caso de ser lo generado menor que la energía total comprometida en contratos, o como ventas al Mercado de Oportunidad en caso de que en la hora haya generado más que la energía total contratada.

Cada Coordinado tiene las siguientes obligaciones referidas a la programación de la operación:

- Contar con los sistemas de medición y comunicación con el ODS necesarios para el intercambio de información y coordinación de la Operación en Tiempo Real, y cumplir con la programación, Despacho Económico y operación del SIN que informe el ODS;
- Suministrar en tiempo y forma la información requerida por el ODS para la programación de la operación, la Seguridad Operativa y el Despacho Económico, de acuerdo a lo establecido en esta Norma Técnica, e informar al ODS cada vez que se produzcan cambios en un dato previamente informado, suministrando la nueva información válida y cumpliendo con los plazos y formatos que establezca el ODS;
- Permitir el acceso a sus instalaciones al personal del ODS con el fin de realizar las inspecciones y auditorías necesarias para validar información y la supervisión del cumplimiento del Coordinado, según lo establecido en el marco legal, el ROM y esta Norma Técnica;
- Poner a disposición del ODS equipamientos, instalaciones, sistemas y generación disponibles para el Despacho Económico y Operación en Tiempo Real;

- Comunicar al ODS y coordinar toda indisponibilidad, restricción o modificación de pronósticos que afecte la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal, el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real.

Cada Empresa Generadora tiene además las siguientes obligaciones:

- Informar sus disponibilidades previstas y reales al ODS para realizar la Programación Semanal, Predespacho, Operación en Tiempo Real y Redespacho, dentro de los plazos establecidos en esta Norma Técnica y la Norma Técnica de Mantenimientos, para la coordinación de mantenimientos programados, o inmediatamente en el caso de indisponibilidad forzada;
- Para generación térmica, contar con medios de almacenamiento de combustible que permita cumplir con la generación prevista en la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y Predespacho;
- Declarar al ODS sus Costos Variables de Generación, salvo en los Contratos Preexistentes, en los que deben declarar el precio de la energía en su contrato, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Para generación térmica, declarar información y realizar los ensayos necesarios que requiera el ODS para sus Costos de Arranque y Parada;
- Cumplir con la Generación Programada resultante del Predespacho o Redespacho del ODS, sincronizando la generación de acuerdo a los requerimientos de la Generación Programada e instrucciones del ODS en tiempo real, sujeto a la coordinación con el ODS;

Cada Agente Comprador tiene además las siguientes obligaciones:

- Enviar al ODS sus pronósticos de demanda, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Conectar o desconectar sus instalaciones conectadas al sistema principal de transmisión solamente si ha sido coordinado con el ODS;
- Cumplir con los Racionamientos programados resultantes del Predespacho o Redespacho del ODS, e instrucciones del ODS en tiempo real;
- Informar y registrar con el ODS sus contratos de compra, incluyendo toda la información requerida para la programación de la operación (Empresa Generadora vendedora, fecha de vigencia, duración, precios, etc.).

La Empresa Transmisora debe suministrar al ODS toda la información sobre el equipamiento e instalaciones de transmisión, para que el ODS realice los Estudios de Seguridad Operativa y para la operación del SIN cumpliendo con los CCSDM.

En el caso de generación con capacidad instalada menor que cinco (5) MW conectada a la red de distribución y coordinada por el ODS, todo incumplimiento al suministro de información al ODS establecido en esta Norma Técnica aplicará a este tipo de generación, salvo que el ODS haya designado a la Empresa Distribuidora como coordinador intermediario y que este reciba la información de estas Empresas Generadoras, pero no la suministre en tiempo y forma al ODS.

Son derechos de cada Coordinado referidos a la programación de la operación:

- Acceso a la información, resultados e informes de la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, Predespacho, Redespacho, resultados de la Operación en Tiempo Real, y la información de los intercambios regionales resultante de la coordinación del

Predespacho y redespacho regional con el EOR;

- Acceso a la descripción de los modelos que utiliza el ODS para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Despacho Económico;
- Conciliar con la Gerencia de Operación del Sistema y la Dirección Ejecutiva las decisiones del ODS en la planificación de la operación, despacho y la Operación en Tiempo Real, así como los incumplimientos detectados por el ODS. De considerarse aún afectados, podrán impugnar las decisiones ante el órgano jerárquico superior del ODS; en caso de no estar satisfechos con la decisión del ODS, podrán presentar un recurso ante la CREE impugnando la resolución del órgano jerárquico superior del ODS.

3 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y RIESGO DE DÉFICIT

4.1 Optimización de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua

El Valor del Agua de una central hidroeléctrica con embalse representa el costo de oportunidad futuro del agua almacenada en dicho embalse, relacionado con desplazar costo de generación, o importación, o costo de riesgo de déficit incluyendo costo de Racionamiento programado.

El Valor del Agua es un valor probabilístico que resulta de considerar diferentes escenarios hidrológicos y escenarios de oferta y demanda previstos. El objetivo es optimizar la operación de los embalses con capacidad de regulación a través de valorizar el agua embalsada para decidir entre generar con agua embalsada en un periodo, o mantenerla embalsada para generarla en un periodo futuro. Su cálculo incorpora el riesgo de verter agua en el futuro debido a no generar hoy, y el costo de déficit (restricciones al abastecimiento) o mayores costos

de generación en el futuro causados por generar hoy en vez de mantener el agua embalsada.

Se consideran como embalses de regulación a aquellos con capacidad para impactar significativamente el abastecimiento de la demanda y los costos de generación del SIN. Los criterios y parámetros para categorizar los tipos de centrales hidroeléctricas en función de su capacidad de embalse y para el Valor del Agua se establecen en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctrica y Valor del Agua de esta Norma Técnica.

Dado que existen centrales hidroeléctricas de capacidad anual, la determinación del Valor del Agua debe considerar la operación futura del SIN para obtener resultados para los siguientes doce (12) meses ante los escenarios definidos. En consecuencia, para determinar el Valor del Agua de los embalses de regulación, el ODS debe utilizar escenarios para un periodo de doce (12) meses más veinticuatro (24) meses adicionales completos.

El ODS calculará el Valor del Agua utilizando el modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo con etapas semanales, con un horizonte no menor que tres (3) años para que el Valor del Agua de las primeras cincuenta y dos (52) semanas sea independiente del estado final del embalse, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua de esta Norma Técnica. El modelo de optimización y la base de datos representarán las características del SIN, en particular las características de la generación, las principales restricciones de transmisión cumpliendo con los CCSDM, las características de los embalses de regulación y sus restricciones operativas, y los requerimientos de reserva para regulación de frecuencia primaria y secundaria. Se podrán modelar restricciones de metas de nivel de embalses para una (1) o más semanas de los primeros doce (12) meses.

El ODS determinará semanalmente el Valor del Agua para cada embalse de regulación, como parte de la Programación Semanal utilizando el modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica, para medir y reflejar el impacto en los costos de abastecimiento del SIN si se desplaza energía en el embalse de una semana a otras semanas posteriores. El resultado será para la semana el Valor de Agua de cada embalse de regulación, definido como una función de costos futuros dependiente del volumen embalsado al final de la semana.

El Valor del Agua será cero para los embalses cuya capacidad de desplazar energía es menor que una semana. Para las centrales de pasada, ya que su generación no puede aportar a optimizar la programación de las semanas futuras, su Valor del Agua es cero, y los programas de generación previstos deben ser informados al ODS por la Empresa Generadora.

4.2 Unidad de Racionamiento Forzado

Para representar el riesgo de déficit o una condición de restricciones o de emergencia en el SIN que requiera aplicar restricciones al abastecimiento de la demanda, el ODS debe modelar e incluir en la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal y el Despacho Económico la Unidad de Racionamiento Forzado como una generación virtual modelada en escalones, cada escalón representando un nivel de restricciones al abastecimiento de la demanda.

Su objeto es (i) garantizar el balance entre generación (más importación) y consumo (más exportación) en los modelos, ante una condición de déficit de generación o restricciones de transmisión o restricciones para cumplir con los CCSDM que afecten el abastecimiento del SIN; y (ii) estimar la

magnitud de déficit probable para tomar medidas correctivas con anticipación o programar Racionamiento forzado al abastecimiento del SIN.

El ODS debe modelar la Unidad de Racionamiento Forzado con bloques, cada bloque representando un porcentaje de restricciones al abastecimiento de la demanda en el SIN y el costo asignado a la correspondiente restricción. Cada bloque representará un porcentaje incremental en el déficit y un costo mayor con respecto al bloque anterior. Los primeros bloques representarán una condición de déficit administrable, en que el faltante puede ser cubierto con medidas que no involucran Racionamiento forzado a la demanda. El último escalón corresponde al costo de la energía no suministrada ante una condición de Racionamiento significativo en el SIN.

Las características y modelado de los bloques de la Unidad de Racionamiento Forzado se establecen en el Anexo Modelado del Déficit de esta Norma Técnica.

4 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA

5.1 Consideraciones Generales

El ODS tiene la responsabilidad de organizar y mantener actualizada en una o más bases de datos, la información técnica y operativa del SIN (generación, demanda, redes, etc.) requerida para la planificación y programación de la operación, y que permitan modelar, realizar Estudios de Seguridad Operativa, optimizar, realizar el Despacho Económico y simular la operación del SIN. La información de la base de datos técnicos será pública para los Coordinados y para los que tienen obras en construcción aún cuando no califiquen aún como Coordinados, exceptuando la información que se considere confidencial.

EL ODS debe utilizar la información técnica y operativa contenida en su base de datos del SIN para elaborar la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y el Despacho Económico; así como los Estudios de Seguridad Operativa y los estudios para establecer los requerimientos mínimos de Servicios Complementarios.

Para que el ODS pueda realizar correctamente la planificación, los Estudios de Seguridad Operativa, la optimización hidrotérmica y el Despacho Económico, cada Coordinado tiene la obligación de suministrar la información técnica y operativa requerida por el ODS, de acuerdo con los plazos, medios, formatos y periodicidad que establezca el ODS. La información debe ser completa, consistente y veraz. El Coordinado adjuntará cuando sea necesario la documentación de respaldo. El ODS puede requerir clarificaciones o documentación adicional, o en casos justificados pruebas operativas para verificar datos suministrados.

Antes del ingreso a la red de nueva generación o instalación o equipamientos, el propietario o Coordinado debe suministrar al ODS toda la información técnica y operativa requerida, con una anticipación no mayor a ocho (8) semanas antes del inicio de ensayos de conexión.

Cada Coordinado tiene la obligación de actualizar la información suministrada al ODS cada vez que se produzca un cambio o verifique que algún dato suministrado es erróneo. Asimismo, el ODS puede requerir actualizaciones. Los datos que se informen en actualizaciones deben cumplir los mismos requerimientos que la información original, pudiendo el ODS requerir clarificaciones o documentación adicional.

El Coordinado podrá solicitar al ODS ampliación del plazo para suministrar información o notificar que la información

requerida no está disponible, en ambos casos con la correspondiente justificación.

El no envío de la información requerida sin justificación válida o suministrar información incompleta o no veraz se considera una infracción a esta Norma Técnica. El ODS informará a la CREE del incumplimiento referido en el presente párrafo.

El detalle de la información técnica a suministrar se establece en el Anexo Base de Datos del SIN.

5.2 Información Faltante o Incompleta

En caso de que, dentro de los plazos establecidos, un Coordinado no suministre la información requerida o suministre información incompleta, por cualquier causa, el ODS debe completar la base de datos del SIN con estimaciones propias, o supuestos basados en datos de tecnologías o equipamientos similares u otra documentación o estudios relevantes.

El ODS notificará al Coordinado los valores estimados o asumidos para la información faltante. Dichos datos se considerarán la información válida a los efectos de la planificación y el Despacho Económico. Cuando el Coordinado suministre la información faltante, o se completen ensayos para obtener la información requerida, el ODS incorporará la información a la base de datos y solamente a partir de dicha fecha se utilizará estos valores para la planificación y el Despacho Económico.

5.3 Verificación de Datos

El ODS es responsable de verificar la consistencia de la información suministrada por cada Coordinado, para validar consistencia y coherencia e identificar posibles errores.

Como resultado de la validación realizada, el ODS debe identificar la información técnica y operativa suministrada por un Coordinado que considere errónea o falta de consistencia comparado con la realidad registrada o con los datos suministrados por los otros Coordinados, o con valores obtenidos de tecnologías o equipamientos similares o estimaciones propias del ODS. El ODS informará al Coordinado, dentro de un plazo no mayor a doce (12) días hábiles, los datos observados como erróneos o inválidos y el valor asumido o estimado por el ODS con la correspondiente justificación, solicitando clarificaciones, correcciones o información adicional. El Coordinado debe responder dentro de un plazo no mayor que ocho (8) días hábiles con nuevos valores, y/o con documentación o justificación adicional para los datos observados.

El ODS buscará acordar con el Coordinado los datos observados. De no lograr un acuerdo, se incorporará a la base de datos del SIN y se utilizará el valor estimado por el ODS en tanto se realice un ensayo o auditoría para determinar el o los valores válidos. De detectarse en el ensayo o auditoría que la información suministrada por el Coordinado era incorrecta, los costos del ensayo y/o auditoría serán a cargo del Coordinado. De verificarse que la información era correcta, los costos serán a cargo del ODS.

Cada Coordinado tiene la obligación de coordinar con el ODS las fechas para realizar los ensayos o auditorías, permitiendo al personal del ODS el acceso a las instalaciones del Coordinado y colaborando en lo que se requiera para completar satisfactoriamente el ensayo o auditoría.

Si lo considera necesario, la CREE podrá realizar auditorías o requerir ensayos a un Coordinado para verificar datos suministrados.

5.4 Acceso a la Información

Toda la información que utilice el ODS para realizar la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal, o Predespacho será de acceso público, considerando lo estipulado en el RMER en relación a la confidencialidad de la información.

Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional tendrán acceso a los datos de entrada y salida de los modelos de optimización del ODS.

5.5 Nomenclatura

El ODS tiene la responsabilidad de definir la nomenclatura para cada nodo de la red de transmisión.

El ODS tiene la responsabilidad de acordar con los Coordinados la nomenclatura para identificar al Coordinado, sus equipamientos y puntos de conexión con la red.

El ODS y cada Coordinado deben utilizar la nomenclatura acordada en la información que suministren o intercambien.

5 PRONÓSTICOS

6.1 Pronósticos de Demanda

La demanda prevista para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y para el Predespacho requiere ajustarse a la mejor información posible, para garantizar que la operación prevista, asignación de SSCC y la Generación Programada corresponda al Despacho Económico con las reservas y la flexibilidad necesarias para cumplir con los CCSDM y para optimizar los intercambios con el Predespacho Regional.

Cada Agente Comprador tiene la obligación de suministrar al ODS sus pronósticos de demanda en cada uno de sus nodos de conexión al sistema de transmisión, que corresponda a la mejor información de la que disponga, para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal y Predespacho de acuerdo a lo que se establece en esta Norma Técnica y su Anexo Base de Datos del SIN. El no suministro de pronósticos por un Agente Comprador dentro de los plazos requeridos en esta Normativa Técnica será considerado una infracción de dicho agente.

El ODS tiene la responsabilidad de realizar los pronósticos de demanda del SIN con base en los datos suministrados por los Agentes Compradores, la demanda histórica registrada, condiciones previstas que afectan el consumo, y otros factores que considere relevantes, para obtener pronósticos que representen de la mejor manera posible los requerimientos de demanda. Ante la falta de pronósticos suministrados por uno o más Agentes Compradores o la falta de calidad de pronósticos suministrados, el ODS debe completar o mejorar la información disponible para obtener pronósticos del SIN. Para ello, el ODS podrá tener modelos de pronóstico de demanda para el SIN. Para la Planificación Operativa de Largo Plazo, el ODS podrá considerar distintos escenarios de demanda.

Para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Programación Semanal el ODS puede incluir estimaciones de demanda regional (exportación) con base en los Contratos Firmes Regionales que informen los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y confirme el EOR.

El ODS incluirá en los informes correspondientes la demanda del SIN considerada.

El ODS deberá realizar un seguimiento de los desvíos entre la demanda real registrada y los pronósticos informados por cada Agente Comprador y estimado para el SIN por el ODS.

El ODS supervisará el desempeño de sus pronósticos de demanda para el SIN, con la meta de que el desvío de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia $\pm 5\%$ comparada con la prevista en el Predespacho. El ODS y cada Coordinado que debe suministrar pronósticos, Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora, y Consumidor Calificado buscarán mejorar sus metodologías o herramientas de pronóstico si en la evaluación del desempeño se supera la tolerancia del 5% durante más del 10% de los días del mes.

6.2 Pronósticos de Generación Renovable Variable

Cada central de generación eólica, solar fotovoltaica, e hidroeléctrica de pasada debe suministrar al ODS y actualizar sus pronósticos de generación (energía semanal y horaria, según corresponda). En caso de que dentro de los plazos requeridos no suministre los pronósticos requeridos o la información sea incompleta, el ODS completará los datos faltantes con base en el comportamiento histórico u otras herramientas o información relevante, e informará al Coordinado la información utilizada. El ODS no será responsable de cualquier desvío o error en dichos pronósticos, ya que el causante fue el incumplimiento al suministro de pronósticos del Coordinado responsable.

El ODS es el responsable de realizar el pronóstico agregado de generación solar fotovoltaica y eólica del SIN con base en:

- Los pronósticos suministrados por los parques eólicos y solares fotovoltaicos;
- Herramientas propias o contratadas de pronóstico de viento y radiación solar; y,
- Estimaciones propias.

6.3 Desempeño de Pronósticos

El ODS calculará indicadores de desempeño de pronósticos de demanda y pronósticos suministrados por los Coordinados

para la generación hidroeléctrica de pasada, parques eólicos y solares fotovoltaicos disponibles para el Predespacho y los pronósticos de demanda total del SIN que realice el ODS para el Predespacho, con los siguientes objetivos:

- Evaluar la calidad de los pronósticos de los Coordinados y de pronóstico de demanda del ODS, para identificar necesidad de mejoras en las herramientas de pronósticos; y,
- Medir los errores potenciales de dichos pronósticos para tenerlos en cuenta en los requerimientos de reservas para regulación de frecuencia y en la validación de pronósticos suministrados por los Coordinados.

Los indicadores de desempeño se calcularán a nivel mensual para la generación y a nivel diario para la demanda.

El ODS utilizará la siguiente información para el cálculo de los indicadores de desempeño:

- Registros de mediciones horarias de energía inyectada (generación) en la conexión a la red, excluyendo las horas

en que se registraron contingencias, perturbaciones o restricciones que redujeron la energía inyectada respecto a la energía ofertada disponible, y las horas en que la Empresa Generadora no suministró al ODS pronóstico horario para el Predespacho;

- Registros de mediciones horarias de energía tomada (consumo/demanda) en la conexión a la red de transmisión, excluyendo (i) las horas en que el ODS requirió restricciones al abastecimiento o actuaron esquemas de desconexión de cargas o el ODS convocó Demanda Interrumpible, y (ii) para evaluar el desempeño de los Coordinados, las horas en que el Agente Comprador no suministró al ODS pronóstico horario para el Predespacho.

Para el desempeño de los pronósticos de generación, el ODS calculará el indicador error absoluto medio (MAE) normalizado por la capacidad instalada y disponible de la central o parque generador. Para la central o parque generador “j” el indicador de un mes se calculará con la siguiente fórmula:

$$MAE_j = \sum_{i=1, N} |xp_{i,j} - x_{i,j}| / (N) / P_j$$

Donde:

$xp_{i,j}$: Generación pronosticada para la hora i por la central o parque j ;

$x_{i,j}$: Energía inyectada real en la hora i por la central o parque j ;

N : Número de horas consideradas del mes para el cálculo del indicador de desempeño;

P_j : Capacidad máxima efectiva (neta entregable a la red) disponible en la central o parque j .

Para el desempeño de los pronósticos de demanda, el ODS calculará el indicador error porcentual absoluto medio (MAPE) que mide como porcentaje el error absoluto promedio, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MAPE_k = \sum_{i=1, N} |dp_{i,k} - d_{i,k}| / |d_{i,k}| / (N)$$

Donde:

- k : Agente Comprador (total para sus nodos de conexión) o el ODS (total para el SIN);

- $dp_{i,k}$: Demanda total pronosticada para la hora i ;

- $d_{i,k}$: Energía real tomada de red en la hora i ;

- N : Número de horas consideradas del mes para el cálculo del indicador de desempeño.

El ODS calculará también el cumplimiento para cada central de generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar fotovoltaica, y para cada Agente Comprador con su obligación de suministrar los pronósticos para el Predespacho, el indicador del número de días en que suministró el pronóstico dividido por el número de días del mes.

El ODS debe incluir los indicadores de desempeño y cumplimiento de pronósticos como un anexo del informe de Planificación Operativa de Largo Plazo. Para la generación se indicará también si está habilitado para la regulación de frecuencia y el margen de reserva asignado por el ODS.

6 EQUIPOS DE PROTECCIONES

Cada Coordinado conectado directamente a la red de transmisión del SIN debe instalar, coordinar y mantener adecuadamente los equipos de protecciones necesarios para proteger sus equipos de fallas o perturbaciones propias dentro sus instalaciones o del SIN.

Los sistemas de protecciones deben evitar que las fallas o perturbaciones en instalaciones o equipos del Coordinado se propaguen al SIN.

La Empresa Transmisora debe instalar y mantener los equipos de protección necesarios para aislar fallas dentro de su sistema y evitar que se propaguen a las instalaciones de los Coordinados.

Cada unidad generadora debe contar con una protección que detecte la pérdida de excitación y que inicie el proceso para su inmediata desconexión.

El ODS es el responsable de establecer los requerimientos mínimos de los esquemas de protecciones en las conexiones al

sistema principal de transmisión y los estudios de coordinación y ajuste de las protecciones. Para ello, el ODS en consulta con los Coordinados afectados podrá elaborar un manual de protecciones que será de obligatorio cumplimiento para los Coordinados. El manual de protecciones del ODS establecerá tiempos de despeje de protecciones, protecciones de respaldo en caso de falla de la protección primaria, protección de sobre o baja frecuencia, y todo otro detalle que sea necesario.

7 INTERCAMBIOS REGIONALES

El ODS es el responsable del intercambio de información y la coordinación operativa y comercial con el EOR de las transacciones con el MER e intercambios en interconexión regionales de Honduras. El ODS debe realizar dichas actividades cumpliendo con el RMER y en coordinación con el EOR.

El ODS es el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa con el EOR y con los otros OS/OM.

Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que son agentes del MER tienen la obligación de suministrar la información de transacciones regionales y cumplir con los procedimientos y plazos que establece el RMER. Toda la información de contratos o de ofertas regionales de dichos agentes debe ser informado al ODS.

Las ofertas para el mercado de oportunidad regional serán intercambiadas entre el ODS y el EOR, actuando el ODS en representación de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

En caso de alguna inconsistencia entre esta Norma Técnica y el RMER que afecte las transacciones regionales e intercambios en las interconexiones con el MER, el ODS elaborará las

modificaciones necesarias a esta Norma Técnica de acuerdo al procedimiento en el ROM y lo enviará a la CREE para su aprobación. En tanto no se realicen o aprueben las modificaciones requeridas, las disposiciones en el RMER prevalecerán y en la implementación de esta Norma Técnica el ODS debe realizar las adecuaciones necesarias, informando a los Coordinados que se justifican en el RMER.

8 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO

9.1 Objetivos

La Planificación Operativa de Largo Plazo del ODS tiene los siguientes objetivos:

- Contar con una planificación indicativa de los resultados probables de la operación del SIN para los siguientes doce (12) meses, ante escenarios de oferta y demanda incluyendo hidrologías, buscando minimizar los costos totales de operación y el riesgo de déficit cumpliendo con los CCSDM;
- Calcular del Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizarán en la Programación Semanal y en el Predespacho. Determinar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y definir los márgenes de reservas para regulación de frecuencia;
- Realizar los estudios sobre Servicios Complementarios y elaborar el Informe Anual de Programación de los Servicios Complementarios de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC;
- Contar con previsiones de referencia del costo marginal de corto plazo (precio de la energía en el Mercado de Oportunidad), por bloque horario para cada semana, para tener en cuenta en los costos futuros de generación y el

cálculo del costo base de generación;

- Identificar y cuantificar con anticipación los riesgos de restricciones al abastecimiento para, en lo posible, tomar medidas preventivas o correctivas, y tener en cuenta en la coordinación de mantenimientos;
- Calcular en la Planificación Operativa de Largo Plazo, para noviembre de cada año, los costos bases de generación y otros costos del MEN y del MER para el traslado a tarifas de cada Empresa Distribuidora, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Tarifas.

9.2 Información

La información general a suministrar por los Coordinados se define en el Anexo Base de Datos del SIN. En particular, los Coordinados deben suministrar la siguiente información:

- Todas las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras: enviar las solicitudes de mantenimientos mayores o ajuste a los mantenimientos mayores programados, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
- La Empresa Transmisora suministrará la información necesaria para que el ODS realice los Estudios de Seguridad Operativa para los siguientes doce (12) meses y determine las restricciones a tener en cuenta en la Planificación Operativa de Largo Plazo para cumplir con los CCSDM, incluyendo informar entrada en operación de nuevo equipamiento;
- Todos los Coordinados con generación, previsiones de disponibilidad, y fechas e información sobre la entrada de nueva generación o de rehabilitación de generación existente, prevista durante los siguientes treinta y seis (36) meses;
- Las centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, suministrar los pronósticos de caudales afluentes, de existir, y actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo;

- Las centrales térmicas, toda restricción prevista a la disponibilidad de combustibles;
- Salvo las centrales hidroeléctricas, cada Empresa Generadora debe suministrar su declaración mensual de costos variables y, para las unidades térmicas, su Costo de Arranque y Parada, de acuerdo a lo que establece el Anexo Costos Variables de Generación;
- Las Empresas Distribuidoras, Empresas Comercializadoras y Consumidores Calificados que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, deben suministrar pronósticos de demanda semanal para los próximos doce (12) meses (energía y potencia máxima) en cada punto de conexión, el crecimiento previsto de la demanda de energía y potencia máxima para los veinticuatro (24) meses subsiguientes, la información y supuestos en que se basan los pronósticos; y el perfil o perfiles típicos de carga.

El ODS actualizará la Base de Datos del SIN con la siguiente información:

- La información suministrada por los Coordinados, luego de la correspondiente validación con las correcciones o los ajustes que sean necesarios;
- Completando los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo para ello continuar utilizando los datos de la Planificación Operativa de Largo Plazo anterior;
- Intercambios previstos en las interconexiones con el MER de acuerdo a los contratos regionales registrados con el ODS o la información que suministre el EOR;
- La versión vigente del programa anual de mantenimiento acordado para generación y transmisión, incluyendo interconexiones regionales;
- La tasa de indisponibilidad forzada de cada unidad generadora, en función de la información suministrada por los Coordinados y la información histórica sobre indisponibilidad forzada. Se considerará indisponibilidad

forzada a toda indisponibilidad no programada con anticipación o para generación térmica causada por falta de combustibles, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos.

9.3 Estudios de Seguridad Operativa

El ODS debe realizar los Estudios de Seguridad Operativa para los siguientes doce (12) meses, y determinar las restricciones del SIN para cumplir con los CCSDM que se deben incorporar la Planificación Operativa de Largo Plazo. Dichos estudios tendrán como mínimo el alcance que establecen los CCSDM.

Como resultado de los Estudios de Seguridad Operativa, el ODS evaluará también los requerimientos de SSCC a tener en cuenta en la programación de la operación y el Despacho Económico, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC.

9.4 Modelo de Optimización

La herramienta principal del ODS para la Planificación Operativa de Largo Plazo será un modelo de optimización hidrotérmica, con paso semanal, representando para cada semana bloques horarios de carga representativos del perfil de demanda del SIN. La función objetivo será optimizar el costo de abastecimiento minimizando el Costo Variable de Generación, incluyendo costo de restricciones a la demanda, sujeto a las restricciones de generación y el cumplimiento de los CCSDM.

El ODS debe modelar el SIN incluyendo lo siguiente:

- Topología de la red, incluyendo interconexiones regionales, y sus restricciones (límites de operación);
- La demanda semanal representada en bloques horarios (por lo menos tres bloques) en cada nodo de conexión al

sistema principal de transmisión;

- En caso de existir Contratos Firmes Regionales, la representación de la importación contratada (generación en el nodo de la interconexión regional del SIN que representa el Contrato Firme Regional), y/o la representación de la exportación contratada (demanda en el nodo de la interconexión de la interconexión regional del SIN que representa el Contrato Firme Regional);
- La representación de las cuencas donde se ubican las centrales hidroeléctricas de embalses de regulación, y series hidrológicas, utilizando series sintéticas de caudales representativas de las series históricas y/o pronósticos de caudales afluentes;
- El parque de generación con sus características técnicas y de costos variables, y disponibilidad teniendo en cuenta mantenimientos programados y supuestos de indisponibilidad forzada representativos;
- Los requerimientos de márgenes de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia;
- Representación de la Unidad de Racionamiento Forzado.

El ODS pondrá a disposición de los Coordinados la información sobre las características del modelo.

El ODS debe utilizar la base de datos del SIN como entrada al modelo de optimización, actualizada con base en la información suministrada por los Coordinados y la validación realizada por el ODS de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

Para el cálculo de costos variables térmicos futuros, el ODS determinará proyecciones de precios de referencia de combustibles, informando la publicación de referencia utilizada.

El ODS realizará el estudio de Planificación Operativa de Largo Plazo teniendo en cuenta lo siguiente:

- Uno (1) o más escenarios de demanda;
- Uno (1) o más escenarios de precios de combustibles;
- Modelado estocástico de caudales que represente la hidrología histórica y pronósticos de las centrales hidroeléctricas;
- Márgenes de reserva en generación para regulación primaria y secundaria de frecuencia, determinados por el ODS con base en los estudios anuales que requiere la NT-SSCC;
- Restricciones previstas del SIN de acuerdo a los Estudios de Seguridad Operativa que realice el ODS como parte de la Planificación Operativa de Largo Plazo, y previsiones de Generación Forzada para cumplir con dichas restricciones.

9.5 Informe Planificación Operativa de Largo Plazo y Cronograma

Antes del comienzo de cada mes, el ODS debe realizar la Planificación Operativa de Largo Plazo para los siguientes doce (12) meses (52 semanas) con el modelo de optimización hidrotérmico considerando un horizonte de treinta y seis (36) meses (3 años) y detalle semanal, la Base de Datos del SIN actualizada, y las herramientas para estudios eléctricos, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

Para el mes de octubre, el ODS elaborará también el Informe Anual de Programación de los Servicios Complementarios de acuerdo a los plazos y procedimientos establecidos en la NT-SSCC, para definir los requerimientos de SSCC para el siguiente año.

Cada Coordinado tiene la obligación de enviar al ODS durante la primera semana de cada mes la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo del siguiente mes.

Antes del día quince (15) de cada mes, el ODS actualizará la base de datos del SIN y completará la versión preliminar

del Informe Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes.

El Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo incluirá como mínimo la siguiente información (datos de entrada, supuestos y resultados):

- Demanda para cada Agente Comprador y total del SIN (mensual y semanal): pronósticos de energía y potencia, y crecimiento esperado por Agente Comprador y total del SIN;
- Listado de los contratos registrados y cubrimiento previsto por contratos de la demanda de cada Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora, y Consumidores Calificados que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional;
- Restricciones para la red de transmisión y para cumplir con los CCSDM, y previsiones de riesgo de Congestión;
- Márgenes de reserva requeridos para regulación de frecuencia y riesgo de faltantes de reserva, en caso de existir;
- Previsión de precios de combustibles;
- Características de la oferta de generación (e importación si existen contratos): ingreso previsto de nueva generación, disponibilidad de Potencia Efectiva prevista de acuerdo al programa anual de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, disponibilidad total prevista de generación, pronósticos o previsiones de generación hidroeléctrica, eólica y solar (mensual y semanal).
- Previsión de programas de generación: energía prevista generada por tecnología y por empresa, consumo de combustibles, evolución del nivel para los embalses de regulación, previsión de importación y exportación con el MER.
- Abastecimiento de la demanda: evolución semanal del riesgo de déficit (energía asignada a la Unidad de Racionamiento Forzado y nivel de déficit previsto), y

medidas preventivas o correctivas propuestas por el ODS para reducir o administrar dicho riesgo.

- Previsión de precio por bloque horario de la energía para el Mercado de Oportunidad: para escenario de media con la evolución semanal prevista, y a modo indicativo precios para escenarios optimista y pesimista de considerar distintos escenarios de precios de combustibles.

En la Planificación Operativa de Largo Plazo realizada para noviembre, el ODS incluirá además un Anexo para cada Empresa Distribuidora con la previsión de costos base de generación (correspondiente al escenario de media) y otros cargos a trasladar a tarifas de los usuarios (cargo del ODS, cargo por SSCC y cargos del MER que corresponden a la Empresa Distribuidora), de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Tarifas.

El ODS enviará la versión preliminar del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo a los Coordinados para que envíen sus comentarios dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles.

Antes de finalizar el mes, el ODS finalizará el informe teniendo en cuenta los comentarios recibidos de los Coordinados. El ODS publicará en su página web a más tardar el último viernes del mes la versión final del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes, para conocimiento de los Coordinados y la CREE. El ODS incluirá un anexo con la matriz de comentarios recibidos y las respuestas.

Como parte del procedimiento para el informe del mes de noviembre, el ODS enviará a la CREE el anexo con los resultados para cada Empresa Distribuidora del costo base de generación y con la información de otros costos o cargos del MEN o MER a pagar por la Empresa Distribuidora, de

acuerdo a lo que establece el Reglamento de Tarifas. La CREE podrá requerir mayor información o clarificaciones o revisión de los escenarios, para que el ODS determine el costo base de generación que apruebe la CREE.

9 PROGRAMACIÓN SEMANAL

10.1 Alcance y Objetivos

El ODS debe realizar cada semana la Programación Semanal, para la semana siguiente, utilizando la Base de Datos del SIN y los modelos y estudios eléctricos, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

La Programación Semanal del ODS tiene los siguientes objetivos:

- Determinar la energía y el Valor del Agua para la semana siguiente en cada embalse de regulación, utilizando el modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo como establece esta Norma Técnica;
- Contar con una planificación indicativa de la operación del SIN para la semana siguiente, y realizar la programación de mantenimientos de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
- Actualizar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y las previsiones de requerimientos de Generación Forzada;
- Contar con una asignación indicativa de SSCC para la semana siguiente, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC, para que los Coordinados tengan en cuenta y el ODS identifique y tome medidas para resolver el riesgo de faltantes de reserva para regulación de frecuencia o de control de voltaje;

- Identificar y cuantificar con anticipación el riesgo de restricciones al abastecimiento para la semana siguiente, para tomar medidas preventivas o correctivas, y el ODS tener en cuenta para realizar ajustes a los programas de mantenimientos;
- Contar con precios indicativos del Mercado de Oportunidad para la siguiente semana, que sirvan de información a los Coordinados.

10.2 Pasos para realizar la Programación Semanal

La Programación Semanal se realizará mediante los siguientes pasos:

- Primero: Suministro de información de los Coordinados, actualización de la base de datos del SIN por el ODS, y realizar los Estudios de Seguridad Operativa que resulten necesarios.
- Segundo: Con el modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo y la base de datos actualizada, el ODS determinará la energía semanal y las curvas de Valor del Agua para cada embalse de regulación, en función del nivel de dicho embalse al final de la semana.
- Tercero: Con el modelo diario de Despacho Económico que se utiliza para el Predespacho, el ODS determina la programación semanal de energía (generación y abastecimiento) para cada día y previsión indicativa de valores horarios, y asignación indicativa de SSCC.

10.3 Información

Cada Coordinado tiene la obligación de enviar al ODS la información requerida para la Programación Semanal, con previsiones para la siguiente semana (lunes a domingo) y el lunes subsiguiente, en los formatos y medios que establezca el ODS.

La información a suministrar se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN, e incluirá como mínimo la siguiente:

- Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte la Programación Semanal y/o el Despacho Económico, indicando el motivo que justifica la restricción;
- Informar mantenimientos requeridos o programados para la semana programada, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
- Informar disponibilidad, restricciones y ofertas referidas a SSCC, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC;
- La Empresa Transmisora debe suministrar:
 - la información necesaria para los Estudios de Seguridad Operativa y para que el ODS actualice las restricciones de transmisión y cumplimiento de los CCSDM a tener en cuenta en la Programación Semanal; y
 - disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;
- La Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión (energía diaria y demanda horaria);
- Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible prevista para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;
- Cada central hidroeléctrica con embalses, suministrar la información requerida para el cálculo del Valor del Agua, incluyendo los pronósticos de caudales afluentes para 8 días

horizonte de la Programación Semanal, en caso de existir, actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo, y para los embalses de regulación nivel previsto al comienzo de la semana siguiente.

- Cada central térmica, toda restricción prevista a su disponibilidad de combustibles incluyendo el motivo de la restricción y planes para resolver la situación;
- Cada parque eólico, solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación diaria y horaria para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;

El Coordinado, cuando corresponda, puede informar que se mantienen datos informados en la última Programación Semanal.

El ODS actualizará la Base de Datos del SIN para la Programación Semanal con la siguiente información:

- La información suministrada por los Coordinados, luego de la correspondiente validación con las correcciones o los ajustes que sean necesarios;
- Completando los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo continuar utilizando los datos para dicha semana en la Planificación Operativa de Largo Plazo o los datos utilizados en la Programación Semanal de la semana vigente;
- Actualizando las restricciones de transmisión y por CCSDM;
- Los programas de mantenimiento semanal acordados para generación y transmisión, incluyendo interconexiones regionales;
- Realizar la previsión de precios de referencia de combustibles y actualizar los Costos Variables de Generación y los Costos de Arranque y Parada para la generación térmica;

- Incorporar las restricciones a disponibilidad de combustible informadas;
- Intercambios indicativos en los nodos de la RTR acuerdo a los contratos firmes regionales registrados con el EOR e informados al ODS.

10.4 Estudios de Seguridad Operativa

Junto con la Programación Semanal del SIN, el ODS debe realizar los Estudios de Seguridad Operativa que sean necesarios, y realizar la programación indicativa de los SSCC de control de frecuencia y control de voltaje teniendo en cuenta todos los equipamientos, instalaciones, sistemas y generación habilitados previstos disponible, y la Demanda Interrumpible habilitada, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC.

10.5 Modelo

El ODS utilizará para realizar la optimización en la Programación Semanal el modelo diario de Despacho Económico, que se describe para el Predespacho en esta Norma Técnica, incluyendo las siguientes características:

- Horizonte: siete (7) días con etapas horarias (es decir, 192 horas), de lunes hasta el lunes subsiguiente;
- Representación de la red de transmisión y sus restricciones, y las pérdidas de transmisión;
- Representación de la demanda horaria en cada nodo de conexión a la red de transmisión de los Agentes Compradores;
- Disponibilidad horaria de cada central de generación;
- Representación del requerimiento horario de reservas para regulación primaria y secundaria;
- Representación de las centrales con embalses tomando como dato la energía semanal y Valor del Agua resultado del modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo

actualizado con la información para la Programación Semanal, representando las restricciones aguas abajo, potencia máxima y mínima;

- Representación de centrales hidroeléctricas encadenadas;
- Representación de la generación térmica incluyendo Costos Variables de Generación, Costos de Arranque y Parada, restricciones de arranque y parada (tiempo mínimo en operación y luego de una parada Tiempo Mínimo Fuera de Línea antes del siguiente arranque), y de disponibilidad de combustibles;
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica y solar fotovoltaica; y centrales de generación hidroeléctrica de pasada;
- Poder forzar generación como dato;
- Representación de la Unidad de Racionamiento Forzado;
- Representación de los Contratos Firmes Regionales del MER.

El ODS debe utilizar la base de datos del SIN como entrada al modelo, actualizada con base en la información suministrada por los Coordinados y la validación realizada por el ODS de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

10.6 Informe de Programación Semanal y Cronograma

Antes del comienzo de cada semana, el ODS debe realizar la programación de la operación para la siguiente semana, considerando cada semana de lunes a domingo; es decir un horizonte de siete (7) días con detalle diario y horario. Se considerará como primera semana de cada año calendario la semana desde el primer lunes del año hasta el siguiente domingo. Se considerará como última semana de cada año calendario la semana desde el último lunes del año hasta el siguiente domingo.

El Informe de Programación Semanal del ODS incluirá la siguiente información (datos de entrada, supuestos

y resultados para la siguiente semana y una estimación preliminar indicativa para la semana subsiguiente):

- Demanda para cada Agente Comprador y total: pronósticos de energía diaria y demanda horaria para cada Agente Comprador y total para el SIN;
- Restricciones previstas para la red de transmisión y para cumplir con los CCSDM;
- Información sobre mantenimientos programados para la semana de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
- Características de la oferta de generación (e importación si existen Contratos Firmes Regionales): Disponibilidad programada de Potencia Efectiva prevista de acuerdo al mantenimiento acordado para la siguiente semana por generación y total;
- Generación térmica: disponibilidad de combustibles precios de combustibles y Costos Variables de Generación;
- Previsión de Generación Programada: energía prevista por tecnología, por central o unidad generadora y por Coordinado, consumo de combustibles, evolución del nivel de embalses de regulación, previsión de importación y exportación por contratos firmes;
- Energía semanal, Valor del Agua y niveles previstos en los embalses de regulación;
- Congestionamientos previstos indicando causas;
- Asignación indicativa de SSCC para la semana de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC, incluyendo faltante, de existir, respecto a los requerimientos mínimos;
- Requerimientos previstos de Generación Forzada;
- Abastecimiento de la demanda: si existe riesgo de déficit para la semana siguiente (energía asignada a Unidad de Racionamiento Forzado y nivel de déficit previsto, y medidas para reducir o administrar dicho riesgo);
- Precios medios diarios y horarios previstos para el Mercado de Oportunidad.

Si en la Programación Semanal resulta una previsión de riesgo de déficit mayor o igual al 30% de la demanda, el ODS informará a la CREE para coordinar las medidas a tomar para minimizar el riesgo o costo del Racionamiento.

10.7 Reprogramación Semanal

En caso que durante una semana se presenten o prevean condiciones significativamente distintas a las previstas en la Programación Semanal, en particular respecto a las condiciones de hidrología, disponibilidad y niveles reales de los embalses, el ODS realizará una reprogramación semanal, actualizando la base de datos del SIN, recalculando y actualizando las nuevas condiciones la energía semanal y el Valor del Agua de los embalses de regulación, y obteniendo los nuevos programas y resultados para los restantes días de la semana.

Se consideran condiciones significativamente distintas los siguientes casos:

- Modificaciones en la disponibilidad de generación y transmisión respecto a lo previsto en la Programación Semanal, que afecten el riesgo de restricciones al abastecimiento;
- La generación hidroeléctrica real total del SIN acumulada desde el comienzo de la semana (desde el lunes) difiere de la prevista en la Programación Semanal en más del 10%;
- Una central hidroeléctrica de embalse informa riesgo de vertimiento o que el nivel del embalse se reduzca por debajo de su nivel mínimo operativo, y esta condición no estaba prevista en la Programación Semanal.

El ODS informará en su página web la reprogramación semanal, informando el o los motivos que justifican la reprogramación e incluyendo la misma información que para la Programación Semanal.

10 PREDESPACHO

11.1 Alcance y Objetivo

El ODS debe realizar cada día el Predespacho para obtener el Despacho Económico para el día siguiente dentro de las restricciones que imponen el cumplimiento de los CCSDM, determinando para cada hora la Generación Programada, transacciones regionales, asignación de SSCC y abastecimiento de la demanda para un horizonte de treinta y seis (36) horas.

El objetivo del Predespacho es programar con anticipación la operación del SIN y el Predespacho Regional, para que el ODS y los Coordinados tomen las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- Abastecer la demanda minimizando el costo total de operación, incluyendo costos de Racionamiento forzado, cumpliendo con los CCSDM;
- Contar con los SSCC requeridos por la NT-SSCC, para garantizar los CCSDM del SIN;
- Programar adecuadamente y autorizar los mantenimientos y ensayos o pruebas a realizar el día siguiente;
- Que las Empresas Generadoras se preparen para la Generación Programada para el día siguiente, incluyendo arranques y paradas, y la generación térmica cuente con la disponibilidad de combustibles requerida;
- Maximizar los beneficios de los intercambios regionales.

11.2 Pasos para realizar el Predespacho

El ODS realizará el Predespacho mediante los siguientes pasos:

- Primero: Suministro de información por los Coordinados; validación, ajustes necesarios y actualización de la base de datos del SIN por el ODS, y Estudios de Seguridad Operativa que resulten necesarios.

- Segundo: Con el modelo diario de Despacho Económico y la base de datos actualizada, el ODS, incluyendo el Valor del Agua calculado en la Programación Semanal y los Costos Variables de Generación actualizados, realiza el Predespacho del SIN (demanda, generación y asignación de SSCC) sin incluir intercambios regionales salvo los Contratos Firmes Regionales, denominado Predespacho inicial.
- Tercero: El ODS valida, y modifica de ser necesario, las declaraciones de contratos no firmes regionales y ofertas regionales de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a transacciones en el MER, envía al EOR el Predespacho inicial y la información validada de contratos y ofertas regionales, incluyendo ofertas al mercado de oportunidad del MER.
- Cuarto: El EOR realiza el Predespacho Regional para determinar y/o coordinar las transacciones regionales, coordinando con el ODS para garantizar que no causen incumplimientos a las restricciones operativas de generación, restricciones de transmisión y de los CCSDM del SIN;
- Quinto: El ODS incorpora a la base de datos del SIN las transacciones que resultan del Predespacho Regional acordado con el EOR, y finaliza el Predespacho para el día siguiente, denominado Predespacho final.

11.3 Información

Cada Coordinado tiene la obligación de enviar al ODS la información requerida para el Predespacho, con la mejor información disponible para las siguientes treinta y seis (36) horas, cubriendo hasta las 24:00 horas del día siguiente, en los formatos y medios que establezca el ODS.

La información a suministrar por cada Coordinado se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN con

un alcance similar que la información requerida para la Programación Semanal, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte el Despacho Económico y que no fue informada en la Programación Semanal vigente, indicando el motivo que justifica la restricción, incluyendo modificación o cancelación a los mantenimientos acordados en la Programación Semanal de acuerdo a lo que establece para el Predespacho la Normativa Técnica de Mantenimiento;
- Solicitar ensayos o pruebas que afectan el Despacho Económico y pueden impactar cumplir con los CCSDM;
- Informar disponibilidad, restricciones y ofertas para SSCC, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC para el Predespacho;
- Las Empresas Transmisoras: informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación de energía reactiva;
- Cada Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda horaria en cada punto de conexión;
- Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible prevista para las siguientes treinta y seis (36) horas;
- Cada central de generación térmica: informar sus precios de combustible (puesto en la central) y, en caso de existir, las restricciones o falta de combustible indicando la causa y duración de la restricción;
- Cada central hidroeléctrica que no sea de regulación, parque eólico y solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación horaria para las siguientes treinta y seis (36) horas;
- Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a realizar transacciones en el MER, declarar los contratos

regionales y ofertas regionales para el día siguiente, suministrando al ODS la información requerida en el RMER.

El ODS actualizará la Base de Datos del SIN para el Predespacho con la siguiente información:

- La información suministrada por los Coordinados, luego de la correspondiente validación con las correcciones o los ajustes que sean necesarios;
- Completando los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo utilizar la misma información que en el Predespacho vigente o datos en la Programación Semanal vigente;
- Calculando la demanda agregada del SIN y asignar la demanda por nodo del sistema principal de transmisión;
- Actualizando las restricciones de transmisión y por CCSDM;
- Incorporando los programas de mantenimiento y pruebas o ensayos aprobados para generación, distribución y transmisión para el día siguiente;
- Incorporando las restricciones de disponibilidad de combustible informadas.

11.4 Estudios de Seguridad Operativa

Junto con el proceso de Predespacho, el ODS podrá realizar Estudios de Seguridad Operativa adicionales si las condiciones previstas para el día siguiente difieren significativamente de las supuestas en la Programación Semanal, o en los últimos estudios realizados, y para decidir la aprobación y coordinación de ensayos o pruebas requeridas.

11.5 Modelo Diario de Despacho Económico

El ODS realizará el Predespacho (inicial y final) para el día siguiente utilizando un modelo diario de Despacho

Económico cumpliendo con los CCSDM, modelando la red de transmisión mediante un flujo de potencia en corriente continua y representación de las pérdidas de transmisión, y con las siguientes características:

- Horizonte de treinta y seis (36) horas, con etapas por lo menos horarias, comenzando a las 12:00 horas del día en que se realiza el Predespacho y finalizando a las 24:00 horas del día siguiente;
- El dato del estado inicial, correspondiente a la condición esperada a las 12:00 horas del día en que se realiza el Predespacho tales como disponibilidad, generación prevista, etc.;
- Representación de la configuración de la red la de transmisión y restricciones previstas para cada una de las treinta y seis (36) horas del Predespacho;
- Demanda horaria en cada nodo de conexión a la red de transmisión de los Agentes Compradores;
- Permitir incluir intercambios horarios en las interconexiones regionales;
- Para cada central de generación: disponibilidad horaria y Potencia Efectiva máxima (en la conexión a la red), y representación de los mantenimientos programados;
- Requerimiento horario y optimización de reservas para regulación primaria y secundaria junto con el despacho de generación;
- Representación de las centrales con embalses de regulación con su Valor del Agua calculado en la Programación Semanal, representando las restricciones aguas abajo, potencia máxima y mínima, y teniendo en cuenta la energía diaria prevista en la Programación Semanal. El modelo optimizará los programas horarios de generación de estas centrales para el día siguiente teniendo en cuenta el Valor del Agua, las restricciones operativas y aguas abajo, admitiendo una diferencia entre la energía diaria

programada y la prevista en la Programación Semanal de hasta 5%;

- Representación de las centrales hidroeléctricas encadenadas;
- Representación detallada de la generación térmica, incluyendo Costo Variable de Generación de acuerdo al nivel de carga, Costo de Arranque y Parada, restricciones de arranque y parada (tiempo mínimo en operación y luego de una parada, el Tiempo Mínimo Fuera de Línea antes del siguiente arranque), y restricciones de disponibilidad de combustibles;
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica, solar fotovoltaica, y generación hidroeléctrica de pasada, Generación Programada para ensayos o pruebas, y la Generación Forzada requerida en la Programación Semanal o los Estudios de Seguridad Operativa o la administración de Congestión, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;
- Los bloques de Unidad de Racionamiento Forzado, representados como oferta de generación, para evaluar el riesgo de restricciones horarias al abastecimiento;
- Cálculo de los precios nodales horarios de la energía en cada nodo del sistema principal de transmisión.

El ODS pondrá a disposición de los Coordinados la información sobre las características del modelo.

El ODS debe utilizar la base de datos del SIN como entrada al modelo diario de Despacho Económico, actualizada con base en la información suministrada por los Coordinados para el Predespacho, completando la información faltante, validando datos, y realizando los ajustes necesarios, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica. Para el Predespacho inicial, la base de datos del SIN no incluirá transacciones regionales salvo los intercambios por Contratos Firmes Regionales.

11.6 Administración del Riesgo de Déficit

De resultar en el Predespacho inicial en una (1) o más horas una condición de déficit esperado, el ODS intentará eliminar o reducir el riesgo de déficit con las siguientes medidas:

- De ser posible, ajustes a los programas de mantenimiento para incrementar la disponibilidad;
- Presentar al EOR para el Predespacho Regional ofertas de retiros (compras) del mercado de oportunidad para eliminar o reducir el déficit.

De resultar en el Predespacho final, incluyendo las transacciones del Predespacho Regional, en una (1) hora una condición de déficit esperado, el ODS administrará el riesgo de déficit de acuerdo al siguiente orden:

- Reducción de los márgenes de reserva para regulación de frecuencia de acuerdo a lo establecido en los CCSDM y la NT-SSCC para condiciones de emergencia;
- Si la reducción de márgenes de reserva fuera insuficiente para cubrir el déficit, deberá convocar a una reducción de la energía que toma de la red la Demanda Interrumpible;
- Si la reducción de márgenes de reserva y la Demanda Interrumpible convocada resultan insuficientes para cubrir el déficit, reducción de voltaje;
- Si todas las medidas anteriores son insuficientes para cubrir el déficit, programar restricciones al abastecimiento para la Empresa Distribuidora y los Consumidores Calificados conectados a la red de transmisión.

Junto con los resultados del Predespacho, el ODS informará a los Coordinados el riesgo de déficit, en caso de existir, así como las medidas tomadas, incluyendo cuando sea necesario el racionamiento horario programado para el SIN y su asignación entre los Agentes Compradores.

El ODS asignará el racionamiento total requerido para el SIN proporcionalmente entre los Agentes Compradores, en función de la demanda que no esté cubierta por contratos de potencia firme o que el generador que respalda el contrato de potencia firme no esté disponible, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Contratos. En caso de racionamientos debido a restricciones de transmisión, la asignación tendrá en cuenta la localización de los generadores que venden en contratos a los Agentes Compradores, con los criterios y procedimientos que establece la Norma Técnica de Contratos.

11.7 Congestión y Restricciones de Transmisión

Una línea del sistema principal de transmisión del SIN se considera en Congestión si se debe limitar su máxima capacidad transmisible por restricciones para cumplir con los CCSDM.

En el Predespacho, el ODS podrá limitar la máxima potencia transmisible en un vínculo para dejar un margen de reserva para áreas que toman energía de dicho vínculo y no cuentan con reservas en caso de falla del vínculo, de acuerdo a lo que establecen los CCSDM. En dicho caso, en el Predespacho se considerará que existe una condición de Congestión cuando se alcance el límite de transmisión, dejando libre la reserva en capacidad de transmisión priorizando la calidad y seguridad del SIN.

11.7.1 Administración de la Congestión

El ODS buscará administrar con el modelo diario de Despacho Económico las congestiones previstas para el día siguiente, para resolverlas con criterio de menor costo operativo dentro de las restricciones que imponen cumplir con los CCSDM.

Si los resultados del modelo de Despacho Económico no resuelven la Congestión, o en vínculos o áreas donde existe

condición de Congestión reiterada que permite al ODS conocer de la experiencia práctica la manera de resolverla, el ODS puede imponer restricciones adicionales al modelo diario de Despacho Económico para administrar la Congestión.

Para ello junto, con los estudios para el Predespacho, el ODS buscará identificar y administrar las congestiones previstas de transmisión mediante la representación en el modelo diario de Despacho Económico de: (i) la topología de la red de transmisión con sus restricciones; y (ii) restricciones adicionales y/o Generación Forzada para cumplir con los CCSDM, determinadas en los Estudios de Seguridad Operativa o mediante la experiencia en la operación del SIN en condiciones de Congestión reiterada.

11.7.2 Resultados

El ODS informará, junto con los resultados del Predespacho, las condiciones de Congestión previstas, las restricciones de transmisión incorporadas al modelo diario de Despacho Económico, el motivo, y la Generación Forzada causada por dichas restricciones o para resolver la Congestión.

11.8 Administración del Exceso de Generación

El ODS tiene la autoridad para reducir la generación despachada en períodos de exceso de oferta de generación, priorizando con criterio técnico y operativo los CCSDM y los SSCC.

Para cada hora, el ODS calculará:

- La máxima generación despachable con criterio económico, como la demanda horaria prevista menos la Generación Forzada requerida por el cumplimiento de los CCSDM y márgenes de SSCC para dicha hora;

- La oferta de generación renovable, como los pronósticos para generación no controlable (hidroeléctrica de pasada, eólica, solar fotovoltaica) más los requerimientos de generación mínima para evitar vertimiento en hidroeléctricas de embalse.

En caso de Congestión, el ODS realizará los cálculos para cada zona del SIN en ambos lados de la Congestión.

En caso de que en una hora, por baja demanda o por restricciones de transmisión o de CCSDM, la oferta de generación renovable es mayor que la máxima generación despachable con criterio económico, el ODS aplicará reducciones a la generación renovable de acuerdo a los siguientes criterios:

- Para Contratos Pre-existentes se considera el costo variable adicional de resultar en dicho contrato obligación de pagar a la energía no generada; y
- Repartir la reducción con criterio económico, teniendo en cuenta el costo variable adicional, en caso de existir.

El ODS deberá establecer una guía con el detalle del procedimiento para asignar las reducciones de generación ante exceso de oferta de generación renovable. En particular, la Guía para la Limitación de Generación Renovable Variable que elabore el ODS deberá cubrir todas las condiciones que requieran limitar generación renovable en el Predespacho o en la Operación en Tiempo Real debido a Congestión, restricciones para cumplir con CCSDM y exceso de oferta de generación.

11.9 Predespacho Inicial y Ofertas Regionales

El ODS realizará el Predespacho inicial con el modelo diario de Despacho Económico diario y la base de datos del SIN,

sin incluir transacciones regionales salvo los intercambios por Contratos Firmes Regionales.

11.9.1 Validación de Transacciones Regionales

El ODS debe validar las declaraciones de contratos y ofertas regionales que envían los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a realizar transacciones en el MER. La validación y modificaciones a las declaraciones se harán de acuerdo a lo que establece el RMER y esta Norma Técnica.

El ODS debe verificar que cada declaración de contratos firmes o no firmes regionales cumple con lo que establece el RMER. En caso de identificar algún incumplimiento con el RMER o discrepancias con el registro de contratos del EOR, el ODS informará al Agente del Mercado Eléctrico Nacional para que corrija la declaración dentro de los plazos definidos en el RMER. En caso de que el Agente del Mercado Eléctrico Nacional no solucione el incumplimiento o discrepancia, el ODS reducirá los intercambios declarados para el contrato o eliminará la declaración, de acuerdo a lo que sea necesaria para cumplir con el RMER. El ODS informará al Agente del Mercado Eléctrico Nacional las modificaciones realizadas y su justificación.

Con los resultados del Predespacho inicial, el ODS debe validar las ofertas regionales que declaren los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

- El ODS reducirá o eliminará, según corresponda, una oferta de inyección regional si: (i) la generación ofertada resulta generando para el Despacho Económico del SIN, (ii) está asignada como reserva para regulación de frecuencia en el Predespacho inicial, (iii) vulneraría restricciones de transmisión o de CCSDM del SIN, o (iv) vulneraría la capacidad en los nodos de la RTR u otros requerimientos

en el RMER.

- El ODS reducirá o eliminará, según corresponda, una oferta de retiro regional si, teniendo en cuenta los resultados del Predespacho inicial: (i) vulneraría restricciones de transmisión o de CCSDM del SIN, o (ii) vulneraría la capacidad en los nodos de la RTR u otros requerimientos en el RMER.

El ODS informará al Agente del Mercado Eléctrico Nacional toda modificación a su declaración de contratos u ofertas regionales, indicando el motivo y los intercambios u ofertas validadas.

El ODS informará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional los contratos regionales que hayan sido invalidados por el EOR.

11.9.2 Ofertas al Mercado de Oportunidad del MER

Junto con los resultados del Predespacho inicial, el ODS debe determinar y enviar al EOR las ofertas de oportunidad de inyección (generación) y de retiro (demanda) del SIN en los nodos de la RTR, para que el EOR las incluya en el Predespacho Regional.

Para cada hora del día siguiente, la oferta de inyección (venta) al mercado de oportunidad del MER incluirá la generación disponible en el SIN, excluyendo:

- La generación requerida en el Predespacho inicial ya sea generando, asignada como reserva u otro SSCC, o Generación Forzada por los CCSDM;
- La generación hidroeléctrica salvo condición de vertimiento con el objeto de reducir la energía vertida;
- La generación en las ofertas o contratos declarados de exportación (inyección) de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional para dicha hora, validada por el ODS.

Para cada hora del día siguiente, el ODS realizará ofertas de retiro (compra) del mercado de oportunidad del MER para reducir el costo en el Predespacho inicial de abastecer la demanda del SIN, así como el riesgo de restricciones al abastecimiento y/o de reemplazar con importación generación más cara del SIN; excluyendo la demanda en las ofertas o contratos declarados de importación (retiro) de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional para dicha hora, validadas por el ODS. En caso de que el Predespacho inicial asigne en una hora energía a la Unidad de Racionamiento Forzado o que la reserva asignada para regulación de frecuencia resulte menor que la requerida, el ODS debe incluir la energía correspondiente a dicho déficit como oferta de retiro (importación).

Las ofertas se presentarán como bloques cantidad-precio en los nodos, que correspondan a la RTR, en los que se oferta exportar (vender) o que se oferta importar (comprar) del mercado de oportunidad del MER.

11-10 Predespacho Regional

El EOR realizará el Predespacho Regional de acuerdo con los procedimientos y disposiciones en el RMER. El ODS tiene la responsabilidad del intercambio de información y coordinación con el EOR para el Predespacho Regional.

El ODS verificará que los intercambios regionales del SIN que resulten del Predespacho Regional propuesto por el EOR no vulneran las restricciones operativas de generación, de transmisión o de CCSDM del SIN. En caso de verificar que el Predespacho Regional no sería factible en el SIN, el ODS solicitará al EOR los ajustes necesarios, enviando la información requerida en el RMER, incluyendo la justificación de los ajustes requeridos. El ODS coordinará con el EOR para que realice los ajustes necesarios para garantizar que los intercambios en los nodos de la RTR para el día siguiente que

resultan del Predespacho Regional son factibles en el SIN.

11.11 Cronograma del Predespacho

Cada día, antes de las 9:00 horas, cada Coordinado debe suministrar al ODS la información requerida para el Predespacho del día siguiente. El Coordinado podrá indicar que mantiene la misma información que el Predespacho o Redespacho vigente.

Antes de las 9:30 horas, el ODS debe realizar: (i) la validación de datos para el Predespacho, (ii) el pronóstico de demanda total del SIN y por nodo de conexión, y (iii) completar y actualizar la base de datos del SIN para el Predespacho, sin incluir intercambios regionales. El ODS enviará al EOR la información sobre la red principal de transmisión de acuerdo a lo que establece el RMER.

Antes de las 10:00 horas, el ODS debe realizar la validación de la declaración de contratos y ofertas regionales, para enviar al EOR de acuerdo a lo que establece el RMER. Las inconsistencias que se identifiquen se deberán resolver en coordinación con el EOR y los Agente del Mercado Eléctrico Nacional que las declararon, y podrán ser modificadas o eliminadas de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica. Los ajustes y clarificaciones se acordarán antes de las 11:30 horas.

Antes de las 13:00 horas el ODS debe finalizar el Predespacho inicial, resultado del Despacho Económico y asignación de SSCC, pero sin incluir transacciones regionales, y calcular las ofertas de oportunidad al MER. El ODS publicará el Predespacho inicial en su página web.

El ODS debe enviar al EOR el Predespacho inicial del SIN antes de las 13:00 horas, incluyendo las ofertas de oportunidad

y los contratos regionales dentro de los plazos y con la información que establece el RMER.

El ODS realizará la coordinación con el EOR del Predespacho Regional y servicios auxiliares regionales de acuerdo con los procedimientos y plazos que se establecen en el RMER y las normas técnicas del ROM.

El EOR enviará al ODS el Predespacho Regional acordado dentro de los plazos establecidos en el RMER, pero no más tarde que las 16:00 horas.

Antes de las 18:00 horas, el ODS informará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional sus transacciones regionales resultantes y a incluir Predespacho final del SIN.

11.12 Predespacho Final

Una vez que finalice la validación y coordinación con el EOR y reciba la información del Predespacho Regional con el EOR, el ODS debe incorporar a la base de datos del SIN las transacciones regionales del Predespacho Regional. El ODS, con el modelo de Despacho Económico diario, realizará el Predespacho final del SIN, incluyendo la asignación de SSCC de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC.

Junto con el Predespacho, el ODS preparará la lista de mérito diaria de la reserva para regulación terciaria de frecuencia, y asignará el margen de reserva requerido con base en dicha lista de mérito diaria.

El ODS debe enviar los resultados horarios del Predespacho final a cada Coordinado, incluyendo según corresponda su Generación Programada, riesgo de déficit del SIN y programas de restricciones al abastecimiento, mantenimientos programados, intercambios regionales en los nodos de la

RTR, y asignación de SSCC, para que los implementen el día siguiente.

El ODS publicará en su página web antes de las 18:00 horas el Predespacho final para el día siguiente, incluyendo Generación Programada, Congestión prevista, Generación Forzada, transacciones regionales, asignación de reserva primaria, secundaria y terciaria para regulación de frecuencia, riesgo de déficit y, de corresponder, programa de Racionamiento al abastecimiento, y precios de oportunidad previstos.

11.13 Resultados del Predespacho

El ODS debe informar a los Coordinados el Predespacho final con los datos y resultados del despacho previsto para para el día siguiente, incluyendo:

- Condición de operación prevista, de acuerdo a lo definido en los CCSDM;
- Mantenimientos autorizados, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
- Ensayos programados;
- Generación Programada: Los valores horarios corresponden a la potencia a generar al comienzo de dicha hora. Adicionalmente, el ODS puede establecer valores intra-horarios (por ejemplo, cada quince o diez minutos) para las horas de rampa de la demanda, de manera de ajustar la rampa de generación al de la demanda;
- Precios de combustible y consumo de combustibles previsto;
- Demanda horaria y total;
- Restricciones previstas para la red de transmisión y para cumplir con los CCSDM;
- Cada Generación Forzada con el motivo que la justifica;
- Condiciones de Congestión: motivo que causa cada Congestión y medidas adoptadas para resolver la Congestión;

- Transacciones regionales: importación y exportación, por contratos, por Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, y en el mercado de oportunidad del MER;
- Asignación de reservas para regulación de frecuencia, identificando si se prevé reservas insuficientes;
- Consignas para el control de voltaje y potencia reactiva, identificando si se prevé riesgos en el control de voltaje;
- Abastecimiento de la demanda: si existe riesgo de déficit o Racionamiento programado previsto para el día siguiente (energía asignada a la Unidad de Racionamiento Forzado), nivel del déficit previsto, medidas adoptadas y programas horarios de racionamiento programado de existir;
- Precios horarios indicativos previstos para el Mercado de Oportunidad en los nodos del sistema principal de transmisión.

Junto con los resultados del Predespacho del SIN, el ODS informará la asignación de SSCC para el control de frecuencia y el despacho de reactivo para el control de voltaje y la Generación Forzada por SSCC, con la información que establece la NT-SSCC.

12 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y REDESPACHO

12.1 Responsabilidades del ODS

El ODS es el responsable de administrar y coordinar la Operación en Tiempo Real del SIN y las interconexiones regionales, incluyendo la coordinación de mantenimientos autorizados y la administración de los SSCC, con base en el Predespacho, o Redespacho de ser necesario, y cumplir con los CCSDM. El objetivo prioritario en tiempo real es mantener los CCSDM con criterio técnico y económico.

Para ello, el ODS tiene la autoridad de realizar modificaciones a la Generación Programada y la asignación de SSCC, enviando instrucciones en tiempo real a los Coordinados,

incluyendo requerir el arranque o parada de unidades o centrales generadoras, desconexión de cargas, realizar o requerir operaciones en la red de transmisión, y forzar generación.

El ODS debe mantener registros de las instrucciones, intercambios de datos e información relacionada con la Operación en Tiempo Real, incluyendo los casos en que un Coordinado incumple en tiempo real al Despacho Económico, asignación de SSCC o instrucciones del ODS.

12.2 Estado de Operación del SIN

El ODS buscará mantener el estado de Operación Normal en el SIN. En caso de contingencias o disturbios que afecten la seguridad del SIN, el ODS tiene la autoridad para tomar todas las medidas necesarias en tiempo real apartándose del Despacho Económico vigente hasta que realice un Redespacho, para mantener o recuperar la Operación Normal, de acuerdo a los procedimientos y principios que establecen los CCSDM, incluyendo lo siguiente:

- Postergar o cancelar pruebas o ensayos programados y mantenimientos autorizados;
- Actuar directamente sobre equipos de las Empresas Distribuidoras o Empresas Transmisoras para realizar maniobras;
- Requerir de urgencia Racionamiento al abastecimiento.

En Estado de Alerta, el ODS debe tomar las medidas necesarias para evitar en lo posible que el SIN pase a un Estado de Emergencia, incluyendo asegurar suficientes reservas para regulación de frecuencia.

Ante un Estado de Apagón, el ODS coordinará la recuperación del servicio de acuerdo a lo que establecen su guía de restablecimiento del SIN y la NT de SSCC.

12.3 Responsabilidad del Coordinado

Cada Coordinado debe cumplir con los programas y asignaciones instruidos por el ODS, incluyendo la respuesta y consignas de SSCC, cumpliendo con los parámetros en su habilitación, programas de Racionamiento, y la desconexión, incremento o reducción de la potencia generada.

La Empresa Distribuidora debe informar el comienzo y fin de la desconexión de carga, y la recuperación del suministro a usuarios luego de la actuación de esquemas de desconexión automática de cargas.

El Coordinado debe coordinar con el ODS las tareas de mantenimiento, el arranque y parada de generación, y las maniobras en tiempo real, así como informar inmediatamente todo cambio a la información suministrada para el Predespacho, incluyendo modificaciones a la disponibilidad de sus equipos o combustibles, o sus compromisos en la asignación de SSCC.

El Coordinado debe ejecutar inmediatamente las instrucciones del ODS en tiempo real, verificando previamente que no vulneren la seguridad de sus instalaciones, de las personas o sus obligaciones ambientales.

En caso de identificar condiciones de seguridad o ambientales que le impiden cumplir un programa del Despacho Económico vigente o una instrucción en tiempo real del ODS, el Coordinado debe informar inmediatamente al ODS, indicando el o los motivos de seguridad o ambientales que lo justifican para que el ODS lo tenga en cuenta e implemente medidas alternativas. Adicionalmente, el Coordinado debe enviar al ODS dentro de las siguiente veinticuatro (24) horas un informe o nota que sustente el no poder cumplir, adjuntando de ser necesario la documentación que lo avala.

Todo incumplimiento a una instrucción del ODS o programa resultante del Despacho Económico vigente será considerado una infracción del Coordinado, salvo que informe inmediatamente y provea justificación basada en criterios de compromisos o restricciones ambientales o de seguridad de las personas o de sus instalaciones, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica.

12.4 Administración de los Servicios Complementarios

El ODS debe supervisar durante la Operación en Tiempo Real los márgenes reales de reserva, el control de voltaje y perfiles de voltaje, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC, para verificar el cumplimiento de los CCSDM y tratando de mantener el estado de Operación Normal.

12.5 Administración de Congestión y Restricciones de Transmisión

El ODS debe supervisar durante la Operación en Tiempo Real las condiciones de Congestión, incluyendo el cumplimiento de los CCSDM y restricciones de transmisión.

De presentarse en tiempo real una condición de Congestión no prevista en el Predespacho o si la administración programada en el Predespacho no resuelve en tiempo real una Congestión prevista, el ODS debe priorizar el cumplimiento de los CCSDM y puede tomar medidas no previstas el Despacho Económico, incluyendo arranque y parada de generación, instrucciones de reducir o incrementar Generación Programada, o restricciones al abastecimiento para evitar sobrecargas en equipos de transmisión, hasta que el ODS realice un Redespacho para volver el SIN a una operación económica.

En la administración en tiempo real de una Congestión, el ODS debe priorizar el cumplimiento de los CCSDM y evitar

el riesgo que el SIN pase a un Estado de Emergencia o Estado de Apagón.

El ODS debe contar con guías operativas para decidir con criterio técnico la administración en tiempo real de la Congestión. Las guías de elaboración con base en Estudios de Seguridad Operativa y la experiencia en la operación, para garantizar mantener la continuidad del SIN y evitar el riesgo de apagón.

En particular, el ODS debe elaborar y actualizar cada vez que sea necesario la Guía para la Limitación de Generación Renovable Variable, de modo que permita administrar condiciones en tiempo real que varían con dicha generación y afectan la Congestión y el cumplimiento de los CCSDM.

12.6 Administración de Exceso de Generación

Si en la Operación en Tiempo Real resulta un exceso de oferta de generación renovable, el ODS deberá priorizar los criterios de CCSDM y la estabilidad del SIN, enviando instrucciones de reducción a la generación renovable con criterio similar al definido para el Predespacho.

12.7 Coordinación de Maniobras

El Coordinado es el responsable de realizar las maniobras en sus instalaciones, debiendo garantizar la seguridad de las personas y sus equipos. Ante emergencias o situaciones que requieran respuesta rápida, el ODS podrá realizar maniobras sobre instalaciones de un Coordinado para mantener la seguridad del SIN y cumplir con los CCSDM.

Cada Coordinado debe informar y coordinar con el ODS el comienzo y fin de cada maniobra correspondiente a mantenimientos autorizados, de acuerdo a lo que establece la NT de Mantenimientos.

El ODS tiene la autoridad para coordinar en tiempo real las maniobras de desconexión y conexión de las instalaciones de los Coordinados y el inicio o fin de mantenimientos autorizados, pudiendo requerir postergaciones o cancelaciones ante Racionamientos programados, Estado de Alerta o de Emergencia, o para cumplir con los CCSDM.

12.8 Racionamiento al Abastecimiento

La Empresa Distribuidora debe cumplir en tiempo real con los programas de Racionamiento requeridos en el Predespacho o Redespacho del ODS, o requerido por instrucciones del ODS ante emergencias o condiciones imprevistas que afectan el cumplimiento de los CCSDM, dentro de una banda de tolerancia de $\pm 5\%$.

La Empresa Distribuidora es la responsable de coordinar el Racionamiento programado total dentro de su área y mantener en la Operación en Tiempo Real dicho programa de Racionamiento forzado al abastecimiento.

De haberse programado Racionamiento en el Predespacho, el ODS debe realizar en tiempo real el seguimiento de las condiciones que causan el déficit, para identificar:

- Si es posible reducir o finalizar el Racionamiento programado ante un incremento respecto a lo previsto de la generación disponible, y/o menor demanda que la pronosticada; y/o finalizar una condición de Congestión que causaba déficit; o
- Si es necesario incrementar el Racionamiento programado debido a fallas o reducciones imprevistas en la disponibilidad de generación, o demanda significativamente mayor que la pronosticada; o una condición de Congestión no prevista en el Predespacho que causa déficit al abastecimiento para cumplir con los CCSDM.

En estas condiciones, el ODS anticipará a los Agentes Compradores que se están analizando posibles cambios a los programas de racionamiento forzado. El ODS realizará un Redespacho, ajustando los datos a las condiciones registradas, para determinar si se modifican los programas de Racionamiento forzado.

12.9 Redespacho

Ante condiciones en tiempo real que difieren significativamente de lo previsto en el Predespacho, el ODS podrá realizar un Redespacho, en particular ante alguna de las siguientes situaciones:

- Contingencias o indisponibilidades por otras causas de generación o capacidad de transmisión no previstas en el Predespacho que afecten significativamente el Despacho Económico o el abastecimiento de la demanda o los márgenes de reserva para regulación de frecuencia, y se prevé de acuerdo a la información disponible que se prolongará por lo menos tres (3) horas;
- Condiciones de Congestión no previstas que afecten el cumplimiento de los CCSDM y que se prevé se mantendrán por lo menos tres (3) horas;
- Restricciones o falta de combustible informados por la generación térmica en tiempo real, que no estaban previstas en el Predespacho;
- Condiciones de vertimiento que informe en tiempo real una central hidroeléctrica de regulación que no estaban previstas en el Predespacho

El ODS realizará el Redespacho para las horas restantes del día con el modelo diario de Despacho Económico. De resultar una condición de déficit, el ODS la administrará con los mismos criterios que en el Predespacho, pudiendo requerir Racionamientos programados al abastecimiento.

El EOR podrá requerir un redespacho regional en las condiciones y plazos que establece el RMER. El ODS es el responsable de coordinar con el EOR para garantizar que el redespacho regional es factible en el SIN, y realizar el Redespacho nacional teniendo en cuenta las modificaciones que resultan a las transacciones regionales.

El ODS informará a los Coordinados cuando realice un Redespacho, indicando los motivos que lo justifican, y enviando los cambios a la Generación Programada, asignación de SSCC, ajustes a la lista de mérito de reserva para regulación terciaria, transacciones regionales y/o programas de abastecimiento, según corresponda.

Cada Coordinado debe cumplir con el Redespacho vigente.

13 INFORMES DE OPERACIÓN

13.1 Posdespacho Operativo

El ODS informará a los Coordinados los resultados de la Operación en Tiempo Real de cada día a través del informe de Posdespacho Operativo, incluyendo lo siguiente:

- Condición de operación para cada hora;
- Inicio de operación comercial de nueva generación o equipamiento de transmisión, cuando corresponda;
- Demanda (energía horaria y potencia máxima) del SIN y de cada Agente Comprador;
- Mantenimientos, pruebas o ensayos realizados, identificando tipo y causa, y horas de inicio y fin;
- Generación (energía) y Potencia Efectiva disponible horaria, por tecnología, por unidad o central generadora, por Coordinado y total, y generación máxima del SIN indicando la hora;
- Causa de indisponibilidad de generación y restricciones o

- indisponibilidad de transmisión;
- Nivel en los embalses de regulación;
- Cada condición de Congestión, indicando si la Congestión estaba prevista en el Predespacho, e identificando el motivo, las medidas tomadas y consecuencias;
- Márgenes horarios para cada tipo de reservas de regulación de frecuencia con que operó el SIN, y si en una (1) o más horas no se pudo cumplir con las reservas requeridas según los CCSDM y la NT-SSCC, o variaciones de frecuencia o del perfil de voltaje fuera de los límites permisibles;
- Condiciones de voltaje fuera del rango admisible por los CCSDM;
- Generación Forzada, calculando los correspondientes sobrecostos;
- Condiciones que requirieron realizar un Redespacho;
- Intercambios regionales (retiros e inyecciones) por contratos, por Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, y en el mercado de oportunidad el MER;
- Estimación de energía no suministrada por Racionamiento programado y por contingencias, de existir;
- Otras observaciones que resulten necesarias.

13.2 Informe de Contingencia

Para cada contingencia en el SIN, el ODS realizará el análisis recopilando la información necesaria y preparará el correspondiente informe de contingencias. Los Coordinados deben enviar la información requerida por el ODS dentro de los plazos y formatos que defina el ODS.

El Coordinado, propietario o responsable de una instalación con falla o causante de la contingencia debe informar al ODS como mínimo lo siguiente:

- Actuación de los sistemas de protecciones;
- Equipos en falla, señalizaciones y alarmas;

- Un diagnóstico inicial de la contingencia y perturbaciones;
- Descripción de suministros afectados, pérdidas y daños ocasionados a sus instalaciones por la perturbación;
- Toda otra información que sea relevante para evaluar la contingencia y sus consecuencias

Con la información disponible y requiriendo información adicional e inspecciones de los Coordinados, el ODS analizará la secuencia de eventos para identificar la o las causas que originaron la contingencia. Como parte del análisis, el ODS podrá realizar o contratar estudios de potencia del SIN para obtener conclusiones, y evaluar medidas correctivas o preventivas para evitar que se repita la contingencia.

El ODS preparará la versión preliminar del informe de contingencia, y lo enviará a cada Coordinado afectado, e incluyendo todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, para que envíen comentarios u observaciones dentro de los siguientes siete (7) días hábiles pudiendo requerir modificaciones con la correspondiente justificación e información adicional.

Teniendo en cuenta los comentarios y observaciones recibidos dentro del plazo indicado, el ODS elaborará la versión final del informe de contingencia, incluyendo como anexo el resumen de los comentarios y observaciones recibidas y el motivo para aquellas que no fueron tenidas en cuenta. El ODS incluirá dicho informe junto con el Informe de Operación Mensual.

13.3 Informe de Operación Mensual

A más tardar diez (10) días hábiles de finalizado cada mes, el ODS preparará el Informe de Operación Mensual resumiendo los principales resultados y condiciones registradas durante el mes. El informe tendrá un alcance similar al posdespacho operativo. Se incluirá además los indicadores de desempeño

de pronósticos, y un análisis de restricciones de transmisión que causan condición de Congestión reiterada.

El ODS analizará para cada Congestión registrada en el mes, sus causas y las medidas tomadas para resolver la Congestión, con una estimación del costo de la Congestión, y lo incluirá en el Informe de Operación Mensual. El informe podrá incluir recomendaciones sobre ampliaciones o inversiones en el sistema principal de transmisión justificadas en el costo de resolver congestiones en el Predespacho y la Operación en Tiempo Real.

13.4 Informe de Operación Anual

Luego de finalizar cada año calendario y a más tardar sesenta (60) días hábiles el ODS preparará el Informe de Operación Anual resumiendo los principales resultados y condiciones registradas durante el año cubriendo un contenido similar al Informe de Operación Mensual.

14 SUPERVISIÓN Y EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO

14.1 Responsabilidad del ODS

El ODS tiene la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de los Coordinados con las obligaciones y procedimientos que establece esta Norma Técnica.

En particular, el ODS debe verificar el cumplimiento de los programas de generación, programas de Racionamiento al abastecimiento y asignación de SSCC.

A los efectos de verificar cumplimiento a la Generación Programada, asignación de SSCC y programas de

racionamiento, el ODS debe utilizar el Predespacho o el Redespacho vigente en dicha hora, y las instrucciones del ODS en tiempo real.

14.2 Indisponibilidades

El ODS tiene la responsabilidad de realizar el seguimiento de la indisponibilidad de cada unidad o central generadora y de los equipamientos de transmisión, así como de calcular la tasa de indisponibilidad forzada, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos. Dicha tasa de indisponibilidad se utilizará para la Planificación Operativa de Largo Plazo.

Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por falla o causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

El ODS calculará y actualizará la estadística y tasa de indisponibilidad forzada de unidades y centrales generadoras, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos, que se incluirá en el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo.

14.3 Incumplimiento al Suministro de Información

El incumplimiento de un Coordinado a las obligaciones de suministro de información en esta Norma Técnica debe ser informado por el ODS a la CREE, con copia al Coordinado.

El ODS tiene el derecho de completar la información faltante y corregir información que considera inválida. El Coordinado debe aceptar los resultados de los valores del ODS que afectan sus instalaciones y equipamiento en el Despacho Económico, cumplimiento de CCSDM y asignación de SSCC.

14.4 Incumplimiento al Despacho Económico e Instrucciones del ODS

Cada generación despachada o coordinada por el ODS tiene la obligación de cumplir con la Generación Programada y las instrucciones del ODS en tiempo real. Para una hora, se considera que existe un incumplimiento de la Empresa Generadora si para una unidad o central generadora la energía inyectada real medida difiere en más de una tolerancia de $\pm 5\%$ respecto a la Generación Programada o instrucciones de generación del ODS. Si la generación tiene asignada reserva primaria o secundaria para regulación de frecuencia, la tolerancia se incrementará en el porcentaje de reserva asignado.

Asimismo, la Empresa Generadora tendrá un incumplimiento si la unidad o central generadora está inyectando energía durante un período en que por Despacho Económico o por instrucción en tiempo real del ODS debería estar desconectada o parada.

La Empresa Distribuidora tiene la obligación de cumplir con los programas de Racionamiento en los despachos que informe e instruya el ODS. Para una hora, se considera que existe un incumplimiento de la Empresa Distribuidora si la energía horaria que toma de la red es 5% mayor que la demanda programada por el ODS luego de aplicar el Racionamiento.

Asimismo, la Empresa Distribuidora tendrá un incumplimiento si en un nodo de conexión a la red de transmisión en que el ODS requirió desconectar la demanda la Empresa Distribuidora continúa tomando energía de la red en dicho nodo.

14.5 Administración de Incumplimientos

El ODS debe informar al Coordinado cuando identifique incumplimientos, requiriendo que el Coordinado responda

dentro de un plazo no mayor que cinco (5) días hábiles a las observaciones y/o suministre la justificación del incumplimiento, de acuerdo al formato y medio que defina el ODS. El Coordinado tiene el derecho de responder y presentar la información para su descargo, y el ODS tiene la obligación de evaluarlas.

Si el Coordinado no responde dentro del plazo indicado, se considera que tiene un incumplimiento injustificado.

Si el Coordinado responde con una justificación válida, el ODS debe acordar con el Coordinado las medidas correctivas para evitar que se repita el incumplimiento.

El ODS debe informar a la CREE incumplimientos de los Coordinados que no suministren una justificación válida o que no responde dentro del plazo establecido.

Una condición de falta de combustible o restricciones de combustibles en la operación que no fue informada en el Predespacho se considera una infracción de la Empresa Generadora y el ODS notificará a la CREE. La salida de una unidad o central generadora térmica o restricciones a su disponibilidad por falta o restricciones de combustible será considerada indisponibilidad forzada durante las horas de la restricción.

El incumplimiento reiterado de un Coordinado al suministro de pronósticos para el Predespacho será notificado a la CREE.

En caso de que una máquina genere por encima de lo requerido por Despacho Económico o instrucciones, fuera de la tolerancia que define esta Norma Técnica, el ODS no reconocerá remuneración por venta en el mercado de oportunidad de esta energía (es decir, que se le asignará un precio cero).

Si un incumplimiento de un Coordinado provoca Generación Forzada, el ODS debe asignar a dicho Coordinado como compensación el pago del sobre costo por Generación Forzada.

15 TRANSITORIOS

15.1 Información

Al entrar en vigor esta Norma Técnica, todo aquel que califique como Coordinado debe enviar al ODS la información sobre su equipamiento requerida para la base de datos del SIN dentro de los siguientes treinta (30) días hábiles.

15.2 Medidores Comerciales de Agentes Compradores

Dentro de los siguientes noventa (90) días hábiles de entrar en vigencia esta Norma Técnica, cada Agente Comprador debe haber completado la instalación de los medidores comerciales en cada nodo de conexión al sistema principal de transmisión. Dichos nodos son sus puntos de entrada y salida para intercambios con el mercado y la frontera de datos para pronósticos de demanda que requieren los modelos de optimización para la programación de la operación y para que el ODS administre la programación y el Despacho Económico, los programas de racionamiento y los SSCC, y la Operación en Tiempo Real cumpliendo con los CCSDM.

El ODS es responsable de supervisar la auditoría o ensayos para verificar que los medidores cumplen con los requerimientos técnicos y de calidad para su certificación. En tanto no se establezca la Norma Técnica de Medición Comercial, los medidores comerciales deberán cumplir con las características y requisitos definidos para el MER en el RMER.

Durante el transitorio definido, cuando uno o más nodos de un Agente Comprador no cuente aún con el medidor

comercial, el ODS podrá estimar la demanda mediante valores en el SCADA u otra información de mediciones disponible, y utilizar dicha demanda a los efectos de realizar la programación de la operación que define esta Norma Técnica, supervisar cumplimiento de programas de abastecimiento y calcular desempeño de pronósticos de demanda de la Empresa Distribuidora.

15.3 Sistema de Medición Comercial

Dentro de los siguientes treinta (30) días hábiles de entrar en vigencia esta Norma Técnica, el ODS debe proponer y aprobar el diseño y alcance del sistema de medición comercial para la lectura remota y procesamiento de los medidores comerciales en el nodo de conexión de cada Coordinado, así como la estrategia para su implementación.

Dentro de los siguientes diez (10) meses a partir de la aprobación del sistema de medición comercial, luego de la de entrar en vigencia esta Norma Técnica, el ODS debe completar la instalación y ensayos del sistema de medición comercial. En la aprobación de la estrategia de implementación, la Junta Directiva del ODS puede autorizar, con la correspondiente justificación un plazo mayor para la puesta en servicio del sistema de medición comercial, pero no mayor a catorce (14) meses.

15.4 Operaciones de Transmisión

Durante los primeros seis (6) meses de entrar en vigencia esta Norma Técnica, el ODS podrá realizar la operación remota de instalaciones de una Empresa Transmisora en la medida que cuente con los mecanismos de control para ello. En caso de mantenimientos, el ODS podrá realizar las maniobras iniciales de desconexión y reconexión, pero bajo la coordinación y responsabilidad de la Empresa Transmisora de tomar las

medidas requeridas por seguridad y contar con el personal para realizar el mantenimiento.

Durante dicho período de seis (6) meses, el ODS debe acordar con la Empresa Transmisora la modalidad de operación al finalizar esta transición. Si la Empresa Transmisora requiere que el ODS continúe realizando operación remota de sus instalaciones, el ODS y la Empresa Transmisora deben acordar y firmar un acuerdo de operación que establece los límites de responsabilidades de cada parte.

En todos los casos, el cumplimiento de los indicadores de calidad de transmisión que establece la norma técnica de la CREE será responsabilidad de la Empresa Transmisora.

15.5 Pérdidas y Demanda

Dentro de los siguientes seis (6) meses de entrar en vigencia esta Norma Técnica, el ODS debe incorporar al modelo diario de Despacho Económico la representación de las pérdidas en la red de transmisión y la capacitación del personal en el uso de dicho modelo.

En tanto no se incorpore las pérdidas a la representación de la red en el modelo, el ODS representará las pérdidas en cada nodo incrementando la demanda prevista por el porcentaje estimado de pérdidas de transmisión en base a la energía e importación inyectada y medida con medidores comerciales. En los resultados del Predespacho el ODS informará las pérdidas asumidas.

15.6 Incumplimientos

Luego de un transitorio inicial de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, el ODS comenzará a aplicar el pago de compensaciones por incumplimientos que establece esta Norma Técnica.

Durante la transición, el ODS debe informar los incumplimientos aún cuando no se aplican compensaciones.

ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN

1 OBJETO

El Anexo Base de Datos del SIN (en adelante, este Anexo) tiene como objeto establecer de manera general la información técnica y operativa mínima que deben suministrar al ODS los Coordinados y que el ODS debe organizar en base(s) de datos para representar el SIN en los modelos y estudios.

El ODS elaborará y publicará en su página web el manual de la Base de Datos del SIN con la lista de detalle de la información técnica requerida de acuerdo a este Anexo. El ODS actualizará el manual cada vez que sea necesario para agregar, eliminar o clarificar información de la base de datos.

2 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN

Cada Empresa Generadora debe suministrar al ODS toda la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal, el Despacho Económico, la asignación de SSCC, y el cálculo de costos marginales del SIN.

Toda empresa con nueva generación comprometida en ventas a un Agente Comprador o prevista entrar en operación dentro de los siguientes dieciocho (18) meses debe suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Estudios de Seguridad Operativa, aún en el caso que todavía no califique como Coordinado.

La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente:

- Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación;
- Tecnología de generación;
- Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima operativa, y Consumo Propio de Generación informado como porcentaje de la potencia generada;
- Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, incluyendo diagramas;
- Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
- Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;
- Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, incluyendo entre otros: (i) parámetros y características para regulación primaria y secundaria de frecuencia; (ii) parámetros y características para regulación de voltaje y potencia reactiva, curva de capacidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- Información adicional según tecnología:
 - Para cada central hidroeléctrica: número de unidades generadoras, información técnica y operativas de la central y del embalse incluyendo nivel máximo y mínimo operativo, curva de volumen embalsado en función del nivel, volumen de regulación; caudal máximo y mínimo turbinable; factor de producción nivel del embalse-caudal; restricciones aguas debajo de existir, serie(s) de hidrología histórica; evaporación media mensual; y costos variables de operación y mantenimiento.
 - Para cada unidad térmica: tipos de combustibles (tales como combustible líquidos, gas natural, carbón), almacenamiento de combustibles, para el siguiente mes declaración de los Costos Variables de Generación incluyendo Consumo Específico de Combustible (medio y curva o rendimiento) según nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), y Costos de Arranque y Parada; tasa de indisponibilidad forzada prevista para generación nueva; cualquier restricción a la disponibilidad de combustibles. El ODS coordinará ensayos o una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.
 - Para cada central geotérmica: potencia máxima neta, tiempos y restricciones de arranque y parada, de operación previstas y su disponibilidad (por ejemplo, mantenimiento o trabajos en pozos).
 - Para cada central de biomasa: información similar a la generación térmica si combina la operación con quemado de combustible; y además tipo de biomasa, mezcla prevista (combustible – biomasa).
 - Para cada parque eólico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de medición de viento; pronósticos de generación diaria y horaria para la Programación Semanal y el Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.
 - Para cada parque solar fotovoltaico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en

estadística de irradiación; pronósticos de generación diaria y horaria para Programación Semanal y Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento,

3 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA TRANSMISIÓN

La Empresa Transmisora deberá suministrar al ODS toda la información necesaria para la programación de la operación, y para que el ODS realice los Estudios de Seguridad Operativa y cumplir con los CCSDM.

- Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de transmisión;
- Disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación reactiva, capacidad de cada vínculo de transmisión, cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;
- Entrada en operación de nuevo equipamiento o subestaciones de transmisión: fechas y datos del equipamiento;
- Datos referidos a Servicios Complementarios de la Empresa Transmisora para control de voltaje y potencia reactiva de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, y toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación;
- Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, información técnica en el punto de conexión.

4 INFORMACIÓN SOBRE MANTENIMIENTOS Y DISPONIBILIDAD

- Para generación y transmisión: información de mantenimientos anuales (mayores y menores),

actualización periódica, y mantenimientos no programados o de emergencia, de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos.

- Para generación: potencia disponible (prevista semanal y para despacho, modificaciones en tiempo real).

5 INFORMACIÓN SOBRE LA DEMANDA

- Para la Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora y el Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: puntos de conexión a la red de transmisión y para cada punto de conexión proyección de largo plazo y pronósticos de mediano y corto plazo de demanda (energía y potencia máxima) y perfiles de carga;
- Para la Empresa Distribuidora: detalle sobre los esquemas de desconexión automática de cargas;
- Datos referidos a Servicios Complementarios, incluyendo control de voltaje y potencia reactiva y Demanda Interrumpible, de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación.

ANEXO 2: TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICA Y VALOR DEL AGUA

1 Objeto

El Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctrica y Valor del Agua (en adelante este Anexo) tiene como objeto establecer los requisitos, criterios y procedimientos para definir el tipo de central hidroeléctrica que corresponde a una central hidroeléctrica con embalse, y para determinar el Valor del Agua.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Este Anexo aplica al ODS y a las Empresas Generadoras con centrales hidroeléctricas.

3 DEFINICIONES

A los efectos de este Anexo, a las definiciones en la Norma Técnica de Programación de la Operación (esta Norma Técnica) se agregan las siguientes:

Caudal Afluente: es el flujo de agua entrante a una central hidroeléctrica o en un embalse dado por aportes de ríos o lluvias, sin incluir caudal turbinado o vertimientos de centrales hidroeléctricas aguas arriba.

4 RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR DEL SISTEMA

El ODS es el responsable de determinar el tipo de central hidroeléctrica que corresponde a cada generación hidroeléctrica en el SIN, para tener en cuenta en la planificación, cálculo del Valor del Agua y el Despacho Económico.

Para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Económico del SIN, el ODS modelará las centrales hidroeléctricas del SIN teniendo en cuenta dentro de cada cuenca el encadenamiento de las centrales en el río y su interrelación.

El ODS utilizará para las centrales con embalses de regulación, como dato de entrada al modelo de Planificación Operativa de Largo Plazo, la serie histórica o hidrologías representativas, salvo para aquellos períodos en que el Generador informe aportes pronosticados y el ODS considere necesario incluir dichos pronósticos.

5 REQUISITOS Y OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

Toda Empresa Generadora que cuente con una o más centrales hidroeléctricas tiene la obligación de suministrar al ODS toda

la información sobre su equipamiento y la hidrología histórica, requerida para: (i) evaluar el tipo que le corresponde; y (ii) su modelado en la Planificación Operativa de Largo Plazo y Despacho Económico, de acuerdo a lo que se establece en esta Norma Técnica y el Anexo Base de Datos del SIN. Asimismo, debe suministrar y actualizar periódicamente el pronóstico de generación o de caudales afluentes, según corresponda.

6 TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La programación de la operación de los embalses y el despacho de las centrales hidroeléctricas dependerá de las características, restricciones e impacto de su operación en el SIN, de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Su potencia instalada;
- Su energía firme anual, calculada como la generación anual con una probabilidad de excedencia del 95% (probabilidad que en la serie histórica la generación anual sea superada);
- Su flexibilidad al despacho, o sea las limitaciones que le imponen a su operación las restricciones operativas y compromisos aguas abajo;
- La capacidad de su embalse (volumen útil para regulación) y la capacidad de transferir energía como agua embalsada entre distintos períodos;
- Su relación con otras centrales hidroeléctricas aguas arriba y/o aguas abajo;
- De tratarse de embalses de usos múltiples, las restricciones a su operación a mediano y largo plazo debido a los compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, etc.)

Con base en estos parámetros se diferencian, para la planificación y programación de la operación y el Valor del Agua, los tipos de centrales hidroeléctricas que se definen en este Anexo.

6.1 CENTRALES DE CAPACIDAD ANUAL

La central hidroeléctrica de capacidad anual cuenta con un embalse y flexibilidad de operación que permiten transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres (3) o más meses. Su potencia instalada y energía firme representan un porcentaje significativo en cubrir el abastecimiento del SIN a mediano y largo plazo.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica debe cumplir las siguientes condiciones.

- La potencia instalada debe ser mayor o igual al 5% de la demanda máxima anual prevista para el SIN en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre;
- La energía firme debe ser mayor o igual que el 1.5% de la generación anual prevista para el SIN en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre;
- El volumen útil debe representar por lo menos veinticinco (25) días de generación a carga máxima, o sea veinticinco (25) días de erogación al máximo caudal turbinable;
- No tiene restricciones aguas abajo que afecten significativamente su despacho a nivel mediano plazo, diario y horario.

6.2 CENTRALES DE CAPACIDAD MENSUAL

La central hidroeléctrica de capacidad mensual no califica como capacidad anual, pero tiene las características de embalse y operación que le permiten transferir energía como volumen embalsado dentro del mes, pudiendo transferir energía entre distintas semanas de un mes. Su potencia instalada representa un porcentaje significativo de la demanda máxima del SIN. La operación del embalse y despacho hidroeléctrico pueden afectar significativamente el suministro y los costos o precios de una semana respecto a otra semana del mes.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica debe cumplir con las siguientes condiciones:

- No calificar como central de capacidad anual;
- La potencia instalada debe ser mayor o igual al 1.5% de la demanda máxima anual prevista para el SIN en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre;
- En condiciones de hidrología media (hidrología de un año medio), debe ser posible empuntar por lo menos el 50% de su energía;
- El volumen útil debe representar por lo menos siete (7) días de generación a carga máxima, es decir, días de erogación del máximo caudal turbinable.

6.3 CENTRALES DE CAPACIDAD SEMANAL

La central hidroeléctrica de capacidad semanal, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tiene posibilidades de realizar por lo menos regulación dentro de la semana, o sea transferir energía como agua embalsada entre distintos días de la semana. Como consecuencia, su operación puede afectar el suministro de la demanda diario y precios horarios.

Para pertenecer a este tipo, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- No calificar como capacidad anual o capacidad mensual;
- La potencia instalada debe ser mayor o igual al 1% de la demanda máxima anual prevista para el SIN en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre;
- En condiciones de hidrología media, debe ser posible empuntar por lo menos el 20% de su energía;
- El volumen útil debe representar por lo menos dos (2) días de generación a carga máxima, es decir, dos (2) días de erogación del máximo caudal turbinable.

6.4 CENTRALES DE PASADA

Se incluyen en este tipo toda central hidroeléctrica que no califique como de capacidad anual, mensual o semanal.

Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación de la operación y el Despacho Económico del SIN, el ODS considerará generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda, o la previsión horaria de programas de generación que informe la Empresa Generadora o estimaciones propias del ODS en caso de no suministrar la Empresa Generadora las previsiones requeridas.

De tratarse de una central de pasada cuyo caudal entrante está dado solamente por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba, se considerará generando el caudal medio entrante que resulta como la suma del caudal erogado por las centrales aguas arriba.

7 PROGRAMACIÓN SEMANAL

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Semanal con el cálculo del Valor del Agua, representando la oferta hidroeléctrica de acuerdo al tipo de central hidroeléctrica:

- Para las centrales con capacidad anual, mensual y semanal, su oferta se representará como un volumen embalsado (función del nivel inicial y cuales afluentes previstos) y su correspondiente curva de Valor del Agua;
- Para las restantes centrales hidroeléctricas (de pasada), su oferta se representará como la energía disponible función de sus pronósticos de aportes más los caudales erogados por otras centrales aguas arriba, en caso de existir, con Valor del Agua cero.

La Programación Semanal determinará el volumen a turbinar o el paquete de energía a generar semanal y diariamente en cada central hidroeléctrica, de acuerdo a la optimización semanal hidrotérmica.

8 VALOR DEL AGUA

El Valor del Agua de una central hidroeléctrica representa, para el agua embalsada, el costo futuro esperado de reemplazo, y permite determinar para centrales de capacidad anual, mensual o semanal la energía óptima a despachar.

El Valor del Agua se considera cero para centrales hidroeléctricas en condición de vertimiento.

Para las centrales hidroeléctricas que califican como de pasada, el Valor del Agua es cero al no poder desplazar energía para impactar significativamente el abastecimiento y Despacho Económico del SIN, y su costo variable estará formado por el costo variable de operación y mantenimiento.

9 RESTRICCIONES

Las restricciones hidráulicas (operativas o aguas abajo) de una central hidroeléctrica pueden forzar apartamientos del despacho hidrotérmico óptimo, llevando a las posibles siguientes condiciones:

- Por las restricciones informadas por la Empresa Generadora, la central resulta despachada generando más que el Despacho Económico del SIN, y el Valor del Agua real es mayor que el óptimo. En este caso, el mayor Valor del Agua no será tenido en cuenta por el ODS para el cálculo del precio de la energía en el MEN, ya que parte o toda la generación está forzada por restricciones propias de la central hidroeléctrica.

- La central resulta generando menos, hasta un nivel con Valor del Agua menor que el óptimo, debiendo el ODS despachar otra generación para cubrir el faltante.

Asimismo, la capacidad de absorber la oferta hidroeléctrica en el SIN puede estar limitada por las siguientes restricciones del SIN:

- La máxima potencia transmisible debido a restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM;
- Generación con prioridad de despacho y las restricciones de CCSDM que requieren Generación Forzada térmica.

En una condición normal de operación de una central hidroeléctrica sin restricciones activas, o sea que no está forzada por restricciones del embalse o requerimientos aguas abajo, ni está limitada por la capacidad de transmisión o restricciones aguas abajo, el Valor del Agua será consistente con su despacho.

De activarse restricciones del SIN, la central hidroeléctrica puede resultar con un despacho menor que el óptimo, entregando menos generación que la correspondiente al despacho óptimo del SIN por no poderse ubicar toda la generación hidroeléctrica óptima. En particular, esta condición puede llevar a excedentes hidráulicos que fuercen vertimiento.

El ODS debe incluir en los modelos las restricciones que son conocidas o previstas, para ser tenidas en cuenta en la Planificación Operativa de Largo Plazo y Programación Semanal, y que la energía hidroeléctrica se ubique en la programación a lo largo de las semanas, evitando en lo posible vertimientos.

De resultar de la Programación Semanal un excedente en la oferta hidráulica en el SIN, se deberá limitar la energía a

generar por las centrales hidroeléctricas y se distribuirá la disminución proporcionalmente a su energía ofertada.

ANEXO 3: COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

1 OBJETO

El Anexo Costos Variables de Generación (en adelante, este Anexo) tiene como objeto establecer lo siguiente:

- Los componentes y criterios para los Costos Variables de Generación;
- Los componentes y criterios para el Costo de Arranque y Parada de generación térmica;
- Los requisitos de información;
- Los procedimientos para informar, calcular, evaluar y auditar los Costos Variables de Generación a utilizar por el ODS en la planificación de la operación y el Despacho Económico.

El ODS elaborará un manual para la implementación de este Anexo, con el detalle de los costos, metodología de detalle del cálculo, información a suministrar por la Empresa Generadora, y las verificaciones y datos realizados por el ODS.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Este Anexo aplica a los siguientes:

- El ODS;
- Las Empresas Generadoras;
- La Empresa Distribuidora con Contratos Pre-existentes.

3 DEFINICIONES

A los efectos de este Anexo, a las definiciones en la Norma Técnica de Programación de la Operación se agregan las siguientes:

Costo Variable Térmico: es el costo de operar una unidad generadora térmica que varía con la carga de la unidad, y que se compone de los costos de combustible más el costo variable de operación y mantenimiento.

Costo Variable de Centrales Hidroeléctricas de Embalse: es el costo futuro que se utiliza para la planificación de la operación y el Despacho Económico, determinado como el Valor del Agua según los resultados del modelo de optimización hidrotérmica empleado en la Planificación Operativa de Largo Plazo por el Operador del Sistema, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctrica y Valor del Agua.

Costo Variable de Operación y Mantenimiento: es el costo variable necesario para operar y mantener una unidad generadora, que depende del grado de carga de la unidad o central generadora.

4 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

4.1 Precios de Referencia

El precio de combustible para el cálculo de los Costos Variables Térmicos estará dado por el precio internacional más el costo de internación y de transporte hasta la central.

El ODS debe establecer los precios de referencia los combustibles con base en una fuente de referencia reconocida. Para aquellos combustibles en que exista un precio de referencia oficial en el país, el ODS podrá utilizar dichas referencias nacionales. Para los otros combustibles, el ODS definirá las referencias a utilizar, por ejemplo, la publicación Platts, o para la generación que vende en Contratos Pre-existentes, las referencias o indexación de precios de combustibles o de energía en dichos contratos, en caso

de existir. El ODS propondrá las fuentes para precios de referencias de combustibles a la CREE para su aprobación. En tanto la CREE no emita su opinión, el ODS debe utilizar la referencia propuesta. La CREE puede rechazar una fuente de precio de referencia propuesta por el ODS, indicando al mismo tiempo la fuente de referencia que debe utilizar el ODS, con la correspondiente justificación. A partir de ser notificada esta decisión, el ODS debe utilizar la referencia indicada por la CREE.

El ODS actualizará los precios de combustibles cada semana con base en las variaciones en los precios de referencia. Para información de los Coordinados, el ODS incluirá en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo los precios de referencia utilizados en el estudio, y en la Programación Semanal, los precios de referencia vigentes.

El ODS debe utilizar para el cálculo de los Costos Variables Térmicos en la planificación y programación, los precios de referencia de los combustibles, excepto para la generación que vende en los Contratos Pre-existentes, para los cuales debe utilizar los precios de la energía con las fórmulas de ajuste en dichos contratos.

4.2 Precio y Costo de Compra de Combustible

Las Empresas Generadoras deben suministrar al ODS la información del costo de combustible comprado y que se encuentra en sus tanques de almacenamiento, adjuntando la documentación que lo valida, de acuerdo a lo siguiente:

- Cada vez que compra combustible, informar al ODS adjuntando la correspondiente factura y comprobante de pago indicando la moneda en que se compró el combustible:
 - Volumen de combustible comprado;

- Volumen de combustible almacenado, previo a la descarga del combustible comprado;
- Precio del combustible, si el combustible se entrega en la central generadora, se debe separar el precio y costo del combustible del precio y costo del transporte;
- Costo de transporte del combustible hasta la central;
- Costo de internación, en caso de tratarse de combustible importado por la Empresa Generadora.
- Dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, enviar al ODS un Informe de Combustibles listando las compras realizadas en el mes anterior y el volumen almacenado al comienzo y fin del mes anterior. Si no realizó ninguna compra dicho mes, el informe debe confirmarlo.

5 COSTO VARIABLE TÉRMICO

El Costo Variable Térmico se determina como el costo variable de combustibles más el costo variable no combustibles.

El costo variable de combustible de una unidad generadora térmica se calcula como el costo del combustible, por unidad de combustible, multiplicado por el Consumo Específico de Combustible (curva de rendimiento de cada unidad generadora, según su grado de carga), y dividido por el poder calorífico inferior del combustible.

El costo variable no combustible está dado por el Costo Variable de Operación y Mantenimiento, es decir, el costo de operación y mantenimiento relacionado a la generación de energía.

6 COSTO DE ARRANQUE Y PARADA

El ODS realizará el cálculo y la validación del Costo de Arranque y Parada de una generación térmica teniendo en cuenta lo siguiente:

- Costos del consumo de combustible en el proceso de arranque hasta la sincronización a la red, y de parada desde que se desconecta de la red hasta su parada final. Esos costos podrán determinarse con base en ensayos que consideren el tipo de tecnología de la máquina o central;
- Impacto en la programación de mantenimientos de las horas de operación ajustadas por horas equivalentes por cada arranque (costo variable de mantenimiento debido al número de arranques).

Si otra tecnología de generación considera que tiene costos de arranque significativos, podrá solicitar al ODS, con copia a la CREE, que se los incluya con la documentación que demuestra y valida este requerimiento. La Empresa Generadora deberá realizar ensayos y auditorías, con la participación y supervisión del ODS, para demostrar sus costos de arranque. Los costos de ensayos y auditorías serán a cargo de la Empresa Generadora.

Los arranques y paradas requeridos por el ODS para una unidad generadora térmica cuyo tiempo de arranque hasta sincronismo sea mayor o igual a dos (2) horas serán reconocidos como el Costo de Arranque y Parada verificado y calculado por el ODS, en los siguientes casos:

- La unidad es asignada por el ODS como Reserva Fría y el ODS convoca dicha Reserva Fría en tiempo real de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC: El costo del arranque para proveer la Reserva Fría requerida por las instrucciones del ODS será remunerado si la unidad generadora cumple con el tiempo de respuesta comprometido como Reserva Fría, en cuyo caso el costo del arranque es parte de los costos de dicho Servicio Complementario;
- El arranque en la Generación Programada en el Despacho Económico del ODS (Predespacho o Redespacho) será reconocido como requerido para la programación de la operación si su parada anterior también fue requerida por el

ODS, considerándose que dicho costo reconocido es parte del costo de la energía, ya que el arranque y parada resulta de la optimización del despacho de generación;

- El arranque requerido por instrucciones del ODS en tiempo real para administrar emergencias o mantener los CCSDM o resolver una Congestión, se considera como costo reconocido y parte del costo de la reserva para regulación terciaria si la generación se sincroniza dentro de los plazos correspondiente al tiempo de arranque declarado, en cuyo caso el costo del arranque es parte de los costos de dicho Servicio Complementario;

Los Costos de Arranque y Parada reconocidos serán remunerados en el mercado salvo que la unidad generadora venda en un Contratos Pre-existentes u otro contrato de venta a la Empresa Distribuidora y dicho contrato incluye la remuneración del costo de arranque.

Los arranques y/o paradas causados por mantenimientos o fallas u otra decisión de la Empresa Generadora no recibirán una remuneración adicional.

7 RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

El ODS tiene la responsabilidad de verificar los costos variables declarados por las Empresas Generadoras para establecer los costos variables a utilizar en la programación de la operación y el Despacho Económico, e incorporar estos a la Base de Datos del SIN, conforme a lo establecido en la Sección 9 (VERIFICACIÓN Y CUMPLIMIENTO) de este Anexo. El ODS informará a la Empresa Generadora y a la CREE sobre los resultados de las validaciones realizadas.

8 OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES

Todos los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho a la producción de estas, están

obligados a poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de sus unidades o centrales generadoras, declarando la información de sus Costos Variables de Generación para el Despacho Económico de acuerdo a lo que se establece en este Anexo.

La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente:

- Generación térmica: La Empresa Generadora debe suministrar una declaración mensual de Costos Variables Térmicos y Costo de Arranque y Parada para el mes siguiente junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo. El Costo Variable Térmico por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el Costo Variable Térmico vigente o ajustarlo de acuerdo a precios de referencia.
 - Generación con Contrato Pre-existente: suministrar el precio de la energía correspondiente a su contrato, y fórmulas de ajuste; indicar si el contrato incluye remuneración por arranque y parada y, de no ser así, suministrar la información de Costo por Arranque y Parada similar al requerido para la generación sin Contrato Pre-existente. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato.
 - Generación sin Contrato Pre-existente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga,

poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada.

- El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para validar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.
- En caso de que la Empresa Generadora no realice la declaración mensual durante dos (2) meses, el ODS deberá realizar una auditoría técnica para verificar los Costos Variables Térmicos, y el costo de dicha auditoría será a cargo de la Empresa Generadora dado el incumplimiento en su obligación a la declaración mensual.
- Centrales generadoras hidroeléctricas: El costo variable para la optimización hidrotérmica y el Despacho Económico será el Valor del Agua calculado por el ODS junto con la Programación Semanal, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua. La Empresa Generadora debe enviar la información requerida en dicho anexo. El ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de las centrales hidroeléctricas que afectan su despacho y Valor del Agua.
- Generación geotérmica: La Empresa Generadora debe suministrar una declaración mensual de Costos Variables de Generación para el mes siguiente junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente.
 - Generación con Contrato Pre-existente: suministrar el precio de la energía correspondiente a su contrato, y fórmulas de ajuste en caso de corresponder. La

Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información mediante una notificación al ODS de que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato.

- Generación sin Contrato Pre-existente: suministrar el Costo Variable de Operación y Mantenimiento, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente.
- Generación solar fotovoltaica y eólica:
 - Generación con Contrato Pre-existente: El costo variable se considera nulo para el Despacho Económico, de acuerdo a lo establecido en el marco legal. La Empresa Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir excedentes que no resultan previstos generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha energía al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER excedentes cuando existan debido a la información faltante.
 - Generación sin Contrato Pre-existente: La Empresa Generadora debe suministrar, junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo, una declaración mensual del Costo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes siguiente, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho

Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente.

9 VERIFICACIÓN Y CUMPLIMIENTO

El ODS es responsable de realizar la validación de los costos variables de la generación de acuerdo a lo que establece este Anexo.

El ODS tiene la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de las Empresas Generadoras a la declaración de costos y otra información de acuerdo a lo requerido en este Anexo.

Se considera que la Empresa Generadora tiene un incumplimiento referido a este Anexo en los siguientes casos:

- No suministrar al ODS en tiempo y forma la declaración de costos variables;
- Suministrar información incompleta o datos no válidos o falsos en la declaración de costos variables;
- Para generación térmica, no suministrar al ODS en tiempo y forma la declaración de información para los Costos de Arranque y Parada, o suministrar información incompleta o datos no válidos o falsos;

Al detectar un incumplimiento, el ODS debe informar a la Empresa Generadora con la correspondiente justificación, y requiriendo que responda dentro de un plazo no mayor que siete (7) días hábiles, completando o corrigiendo la información, y suministrando documentación que demuestre la validez de los valores declarados.

Si la Empresa Generadora no responde dentro del plazo indicado, o el ODS considera que los nuevos datos continúan

no siendo válidos o que la documentación suministrada no justifica la declaración, el ODS corregirá los valores informados y determinará los costos con estimaciones propias teniendo en cuenta los precios de referencia y Costos Variables de Generación y/o Costos de Arranque y parada y/o Costos Variable de Operación y Mantenimiento de otra generación similar.

El ODS notificará a la Empresa Generadora, con copia a la CREE, los costos variables, y cuando corresponda los Costos de Arranque y Parada, adoptados con la justificación que la información suministrada se considera no válida o incompleta.

En caso de considerarlo necesario, la CREE podrá auditar los costos variables declarados por los Generadores.

10 TRANSITORIOS

Al entrar en vigencia esta Norma Técnica, el ODS elaborará un plan para realizar los ensayos y auditorías que requiera este Anexo dentro de un plazo no mayor que tres (3) meses.

Durante dicho plazo, el ODS deberá utilizar los valores disponibles de Costos Variables de Generación. El Costo de Arranque y Parada de una generación térmica no recibirá remuneración en tanto no se realicen los correspondientes ensayos y/o auditorías.

ANEXO 4: MODELADO DEL DÉFICIT

1 OBJETO

El objeto del Anexo Modelado del Déficit (en adelante, este Anexo) es establecer el modelado de la Unidad de Racionamiento Forzado para representar niveles de restricciones al abastecimiento ante un riesgo de déficit

causado por faltante de generación o restricciones de transmisión y CCSDM.

Modelar la Unidad de Racionamiento Forzado tiene los siguientes objetivos:

- Incluir en la optimización de la operación de embalses con regulación el costo de restricciones al abastecimiento, para que los modelos valoricen el agua buscando minimizar el riesgo de falta de reserva o de Racionamiento, y lograr que el déficit se elimine o sea administrable;
- Contar con un mecanismo en la Planificación Operativa de Largo Plazo y la Programación Semanal para medir con anticipación el volumen y potencial costo de déficit futuros, para tomar medidas correctivas con anticipación buscando evitar o minimizar el riesgo de Racionamiento forzado;
- Programar en el Predespacho y Redespachos programas de restricciones horarias al abastecimiento, para informar a los Agentes Compradores para que implementen las medidas necesarias.

12 UNIDAD DE RACIONAMIENTO FORZADO

La Unidad de Racionamiento Forzado debe representar adecuadamente el costo del riesgo de restricciones al abastecimiento ante distintos niveles de déficit. Un costo bajo, asignado artificialmente, llevaría a reducir el Valor del Agua resultando en una mayor utilización de generación hidroeléctrica en las siguientes semanas, lo cual incrementaría el riesgo futuro de déficit causado por un vaciado no óptimo de los embalses.

El ODS debe incluir la Unidad de Racionamiento Forzado en los modelos con costo variable, como si correspondiera a generación adicional, variando para distintos niveles de déficit.

La Unidad de Racionamiento Forzado se modelará con cuatro (4) bloques, cada bloque con los siguientes componentes:

- Carga (potencia máxima) definida como un porcentaje de la demanda del SIN a la que aplicaría restricciones al abastecimiento. La potencia del bloque representa la restricción a aplicar;
- Costo variable asociado a la restricción a implementar ante la condición de déficit correspondiente al nivel de Racionamiento / demanda del bloque. El costo variable del bloque estima un costo representativo de la restricción a aplicar, y representa el precio en el mercado de oportunidad a partir del cual se aplicaría la restricción definida para el bloque.

Cada bloque representará un nivel de restricciones mayor y por lo tanto tendrá un costo creciente respecto al bloque anterior. El primer bloque representa una condición en que se opera con reducciones a la reserva para regulación de frecuencia. Al último bloque le corresponde el costo de la energía no suministrada y representará una condición de Racionamiento prolongado al abastecimiento de la demanda.

- Bloque 1: Representa el riesgo de faltantes de reserva suficiente para regulación de frecuencia. La potencia máxima del bloque será 5% de la demanda, representando el margen de reserva para regulación de frecuencia que requiere el RMER. Su costo será el precio de la Demanda Interrumpible habilitada, calculado como el promedio ponderado de las ofertas de Demanda Interrumpible. De no haber Demanda Interrumpible habilitada, se asignará el precio medio (anual o mensual) de la Reserva Fría o el precio máximo de la lista de mérito de la Reserva Fría. En caso de no existir precio de la Reserva Fría o su precio resultar menor que el Costo Variable Térmico, se le asignará el costo variable de la unidad generadora térmica más cara

que despacha el ODS incrementado en un 5%. Este diseño modela que no se reduce el margen de reserva en tanto exista otra generación disponible que pueda abastecer la demanda.

- Bloque 2: Representa el riesgo de déficit que puede requerir Racionamientos programados rotativos a los usuarios durante los días hábiles. Corresponderá a un nivel de déficit mayor que el bloque 1, con una potencia mínima de 5% de la demanda y una potencia máxima igual al 10% de la demanda del SIN. Se le asignará el costo del bloque 1 incrementado en un 10 %. Este diseño modela que no se despacha el bloque 2 en tanto el déficit no sea mayor al 5% de la demanda que cubre el bloque 1, y cubra hasta el 5% para totalizar junto con el bloque 1 el 10% de la demanda.
- Bloque 3: Representa el riesgo de déficit que puede requerir Racionamientos programados rotativos a los usuarios con duración diaria mayor que el bloque 2. Corresponderá a un nivel de déficit mayor que el bloque 2 pero con una potencia máxima igual al 30% de la demanda del SIN. Su costo será el costo del bloque 2 incrementado en un 20%, excepto que resulte mayor que el costo de la energía no suministrada del bloque 4 en cuyo caso será igual al promedio entre el costo variable del bloque 2 y del bloque 4. Este diseño modela que no se despacha el bloque 3 en tanto el déficit

no sea mayor al 10% de la demanda, ya que hasta déficit 10% es cubierto por los bloques 1 y 2.

- Bloque 4: El último bloque corresponde a un nivel de restricciones no controlable que obligue Racionamiento forzado significativos, con precio mayor que el bloque 3, por lo que solamente resultará despachado de existir un nivel de déficit mayor que el bloque 3 y hasta 100% de la demanda del SIN. Este diseño modela que no se despacha el bloque 4 en tanto el déficit no sea mayor al 30% de la demanda, ya que hasta ese nivel de déficit es cubierto por los bloques 1 a 3. El costo variable de este bloque es el costo de la energía no suministrada definido por la CREE mediante estudios. En tanto no exista dicho estudio se le asignará, por consistencia con el modelado y optimización del EOR, el costo de la energía no suministrada para Honduras estimado mediante estudios en el MER. En caso de que la CREE establezca un costo de la energía suministrada distinto al del EOR, el ODS informará al EOR junto con el estudio e información suministrada por la CREE para justificar dicho valor. La CREE puede realizar nuevos estudios para actualizar el costo de la energía no suministrada de acuerdo a la metodología que defina la CREE para dicha actualización.

| Bloque | Porcentaje de Restricción |
|--------|---------------------------|
| 1 | Hasta 5% |
| 2 | Más de 5% hasta 10% |
| 3 | Más de 10% hasta 30% |
| 4 | Más de 30% |

De considerarlo conveniente y necesario para modelar adecuadamente el costo del riesgo de Racionamiento, el ODS podrá acordar con el Comité de Agentes:

- Modificar los porcentajes de demanda en los bloques 2 y 3;
- Agregar más bloques intermedios a la representación de Unidad de Racionamiento Forzado.

De acordarse modificaciones el modelado de la Unidad de Racionamiento Forzado, el ODS elaborará la modificación a este Anexo y lo enviará a aprobación de la CREE, documentando la justificación y acuerdo con el Comité de Agentes.

3 PREDESPACHO

De resultar en el Predespacho potencia asignada en una o más horas a la Unidad de Racionamiento Forzado, corresponderá a las restricciones a implementar con medidas requeridas por el ODS, ya sea convocando Demanda Interrumpible, requiriendo importación del MER, y/o informando programas de Racionamiento a los Agentes Compradores. De requerirse programas de Racionamiento, se distribuirá entre dichos Agentes Compradores, priorizando el abastecimiento de la demanda contratada.

El ODS informará el programa de Racionamiento a los Agentes Compradores junto con la información del Predespacho.

4 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Si como consecuencia de contingencias o disturbios significativos no previstos se produce una condición de déficit durante la Operación en Tiempo Real, el ODS debe realizar un Redespacho para determinar con las restricciones a implementar de acuerdo a la potencia horaria asignada a la Unidad de Racionamiento Forzado. El procedimiento y criterios será similar que para el Predespacho.

El ODS debe informar a los Agentes Compradores cambios en los programas de Racionamiento forzado que resultan de un Redespacho con una anticipación no menor que noventa (90) minutos. Durante dicho periodo, el ODS podrá aplicar esquemas de desconexión manual de cargas, de acuerdo a lo que establece la NT-SSCC.

5 ADMINISTRACIÓN DE CONGESTIÓN

En caso de restricciones que causen Congestión de transmisión en el Predespacho, en la Operación en Tiempo Real o en el

Redespacho, el ODS puede incluir en el modelado distintas Unidades de Racionamiento Forzado en las áreas que separa y afecta la Congestión.

ANEXO 5: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO

1 OBJETO Y ALCANCE

Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) son el conjunto de requerimientos técnicos mínimos que el ODS debe tener en cuenta en la planificación de la expansión, en la Planificación Operativa de Largo Plazo y Programación Semanal de la operación, coordinación de mantenimientos, Despacho Económico y Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras.

El Anexo Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (en adelante, este Anexo) establece los CCSDM del SIN de Honduras ante condiciones normales de operación y ante Perturbaciones debido a contingencias y a la variabilidad de la demanda o de la generación, incorporando también los requerimientos y criterios establecidos en Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Los CCSDM se establecen con el objetivo de: (i) mantener un nivel de continuidad y confiabilidad adecuado en el sistema de transmisión; (ii) proteger redes y equipos y mantener un nivel de calidad adecuado para el uso de los equipos eléctricos de los consumidores finales; y (iii) mantener armonía con los criterios regionales de calidad y seguridad entre los sistemas eléctricos nacionales del MER.

Los CCSDM se definen para condición de Operación Normal (CCSDM normal), para Estado de Alerta, y para condición de Operación de Emergencia (CCSDM emergencia).

Es responsabilidad del Operador del Sistema (ODS) realizar los estudios eléctricos y económicos, programaciones, y asignaciones para cumplir con los CCSDM, y coordinar con el Ente Operador Regional (EOR) para que los intercambios regionales programados no vulneren los CCSDM del SIN. Para cumplir con esta obligación, el ODS tiene la autoridad de supervisar, establecer mecanismos y servicios, e instruir las medidas y acciones necesarias, de acuerdo a lo que se establece en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y sus normas técnicas.

Es obligación de toda empresa, equipamiento o instalación coordinada por el ODS suministrar la información requerida y cumplir en tiempo y forma con las asignaciones, acciones y medidas que instruya, en forma manual o automática, el ODS para el cumplimiento de los CCSDM.

2 DEFINICIONES

Criterio N-1 y contingencias:

Perturbación: es un suceso no planificado que puede llevar a que la red de transmisión del SIN no cumpla con los CCSDM en la condición de Operación Normal.

Criterio N-1: es el requerimiento que el SIN debe continuar con sus equipamientos e instalaciones conectados a la red de transmisión en operación después de una contingencia simple sin vulnerar ninguno de los CCSDM.

Condición N-1: es la condición en el SIN luego de una contingencia simple incluida en la lista de contingencias de referencia para verificar el cumplimiento del criterio N-1.

Contingencia Interna: es una contingencia producida dentro del SIN, es decir, dentro del área de control del ODS, incluyendo en las interconexiones regionales.

Contingencia Externa: es una contingencia producida fuera del área control del ODS, excluyendo las interconexiones regionales en Honduras.

Análisis de Contingencias: es el proceso mediante el cual se identifican los efectos de las contingencias. Se realiza mediante simulaciones del sistema utilizando modelos de computación para identificar violaciones al Criterio N-1.

Condiciones de operación:

Operación Normal: es la condición del SIN cuando se cumplen todos los parámetros correspondientes a los CCSDM normal.

Operación de Emergencia: es la condición cuando el SIN se encuentra y opera vulnerando uno o más de los CCSDM para Operación Normal, y en que el ODS está autorizado a operar con los CCSDM para emergencias.

Estado de Alerta: es el estado en el que la red de transmisión del SIN se encuentra dentro de los límites de Seguridad Operativa, pero se ha detectado que para una contingencia incluida en la lista de contingencias de referencia para el Criterio N-1, las medidas correctoras disponibles no serían suficientes para mantener la condición de Operación Normal si se produjera dicha contingencia.

Estado de Emergencia: es el estado de la red de transmisión del SIN en que se vulnera uno o más de los requerimientos de CCSDM normal.

Estado de Apagón: es el estado en que se interrumpe el servicio de transmisión en la totalidad (apagón total) o una parte (apagón parcial) de la red de transmisión del SIN.

Estado de Restablecimiento: es el estado de la red de transmisión del SIN en que el objetivo de todas las actividades del ODS es restablecer el funcionamiento de la red de transmisión y recuperar los CCSDM normal después del Estado de Apagón o del Estado de Emergencia.

Seguridad y estabilidad:

Error de Control de Área: es la diferencia instantánea entre el intercambio neto real y el intercambio programado entre

áreas, teniendo en cuenta los efectos del sesgo de frecuencia (“*bias*”), incluida una corrección por error del medidor.

Estabilidad en Estado Estacionario: es el límite de estabilidad en estado estacionario de un sistema de potencia es la cantidad máxima de energía activa que se puede transmitir a través de este sin que se produzca una pérdida de sincronización. No es necesario que ocurra una gran perturbación.

Estabilidad Dinámica: corresponde a la Estabilidad de Ángulo del Rotor, la estabilidad de la frecuencia y la estabilidad del voltaje.

Estabilidad de Ángulo del Rotor: es la capacidad de las máquinas síncronas de mantenerse en sincronía en una situación normal y después de haber sufrido una Perturbación o contingencia.

Estabilidad de Frecuencia: es la capacidad del SIN de mantener la frecuencia estable en la condición de Operación Normal y después de una Perturbación o contingencia.

Estabilidad de Voltaje: es la capacidad del SIN de mantener voltajes admisibles en todos los nodos de la red de transmisión del SIN en la condición de Operación Normal y después de una Perturbación o contingencia.

Seguridad Operativa: es la capacidad del sistema de transmisión del SIN de responder adecuadamente ante disturbios y contingencias. Para garantizar la Seguridad Operativa de acuerdo a los CCSDM, el ODS utilizará sistemas de protecciones y sistemas o servicios de control, incluyendo SSCC.

3 ESTADOS DE OPERACIÓN

El ODS deberá programar y mantener los CCSDM que correspondan de acuerdo con la condición de operación del SIN:

- a) Condición de Operación Normal;
- b) Estado de Alerta;
- c) Condición de Operación de Emergencia.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en condición de Operación Normal cuando se cumplen todas las siguientes condiciones:

- Están disponibles todos los equipamientos previstos, y el Predespacho o último Redespacho vigente cumple los CCSDM normal;
- Los flujos en cada línea de transmisión no superan la potencia máxima transmisible teniendo en cuenta: (i) la capacidad térmica; (ii) las restricciones de transmisión determinadas por el ODS en los estudios para Seguridad Operativa incluyendo estudios de sistemas de potencia y Análisis de Contingencias, análisis de Estabilidad en Estado Estacionario y Estabilidad Dinámica, Estabilidad de Voltaje y de Frecuencia (reservas), para cumplir con los CCSDM normal, y (iii) las sobrecargas transitorias admisibles;
- Los niveles de voltaje en cada barra del sistema de transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en los CCSDM normal, y las reservas de potencia reactiva son suficientes para soportar una contingencia simple, considerando las contingencias de referencia definidas en el Criterio N-1, sin vulnerar los rangos de CCSDM normal, luego que el ODS tome e instruya medidas correctoras adecuadas para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites establecidos en el criterio de calidad de voltaje;
- Las reservas de potencia activa para regulación de frecuencia cumplen con los márgenes requeridos y son suficientes para compensar una contingencia simple, considerando las contingencias de referencia definidas en el Criterio N-1, sin vulnerar los CCSDM normal, luego que el ODS tome e instruya medidas correctoras y adecuadas para mantener los niveles de frecuencia dentro de los límites establecidos en el criterio de

calidad de frecuencia;

- Los límites de corriente de cortocircuito cumplen con los CCSDM.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en Estado de Alerta cuando existan las siguientes condiciones:

- Los flujos en cada línea de transmisión no superan la potencia máxima transmisible teniendo en cuenta (i) la capacidad térmica; (ii) las restricciones de transmisión determinadas por el ODS en los estudios para Seguridad Operativa incluyendo estudios de sistemas de potencia y de confiabilidad, análisis de Estabilidad Estado Estacionario y Dinámica, Estabilidad de Tensión y de Frecuencia (reservas), para cumplir con los CCSDM normal, y (iii) las sobrecargas transitorias admisibles; y,
- Los niveles de voltaje en cada barra del sistema de transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en los CCSDM normal; y,
- Las reservas para regulación de frecuencia se han reducido respecto al margen requerido en más del 20% durante un periodo mayor que treinta (30) minutos y el ODS no puede compensar el faltante mediante reasignación de reservas para regulación, Generación Forzada o Redespacho;
- De producirse al menos uno de los tipos de contingencia incluidas como referencia para verificar el cumplimiento del Criterio N-1, se vulneraría uno o más de los CCSDM normal, incluso después que el ODS tomara medidas correctoras.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en condición de Operación de Emergencia cuando exista una o más de las siguientes condiciones:

- Se vulnera por lo menos uno de los CCSDM normal; y/o
- La frecuencia no cumple con los requerimientos para la condición de Operación Normal ni el Estado de Alerta; y/o
- Se produce una falla en un equipamiento previsto disponible (contingencia) y la falla o indisponibilidad se mantiene más de treinta (30) minutos, salvo que el ODS realice estudios de contingencia y determine que, pese a esta indisponibilidad, el SIN no viola los CCSDM para la condición de Operación Normal.

Se considera que el sistema de transmisión del SIN se encuentra en Estado de Restablecimiento cuando, luego de una condición de Operación de Emergencia o apagón del SIN, el ODS comienza a tomar y/o activar las medidas para reponer el servicio y volver a la condición de Operación Normal.

4 CONTINGENCIAS Y CRITERIO N-1

El ODS aplicará el Criterio N-1 en el proceso y estudios para la Seguridad Operativa (la planificación operativa) para establecer las restricciones de calidad y seguridad del sistema tal que una contingencia simple en el SIN: (i) pueda ser controlada mediante el uso de los recursos disponibles de Servicios Complementarios, protecciones y control de demanda, y (ii) los efectos de la contingencia simple no se propaguen a las otras instalaciones del SIN.

Como resultado de los estudios y de la planificación operativa, el ODS determinará: (i) las restricciones de seguridad y calidad de transmisión en las líneas del SIN o vínculos entre zonas incluyendo importación o exportación máxima admisible en cada interconexión regional; (ii) consignas o requerimientos de control de voltaje para el periodo de análisis; y (iii) margen de reservas para regulación de frecuencia para el periodo de

análisis y requerimientos especiales para áreas con posible Congestión de transmisión.

A los efectos de definir y verificar el cumplimiento del Criterio (N-1), el ODS establecerá las contingencias simples de referencia que se considerarán, incluyendo por lo menos las siguientes:

- Desconexión o falla de la unidad de generación de mayor capacidad conectado y despachado en el SIN o coordinado por el ODS;
- Desconexión de un vínculo o equipamiento de transmisión del SIN, que afecte el balance de energía en una zona del SIN (salvo de tratarse vínculos o equipamientos simples, es decir, sin redundancia); y
- Apertura de una interconexión con el MER, para establecer límites a la máxima capacidad de importación y exportación.

5 LÍMITES DE OPERACIÓN

En condición de Operación Normal, el límite de operación (o capacidad operativa) para la programación de la operación y análisis de contingencias es: (i) para líneas de transmisión, el límite térmico del conductor, corregido a una temperatura ambiente de cuarenta (40) grados centígrados; y (ii) para los transformadores, la capacidad nominal del transformador corregida para la temperatura ambiente de cuarenta (40) grados centígrados. Ambos límites se presentan en amperios, pero se pueden indicar en un equivalente en MW previendo las condiciones especiales de operación de bajo voltaje.

En condición de Operación de Emergencia, el límite de Operación de Emergencia de largo plazo se establece para un periodo no mayor a cinco (5) horas consecutivas es: (i) para líneas de transmisión, el 105% de la capacidad térmica del conductor, corregido a temperatura ambiente de cuarenta

(40) grados centígrados; y (ii) para los transformadores, el 105% de la capacidad nominal del transformador corregida para cuarenta (40) grados centígrados.

En esta condición, el ODS deberá tomar e instruir las medidas necesarias para recuperar el límite de Operación Normal. Transcurrido el plazo máximo de cinco (5) horas, el ODS deberá tomar medidas más drásticas para aliviar la sobrecarga.

En condición de Operación de Emergencia, el límite de Operación de Emergencia de corto plazo se establece para un periodo no mayor que treinta (30) minutos, (i) para líneas de transmisión, el 110% de la capacidad térmica del conductor, corregido a temperatura ambiente de cuarenta (40) grados centígrados; (ii) para los transformadores, el 110% de la capacidad nominal del transformador. El ODS deberá tomar e instruir medidas inmediatas para reducir la sobrecarga y recuperar el límite de Operación Normal.

6 CRITERIOS DE CALIDAD

La calidad corresponde al control del voltaje dentro de rangos adecuados, el control de la frecuencia, y el control de armónicos y la presencia de fenómenos de distorsión de onda.

6.1 Voltaje

En condición de Operación Normal, el SIN debe contar con los equipos e instalaciones del sistema de transmisión disponibles que puedan proveer potencia reactiva para contar con suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos para cumplir en las barras del sistema de transmisión con los rangos de control de voltaje admisibles como CCSDM normal.

Rango de voltaje admisible: Se deberá mantener el voltaje en barras de transmisión, incluyendo subestaciones con voltajes

mayores o iguales a 69 kV y subestaciones para conexión de sistemas de distribución, dentro de un rango que depende de la condición de operación en el SIN:

- En condición de Operación Normal, el voltaje debe mantenerse dentro del rango 0.95 - 1.05 por unidad ($\pm 5\%$ del valor nominal), y manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros.
- En condición de Operación de Emergencia con duración no mayor que cinco (5) horas continuas (condición de emergencia de largo plazo), el voltaje debe mantenerse dentro de un rango no mayor a 0.93-1.07 por unidad ($\pm 7\%$ del valor nominal). El ODS deberá tomar e instruir las medidas correctoras necesarias en la zona de influencia de la o las barras fuera del rango de voltaje, para recuperar el voltaje al rango de la condición de Operación Normal en todas las barras de transmisión dentro de un periodo no mayor que cinco (5) horas.
- En condición de Operación de Emergencia con duración no mayor que quince (15) minutos (condición Operación de Emergencia de corto plazo para el voltaje), el voltaje debe mantenerse dentro de un rango de 0.9-1.1 por unidad ($\pm 10\%$ del valor nominal) durante un periodo no mayor que quince (15) minutos, debiendo el ODS tomar e instruir todas las medidas correctoras necesarias en el zona de influencia de la o las barras fuera del rango de voltaje para recuperar el voltaje al rango de la condición de Operación Normal.
- El ODS deberá toma acciones inmediatas para evitar esta condición y recuperar la condición de Operación Normal, incluyendo medidas bajo el Servicio Complementario de control de voltaje y requerir Generación Forzada fuera de Despacho Económico. Si estas medidas fueran insuficientes, el ODS podrá requerir desconexión de cargas para

aliviar la condición y llevar nuevamente el voltaje a condición de Operación Normal. Se considera que las protecciones por alto y bajo voltaje estarán ajustadas a valores superiores a este rango (0.9 - 1.1). Sin embargo, si los voltajes están fuera de este rango la condición de Emergencia permanece, y se habilita al ODS ejecutar acciones inmediatas para salvaguardar los equipos conectados a la zona afectada.

En todas estas condiciones, las Empresas Distribuidoras y los Consumidores Calificados (que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional) deberán mantener el factor de potencia requerido en la Norma Técnica de Calidad correspondiente, usando los recursos programados y disponibles de potencia reactiva, salvo condición de Operación de Emergencia de largo plazo si los voltajes de distribución se encuentran por encima del $+5\%$ del voltaje nominal para compensación capacitiva y por debajo del -5% del voltaje nominal para compensación inductiva en la zona de influencia de el o los puntos de conexión de transmisión. Si el usuario conectado a distribución está siendo afectado por voltaje durante una condición de Operación Normal en el SIN, el ODS está autorizado, coordinando con el centro de control de la Empresa Distribuidora, a tomar acciones más rápidas tales como convocar Generación Forzada, cierre de compensación reactiva en distribución, y en condición de emergencia desconexión de carga.

El nivel máximo de distorsión por armónicos y variaciones de la magnitud del voltaje en las barras del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del SIN deben cumplir con las normas IEC-61000-4-7, IEC-61000-4-15 e IEEE-519. En caso de modificarse las normas estándar que establece el RMER, el ODS deberá aplicar las normas en la actualización del RMER en tanto se corrijan y armonicen con el MER estos CCSDM.

El ODS supervisará el cumplimiento de este requerimiento conforme a la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión y a la Norma Técnica de Calidad de la Distribución. El ODS dentro de un plazo no mayor que sesenta (60) días de la aprobación de este documento deberá informar a la CREE la descripción e implementación de los mecanismos para supervisar el cumplimiento de este requerimiento.

Las Empresas Transmisoras deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de voltaje, incluyendo bancos de capacitores y/o reactores y, en caso de ser requeridos, equipos dinámicos de compensación. El ODS deberá analizar los CCSDM y los requerimientos de compensación reactiva e identificar en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión las inversiones requeridas para aportar al control de voltaje del SIN.

6.2 Frecuencia

La frecuencia nominal del SIN es de 60 Hertz (Hz). En condición de Operación Normal, las variaciones de frecuencia promedio en periodos de diez (10) minutos deberán estar comprendidas dentro del rango $60 \pm 1.65\sigma$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia, en por lo menos cinco (5) periodos de diez (10) minutos, para cada intervalo de una hora. El Error de Control de Área debe llegar a cero en menos de quince (15) minutos.

Los requerimientos de control de la frecuencia en la condición de Operación de Emergencia y ante una contingencia simple son los siguientes:

- El disparo (desconexión imprevista) de la unidad de generación de mayor capacidad conectada al SIN no debe llevar a una caída de frecuencia que active la primera etapa del esquema de desconexión automática

de cargas por baja frecuencia.

- En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57.5 Hz.
- El ODS debe minimizar el tiempo en que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz.
- Después de cincuenta (50) segundos de ocurrir una Perturbación o contingencia, la frecuencia debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga.

7 CRITERIOS DE SEGURIDAD

7.1 Seguridad Operativa

La Seguridad Operativa corresponde a la capacidad del sistema de transmisión del SIN de responder adecuadamente ante Perturbaciones y contingencias. Para garantizar la Seguridad Operativa requerida, el ODS utilizará sistemas de protecciones y sistemas o servicios de control, incluyendo Servicios Complementarios.

En condición de Operación Normal, el SIN debe ser estable, la carga en los equipamientos e instalaciones no superar su capacidad operativa o restricciones de seguridad, y no debe haber desconexión de carga.

En condición de Operación de Emergencia, ante una contingencia simple causada por una falla liberada por la protección primaria o pérdida/desconexión de un equipamiento o instalación sin que exista falla, se deben cumplir las siguientes condiciones en el SIN:

- El SIN debe permanecer estable, incluyendo estabilidad del voltaje;
- No deben producirse disparos en cascada (o sea no debe propagarse la falla a otros elementos);

- La carga en cada equipamiento o instalación no debe superar su límite térmico;
- No debe actuar el primer escalón del esquema de desconexión automática de cargas (de sub-frecuencia o de caída de voltaje);
- El ODS debe tomar medidas correctoras en el SIN para recuperar la condición de operación previa a la contingencia sin modificar o reducir de manera significativa las transferencias con el MER, salvo que el ODS acuerde un Redespacho con el EOR.

Reserva de capacidad en transmisión - Estudios de máxima transferencia interna:

Como parte de la Programación Semanal y solamente a los efectos de Estudios de Seguridad Operativa, el ODS deberá realizar estudios de Despacho Económico semanal sin restricciones de transmisión para analizar e identificar si existen elementos de transmisión que llegarían o superarían el 90% de la capacidad nominal. Con dicho objetivo, se identificarán los posibles enlaces entre zonas que tendrían Congestión, haciendo para ellos los respectivos análisis de corriente alterna para establecer las restricciones de transferencias a incluir en el modelo de Despacho Económico diario con el objeto de asegurar que dichos enlaces no llegaran a superar sus límites nominales y se mantenga una reserva de capacidad de transmisión que resista una pérdida de generación razonable en la zona importadora. De estos resultados y como parte de la planificación operativa, el ODS determinará la restricción para mantener reserva en capacidad de transmisión en enlaces entre zonas tal que se cumplan los CCSDM establecidos como criterios de calidad para el voltaje en este Anexo. Los

voltajes de las subestaciones para la conexión de sistemas de distribución deben mantenerse dentro del criterio para la condición de Operación Normal, contemplando los siguientes dos criterios adicionales:

1. La pérdida o contingencia del generador de mayor capacidad ubicado en la zona importadora y disponible que no produzca el disparo del elemento de transmisión que se identificó congestionado; y,
2. Mantener el voltaje de transmisión por encima del límite inferior del rango para Operación de Emergencia con duración no mayor que cinco (5) horas (o sea, mayor o igual 93% del voltaje nominal) en la zona importadora aun efectuando la prueba del criterio anterior.

El ODS utilizará los resultados del análisis y estudios para determinar la restricción en el despacho a los elementos de transmisión que correspondan. Para la planificación operativa semanal y diaria y la Operación en Tiempo Real, el ODS podrá utilizar la reserva en transmisión determinada en la programación semanal.

Se exceptúa el criterio 1 anteriormente mencionado de tratarse de zonas de seguridad y zonas radiales (conectadas con un único vínculo), y se excluye del Criterio N-1 transformadores confiables (con muy bajo índice de falla) si no existe vínculo de transmisión redundante que permita mantener la continuidad de servicio y no existe en la zona importadora suficiente capacidad de generación disponible para mantener en operación una isla de forma independiente. El objetivo es excluir de este criterio las zonas donde es imposible formar una isla capaz de garantizar el control de voltaje y frecuencia.

En los estudios del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, el ODS deberá tener en cuenta estas situaciones de Congestión de transmisión y problemas en el control de voltaje que fueron identificadas por el ODS en la programación de la operación y en la Operación en Tiempo Real, y en la operación del SIN, para evaluar técnica y económicamente inversiones que justifiquen resolver la restricción.

7.2 Contingencia Múltiple

Ante la pérdida de dos o más elementos por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más equipamientos o instalaciones sin que ocurra falla (por ejemplo, pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple:

- El SIN debe permanecer estable incluyendo estabilidad del voltaje;
- No deben producirse disparos en cascada;
- La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico.

Como parte de los estudios para la Seguridad Operativa, el ODS debe realizar Análisis de Contingencias y estudios para prever en el despacho y asignar e instruir las medidas necesarias para cumplir con estos requerimientos, incluyendo desconectar carga y/o generación.

7.3 Contingencia Extrema

Se considera contingencia extrema a la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas, pérdida de todas

las líneas de transmisión en un mismo vínculo/derecho de paso y/o todas las secciones de barra de una subestación. Ante esta condición:

- Todo o porciones del SIN podrían no alcanzar una condición de operación estable (apagón total o parcial del SIN);
- El ODS puede desconectar (manual o automáticamente) demanda y/o generación;
- El ODS debe contar con los planes y esquemas necesarios para la formación de islas, e instruir y administrar la condición de islas coordinando con Empresas Distribuidoras, el Servicio Complementario de arranque en negro, y eventualmente con el EOR para recomponer la interconexión del sistema y restablecer la Operación Normal en el SIN.

7.4 Corriente de Cortocircuito y Protecciones

Mediante estudios eléctricos del SIN, el ODS determinará la corriente de cortocircuito máxima a la que se supera la capacidad nominal de los interruptores y otros equipos, y la corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los equipos de protección.

El ODS deberá tomar las medidas necesarias y establecer en los requerimientos en sistemas de protección y de conexión a la red para evitar que existan desvíos a la corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los esquemas de protecciones del sistema de transmisión.

El ODS debe establecer los tiempos máximos de actuación de protecciones para el despeje ante una falla.

Los esquemas de protección deberán de ser diseñados bajo el criterio de dos contingencias (es decir, N-2), lo cual implica que además de proteger por medio de los relevadores el elemento con falla o condición anormal de operación, estos esquemas deberán de considerar la posibilidad que los esquemas de protección pueden fallar, incluyendo los transformadores de corriente (TC), transformadores de potencia (TP), relevadores, interruptores y cables de comunicación); deberá asegurarse que los tiempos de operación de las protecciones de respaldo sean los adecuados.

8 CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Los criterios de desempeño están relacionados con la confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión. El ODS evaluará los requerimientos e impactos mediante estudios eléctricos (estudios de sistemas de potencia) y económicos, incluyendo estudios de Estabilidad en Estado Estacionario y Dinámica, y Análisis de Contingencias.

Asimismo, el SIN es un área de control del MER administrada por el ODS, y debe cumplir con los requerimientos de control de frecuencia y voltaje en el RMER para áreas de control.

8.1 Regulación de Frecuencia

El ODS tiene la responsabilidad de administrar recursos de Servicios Complementarios para controlar la frecuencia SIN y los intercambios regionales con el MER.

El ODS debe administrar los Servicios Complementarios a fin de mantener suficiente reserva para regulación de frecuencia

en el SIN con el objetivo de controlar las desviaciones de frecuencia tanto durante la Operación Normal como ante la ocurrencia de contingencias, cumpliendo con los CCSDM en la condición de operación que corresponda.

Es obligación de las unidades o centrales generadoras, incluyendo parques eólicos y solares fotovoltaicos, contribuir al control de la frecuencia en el SIN y el cumplimiento de los requerimientos en el RMER para los agentes del MER. Para ello, los reguladores de velocidad de la generación sincrónica deben cumplir con los siguientes criterios:

- La banda muerta de intencional del regulador de velocidad debe ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.
- El regulador de velocidad debe operar con un estatismo (“speed droop” por su nombre en inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

Regulación Primaria: La reserva total asignada por el ODS para regulación primaria en el SIN debe ser como mínimo la requerida en el RMER: el 5% de la demanda durante periodos de demanda máxima, media y mínima. Mediante estudios eléctricos (técnicos y económicos), el ODS deberá evaluar los márgenes de reserva requeridos en el SIN para el cumplimiento de los CCSDM, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Control de Frecuencia de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

Regulación secundaria: El ODS tendrá disponible en servicio y utilizará un sistema de Control Automático de Generación (AGC) para administrar la regulación secundaria de frecuencia

en el SIN. El AGC debe operar en el modo que se acuerde con el EOR y/o requiera el RMER. Actualmente, el AGC debe operar en el modo de frecuencia y control de intercambios (conocido por su nombre en inglés “*Tie-Line Frequency Bias*”). Esta modalidad de operación podría modificarse si el ODS acuerda compartir reservas para regulación con el operador del sistema (OS/OM) de otra área de control del MER.

Todas las centrales generadoras mayores a cinco (5) MW conectadas al sistema de transmisión del SIN y/o coordinadas por el ODS deben contar con los sistemas y capacidad para participar en la regulación secundaria de frecuencia, con al menos el 5% de su capacidad nominal. De no poder cumplir este requisito, la Empresa Generadora y el ODS administrarán los mecanismos de reemplazo y compensación establecidos en el Anexo Control de Frecuencia de la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

La reserva total asignada por el ODS para regulación secundaria y para emergencias o Perturbaciones (regulación terciaria) debe ser suficiente para cumplir con los criterios establecido en el MER para el AGC.

8.2 Desempeño ante una Contingencia de Referencia

En la programación y despacho, y ante una contingencia simple de pérdida de generación en el SIN, el ODS deberá programar e instruir las consignas y medidas necesarias para cumplir con los siguientes requerimientos del RMER:

- Reducir a cero el Error de Control de Área en un tiempo máximo de quince (15) minutos después de

ocurrida la pérdida de generación.

- Realizar asignación de reservas, despacho y Redespacho para contar con suficiente reserva para contingencias simples, incluyendo las reservas para regulación y esquemas de desconexión de cargas establecidos la Norma Técnica de Servicios Complementarios, incluyendo sus Anexos.

En la programación y despacho y ante una desconexión intempestiva en el SIN de un circuito de línea o transformador de transmisión (contingencia simple de transmisión) de corta duración; no mayor que quince (15) minutos. El ODS deberá programar e instruir las consignas y medidas necesarias para que la sobrecarga resultante en los vínculos y transformadores en servicio, una vez finalizado el transitorio después de la contingencia, no supere las restricciones a la máxima carga transmisible para cumplir con los CCSDM normal.

El ODS debe programar y coordinar la Operación Normal para cumplir con los siguientes requerimientos ante una contingencia simple de referencia:

- El SIN se mantenga transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección disponibles, y evitando el apagón total o parcial (formación de islas eléctricas).
- Dentro de los veinte (20) segundos de ocurrida la contingencia, los voltajes en las barras de transmisión se encuentran dentro del rango $\pm 10\%$ del valor nominal;

En la programación y planificación operativa, el ODS debe realizar el Análisis de Contingencias y estudios eléctricos

necesarios para verificar el cumplimiento de estos criterios, utilizando la configuración de demanda y generación esperada o pronosticada en despacho en condición de Operación Normal, incluyendo la variabilidad de la generación.

8.3 Regulación de Voltaje

Todas las centrales (o parques) de generación con capacidad igual o mayor a diez (10) MW deben contar con equipos de regulación de voltaje para operar de manera paralela con otras centrales de generación del SIN en modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).

El ODS debe realizar los Estudios de Seguridad Operativa para determinar y asignar los requerimientos de potencia reactiva y control de voltaje de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Servicios Complementarios, para cumplir con los criterios de calidad para el voltaje establecidos en este Anexo como CCSDM normal, para mantener los perfiles de voltaje en las conexiones de transmisión dentro del rango de Operación Normal ante variaciones de potencia esperados (variabilidad de demanda y generación), Perturbaciones y ante contingencia N-1 del Sistema Principal de Transmisión. La administración y requerimientos de detalle se establecen en el Anexo Control de Voltaje de la Norma Técnica Servicios Complementarios.

Todas las centrales generadoras o parques de generación conectados al sistema de transmisión del SIN y/o coordinadas

por el ODS deben contar con la capacidad de recibir del ODS y cumplir consigna de voltaje, en su punto de entrega/conexión y dentro de los límites de Operación Normal. Cada central o parque generador debe poder proveer una capacidad reactiva equivalente al $\pm 33\%$ de su potencia nominal, para generadores no convencionales y para generadores convencionales $\pm 50\%$ de su potencia nominal.

9 TRANSITORIOS

9.1 Control de Voltaje por el ODS

En tanto no se implemente el Plan de Expansión de la Red Transmisión posterior a la aprobación de este Anexo, el ODS podrá administrar el control de voltaje manteniendo rangos fuera de los CCSDM de voltaje en la medida que: (i) no es factible cumplir con los CCSDM para voltaje con el equipamiento existente de transmisión; (ii) informe junto con el Predespacho la condición voltaje existente y los nodos en que se presentan problemas junto con el motivo; y (iii) en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión preparado por el ODS se incluyen las inversiones requeridas para mantener los CCSDM para voltaje.

9.2 Costos Variables de Generación

Dentro de los dos (2) meses de aprobada y publicada esta Norma Técnica, el ODS elaborará el manual para la implementación del Anexo Costos Variables de Generación.