

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, “ <i>Automatic Generation Control</i> ”) |
| 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, “ <i>Supervisory Control and Data Acquisition System</i> ”) |
| 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 compren 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.

Confiabilidad: 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;

- Empresas Comercializadoras registradas como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; y
- 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 o 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:

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

Donde:

$x_{pi,j}$: 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:

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

Donde:

- k : Agente Comprador (total para sus nodos de conexión) o el ODS (total para el SIN);
- $d_{pi,k}$: 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 el 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 provisiones 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 SSSC, 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 lleguen 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.