

**Comisión Reguladora de**  
**Energía Eléctrica**  
**CREE**

**ACUERDO CREE-072**

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

**RESULTANDO:**

Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante Resolución CREE-075 aprobó la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO), publicada en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 07 de junio de 2018, la cual tiene como objeto permitir que los agentes del Mercado Eléctrico puedan llevar a cabo transacciones en el Mercado de Oportunidad, como medida transitoria a la aplicación plena del Reglamento de Operación de Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista (ROM), por lo anterior se esperaba que la vigencia de tal norma fuera transitoria.

Que posteriormente, y mediante Acuerdo CREE-032 del 23 de enero del 2020, se amplió la vigencia de la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO) hasta el 30 de junio de 2020, en vista que muchas de las normas que manda el Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Mercado Mayorista se encontraban aún en proceso de elaboración y por lo tanto este reglamento no se podía implementar de forma íntegra.

Que las normas detalladas que se requieren para la regulación del Mercado de Oportunidad todavía están en proceso de elaboración, y por lo tanto se requiere ampliar la vigencia de la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad, y que

además se requiere ajustar dicha norma como resultado de las modificaciones previstas al Reglamento a la Ley General de la Industria Eléctrica y del Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista.

Que se ha identificado que los siguientes artículos requieren modificaciones: 1, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 20, 21, 26, 30, 31, 32, 33, 36, 37, 42, así como la eliminación del Anexo 1.

Que en vista del gran número de modificadores, para mejorar la comprensión de la norma se hace necesario consolidarla en un solo cuerpo legal.

**CONSIDERANDO:**

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

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

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

Que 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 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, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, 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:** Revocar en toda y cada una de sus partes la Resolución CREE-075 que aprobó la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO), publicada en

el Diario Oficial La Gaceta en fecha 07 de junio de 2018 y sus reformas.

**SEGUNDO:** Aprobar la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO) en la cual se consolidan todas las modificaciones aprobadas, norma que se considera de carácter transitorio a la aplicación plena del Reglamento de Operación de Sistema Eléctrico y Administración del Mercado Mayorista (ROM). Esta norma forma parte integral del presente acuerdo.

**TERCERO:** Establecer que el período de vigencia de la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad, antes aprobada, será hasta la fecha en que la CREE determine mediante el acto administrativo correspondiente.

**CUARTO:** 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.

**QUINTO:** 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”.

**SEXTO:** El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

**JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA**

**GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA**

**NORMA TÉCNICA DEL MERCADO  
ELÉCTRICO DE OPORTUNIDAD**

**TÍTULO I.**

**CONSIDERACIONES GENERALES**

**CAPÍTULO I**

**OBJETO Y SEPARACIÓN DE FUNCIONES**

**Artículo 1. Objeto.** El objeto de la presente Norma Técnica es complementar las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista a fin de establecer las reglas y procedimientos de operación para los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que participen en el mercado de oportunidad de Honduras: Empresas Generadoras (o Generadores), Empresas Distribuidoras (o Distribuidores), Empresas Comercializadoras (o Comercializadores) y Consumidores Calificados.

Los valores de demanda para la clasificación de los Consumidores Calificados y las disposiciones particulares necesarias para permitir la operación de los Comercializadores se ajustarán a lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), así como en acuerdos o resoluciones especiales que emita la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), que se designará en adelante como “la Comisión.”

Mientras esta Norma Técnica esté vigente, la Comisión podrá reformar el ROM, y emitirá las Normas Técnicas necesarias para el funcionamiento pleno del mercado eléctrico de oportunidad.

**Artículo 2. Empresas ENEE.** En coherencia con lo que establecen la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su

Reglamento General y el ROM en cuanto a la organización del mercado eléctrico nacional, y considerando la reciente constitución por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en tres empresas distintas para generación, transmisión y distribución respectivamente, la presente Norma Técnica distinguirá de manera separada a la ENEE, en sus diferentes roles. Para ello, designará a la Empresa de Generación y Comercialización de Electricidad S.A. de C.V., como ENEE-Generación, a la Empresa Eléctrica de Transmisión y Operación, S.A. de C.V. como ENEE-Transmisión, y a la Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad S. A. de C. V., como ENEE-Distribución.

En la presente Norma Técnica, se designará al Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista solamente como “Operador del Sistema”. Para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá que el mercado mayorista de electricidad es lo mismo que el mercado de oportunidad.

**Artículo 3.** Será responsabilidad de la Comisión supervisar el trabajo del Operador del Sistema. Para ello, la Comisión contratará mediante un proceso competitivo a una empresa auditora calificada, la cual efectuará una auditoría anual y presentará su informe a la Comisión. El costo del contrato

## *La Gaceta*

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

**ABOG. THELMA LETICIA NEDA**  
Gerente General

**JORGE ALBERTO RICO SALINAS**  
Coordinador y Supervisor

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

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

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

de auditoría será sufragado por el Operador del Sistema y será parte del presupuesto que dicha entidad someterá para aprobación a la Comisión. A fin de permitirle cumplir con sus funciones, el Operador del Sistema estará obligado a permitir a la empresa auditora el acceso a toda la información sobre el despacho, la operación en tiempo real, las liquidaciones, los pagos y cobros de los agentes.

## TÍTULO II.

### OPERACIÓN DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD

#### CAPÍTULO I

#### CONDICIONES DE PARTICIPACIÓN, FUNCIONAMIENTO Y OBLIGACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

**Artículo 4. Obligación de declarar capacidad.** Como lo dispone la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 9, sección F, todos los Generadores están obligados a poner cada día su capacidad disponible a las órdenes del Operador del Sistema.

Las unidades generadoras de cada Generador se considerarán agrupadas en “Unidades de Producción.” A los efectos de la presente Norma Técnica, una Unidad de Producción es una central generadora individual o un grupo de centrales interdependientes, como las que constituyen un sistema hidroeléctrico en cascada.

**Artículo 5. Garantía.** Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que compran en el mercado de oportunidad deberán rendir una garantía ante el Operador del Sistema para respaldar las obligaciones económicas que se deriven de sus transacciones en el mercado de oportunidad. Esta disposición se aplica también a los Generadores, en la medida en que ellos sean compradores netos en el mercado de oportunidad

en determinados períodos para cumplir sus compromisos con compradores con los que tienen contratos bilaterales.

La garantía podrá consistir en: (a) una garantía bancaria pagadera a simple requerimiento del Operador del Sistema o (b) una autorización irrevocable de utilización, hasta el monto de la garantía, de una o varias líneas de crédito suscritas por el Agente Comprador.

Cada vez que el Operador del Sistema haga uso de los fondos de la garantía, el Agente del Mercado Eléctrico Nacional cuya garantía fue afectada deberá restituir dicha garantía dentro de un plazo no mayor de diez (10) días hábiles.

**Artículo 6. Operador del Sistema.** El Operador del Sistema realizará la gestión técnica y económica integradas del sistema eléctrico y del mercado de oportunidad.

El Operador del Sistema, en una función de intermediación, será quien interactúe con los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional para cada transacción de éstos en el mercado.

El Operador del Sistema será quien interactúe con el Generador en toda transacción de venta de éste al mercado de oportunidad y será quien interactúe con el agente comprador en toda transacción de compra de éste al mercado de oportunidad. No obstante lo anterior, el Operador del Sistema no es parte en las transacciones de los agentes en el mercado, de modo que el saldo de las transacciones tiene que ser igual a cero para éste, tanto en energía, como en dinero en cada intervalo de operación.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se entenderá por “intervalo de operación” cada uno de los períodos en los que se divide el día para el propósito de realizar el despacho y calcular los costos marginales nodales. La duración del intervalo

de operación será de una hora y podrá ser modificada por resolución de la CREE. La expresión “intervalo de operación” es sinónimo de la expresión “período de mercado” que utiliza el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el RLGIE.

Con el fin de realizar la liquidación financiera diaria y mensual de las transacciones, el Operador del Sistema llevará un registro contable donde mantendrá una cuenta para cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional y Empresa Transmisora. El Operador del Sistema acreditará a la cuenta de cada uno de estos los pagos a que se haga acreedor y debitará la cuenta con los cobros que el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora deba saldar.

**Artículo 7. Sistema de información.** Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Empresas Transmisoras presentarán sus declaraciones al Operador del Sistema por los medios electrónicos que éste habilite a tales efectos.

Cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional y Empresa Transmisora será responsable de la instalación y del mantenimiento de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al sistema de información del Operador del Sistema.

Para acceder a dicho sistema es necesaria la utilización de claves de acceso proporcionadas por el propio Operador del Sistema. En función del Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora al que pertenece la persona que accede al sistema y las claves de acceso de que dispone, el sistema proporcionará la información accesible a ese Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora, respetando los criterios de confidencialidad.

El Operador del Sistema podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir. En tales casos, informará oportunamente a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y a las Empresas Transmisoras de las modificaciones que vaya a incorporar en dicho sistema a fin de que ellos

puedan efectuar las adaptaciones que sean necesarias en los suyos.

**Artículo 8. Información pública.** El Operador del Sistema deberá proporcionar a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y al público en general, información no confidencial mediante su sitio web. Esta información incluirá como mínimo: los costos variables y capacidad disponible usados para el despacho de las unidades generadoras, el despacho de las unidades generadoras como resultado del Posdespacho, los costos marginales nodales resultantes y las indisponibilidades.

## CAPÍTULO II DECLARACIONES AL MERCADO DE OPORTUNIDAD

**Artículo 9. Declaraciones de las centrales térmicas.** Los Generadores que producen energía utilizando combustibles fósiles (carbón, bunker, diésel, gas natural) pondrán la capacidad de sus Unidades de Producción a disposición del Operador del Sistema cada día a más tardar a las 9:00 A.M., indicando para cada Unidad de Producción hasta tres bloques (3) de potencia junto con el respectivo costo variable de generación de cada bloque junto con el respectivo costo variable de generación, a fin de ser considerados en el proceso del predespacho económico.

Cuando una Unidad de Producción conste de dos (2) o más centrales interdependientes conectadas a nodos diferentes, el Generador deberá indicar las restricciones aplicables a la relación que deben mantener las potencias de dichas centrales entre sí para que el Operador del Sistema las tome en cuenta al calcular el despacho económico. La obligación de poner su capacidad disponible a las órdenes del Operador del Sistema es válida también para los generadores que tengan contratos con Consumidores Calificados y con Comercializadores.

En caso de que un Generador no presente un día su declaración de potencias disponibles y de costos variables, se considerará que repite la última declaración válida presentada al Operador del Sistema.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se entenderá por “predespacho” la programación de la producción de las unidades generadoras y de la operación del sistema que el Operador del Sistema realizará cada día para cada uno de los intervalos de operación del día siguiente.

**Artículo 10. Declaración de centrales sin capacidad de almacenamiento de energía.** Los Generadores que utilizan fuentes variables no controlables como los que operan centrales eólicas, solares fotovoltaicas o hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento, al poner su capacidad a disposición del Operador del Sistema indicarán la potencia promedio que prevén inyectar en cada intervalo de operación del día siguiente.

El Operador del Sistema tomará el costo variable de esas centrales como igual a cero para los propósitos del despacho si a la entrada en vigencia de la Ley General de la Industria Eléctrica estas centrales ya tenían suscritos contratos de suministro de energía con compromiso de despacho. De lo contrario, estas centrales declararán como costo variable de generación su costo variable de operación y mantenimiento.

La producción de tales centrales podrá ser limitada por el Operador del Sistema por razones de seguridad operativa.

**Artículo 11. Declaración de centrales con capacidad de almacenamiento de energía.** Los Generadores clasificados como centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenar energía de tal forma que pueden concentrar generación en las horas de mayor demanda, pero cuya capacidad de almacenamiento es tal que no pueden desplazar energía entre una semana y otra, no pudiendo su generación aportar a optimizar la programación de las semanas futuras; declararán su disponibilidad como las centrales hidroeléctricas de pasada descritas en el artículo anterior. Por lo tanto, informarán al Operador del Sistema un programa de generación para el día siguiente en función del aporte hidrológico esperado y la regulación que la central pueda realizar durante el día.

Alternativamente, y en la medida en que el Generador disponga de un sistema de medición hidrológica confiable, el Generador podrá declarar el nivel de volumen en el embalse previsto para el inicio del día siguiente, así como el aporte hidrológico esperado, permitiendo que el Operador del Sistema realice la optimización de este recurso. Junto con los resultados del predespacho, el Operador del Sistema informará la asignación de energía a generar por la central para cada intervalo de operación del día siguiente.

En los períodos en que el o los embalses de regulación de centrales hidroeléctricas estén llenos y en estado de vertimiento, dichas centrales se considerarán como centrales alimentadas por una fuente variable no controlable, por lo cual les aplicará lo que para tales centrales dispone el artículo anterior.

Para aquellas centrales generadoras clasificadas como centrales hidroeléctricas estacionales o aquellos que tienen capacidad de almacenar y desplazar energía entre una semana y otra, o entre períodos mayores a la semana, y en las que la operación del embalse y despacho hidroeléctrico puede afectar significativamente el suministro y los costos de generación de una semana respecto a otra semana del mes; su costo variable se corresponderá con su función de costo futuro, la cual refleja el costo de oportunidad del agua almacenada en el embalse. Las funciones de costo futuro de estas centrales serán obtenidas por el Operador del Sistema en su modelo de Programación Planificación Operativa de Largo Plazo, y actualizadas con una periodicidad al menos mensual.

Alternativamente, el Operador del Sistema podrá despachar estas centrales de acuerdo con la energía meta para el día, obtenida en el modelo de Programación Semanal del Operador del Sistema.

El Generador declarará el nivel de volumen en el embalse previsto para el inicio del día siguiente, así como el aporte hidrológico esperado, permitiendo que el Operador del Sistema realice la optimización de este recurso. Junto con los

resultados del predespacho, el ODS informará la asignación de energía a generar por la central para cada intervalo de operación del día siguiente.

**Artículo 12. Declaración de ENEE-Generación.** La ENEE, Generación deberá poner a las órdenes del Operador del Sistema cada día la capacidad disponible de cada una de sus centrales generadoras y deberá declarar sus costos variables.

Si la Unidad de Producción es térmica, la declaración se realizará como se indica en el Artículo 9 de esta Norma Técnica; si la Unidad de Producción es una central sin o con capacidad de almacenamiento de energía, la declaración se realizará como se indica en los Artículos 10 y 11 de esta Norma Técnica, respectivamente.

### CAPÍTULO III OFERTAS DE COMPRA AL MERCADO DE OPORTUNIDAD

**Artículo 13. Ofertas de compra.** Todos los Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Calificados que estén habilitados para operar en el mercado de oportunidad, los cuales serán designados en esta Norma Técnica como “agentes compradores,” deberán presentar ofertas de compra al Operador del Sistema a más tardar a las 9:00 A.M. de cada día para comprar energía en el mercado de oportunidad nacional.

El agente comprador indicará en su oferta para cada intervalo de operación del día siguiente y para cada nodo de retiro hasta diez (10) bloques de potencia, con los correspondientes precios máximos que está dispuesto a pagar por la energía en ese intervalo.

El agente comprador podrá indicar como precio máximo un precio nominal de US\$ 1,500 por MWh, igual al costo de la energía no suministrada establecido por el Ente Operador Regional (EOR) cuando desee asegurar que sus demandas

serán satisfechas siempre, sujeto a que exista suficiente capacidad de generación disponible en Honduras, el resto de la región centroamericana y suficiente capacidad de transmisión en la Red de Transmisión Regional (RTR).

Cuando un agente comprador no presente un día su oferta de compra con bloques de potencia y los correspondientes precios máximos, se considerará que repite la última oferta de compra válida presentada al Operador del Sistema.

**Artículo 14. Consumidores Calificados.** Se entenderá por Consumidor Calificado a aquel que cumpla con los requerimientos establecidos por la Comisión para ser considerado como tal.

Para poder actuar como Agente del Mercado Eléctrico Nacional y participar en el mercado de oportunidad, el usuario que cumpla con los requerimientos establecidos para ello por la Comisión deberá solicitar a ésta ser clasificado como Consumidor Calificado y ser inscrito en el Registro de Consumidores Calificados. Una vez inscrito, deberá solicitar al Operador del Sistema la autorización para realizar transacciones en el MEN en su calidad de agente comprador. El Operador del Sistema lo autorizará siempre que éste cumpla los requisitos establecidos en el ROM.

Una vez cumplido lo establecido en el párrafo anterior, los Consumidores Calificados podrán contratar su suministro de potencia y energía con Generadores, Comercializadores o Distribuidores a precios libremente pactados. Para ello, deberán tener cubierto mediante contratos el porcentaje de su requerimiento de potencia firme establecido regulatoriamente por la CREE, pudiendo adquirir la diferencia en el mercado de oportunidad.

**Artículo 15. Entrada en operación comercial de Comercializadores.** Para hacer posible la operación de Comercializadores, la Comisión podrá emitir una resolución estableciendo los requerimientos adicionales a los establecidos en el RLGIE y en el ROM que los mismos deberán satisfacer.

Una vez habilitado para actuar como Agente del Mercado Eléctrico Nacional y estando autorizado para hacer transacciones en el mercado de oportunidad, cada Comercializador deberá indicar en sus ofertas de compra las potencias programadas para ser retiradas por sus clientes en cada intervalo de operación del día siguiente referidas a nodos de la red de transmisión.

El Operador del Sistema considerará todos los retiros de clientes del Comercializador como retiros del Comercializador. Aquellos clientes del Comercializador que estén conectados a nodos de la red de transmisión deberán estar dotados de equipos de medición que satisfagan las especificaciones detalladas en el artículo 35 de la presente Norma Técnica.

Para aquellos clientes del Comercializador que estén conectados a redes de distribución, el Comercializador sumará sus potencias por intervalo de operación y referirá el total al nodo más cercano de la red de transmisión.

El Comercializador determinará las potencias por intervalo de operación de dichos clientes a partir de curvas de demanda típicas de cada uno de ellos para cada uno de los días de la semana, de lunes a domingo, y para días feriado. Las curvas típicas mostrarán los valores de potencia en la ordenada, y los intervalos de operación en la abscisa. Las curvas típicas de cada cliente se basarán en registros efectuados durante un mes y deberán ser aprobadas por el Distribuidor. Las potencias por intervalo de operación serán las potencias promedio para cada hora de cada tipo de día, de lunes a domingo y feriados, durante el período de registro. El Comercializador deberá actualizar las curvas típicas cada tres meses sobre la base de registros aprobados por el Distribuidor.

Al final de cada mes, el Comercializador determinará el valor de las ordenadas de las curvas típicas con base en la energía registrada por los medidores de sus clientes, la cual se considerará igual al área bajo las curvas de demanda

correspondientes a los días de ese mes. El Distribuidor deberá revisar esos valores y aprobarlos, en su caso.

**Artículo 16. Opción de ofertas de compra ENEE-Distribución.** La ENEE-Distribución, en su actual condición de principal agente comprador del mercado de oportunidad, podrá pedir al Operador del Sistema que tome las potencias horarias proyectadas por el propio Operador del Sistema con base en los retiros usuales del Distribuidor en todos los nodos de conexión a la red de transmisión como las potencias de sus ofertas de compra para cada intervalo de operación.

#### CAPÍTULO IV

##### MERCADO DE OPORTUNIDAD REGIONAL

**Artículo 17. Ofertas de venta.** Los Generadores podrán presentar ofertas de venta de energía al mercado de oportunidad regional administrado por el Ente Operador Regional (EOR), ajustándose para ello a lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), y toda otra reglamentación aplicable emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

De conformidad con el RMER, todo Generador que desee presentar ofertas al EOR deberá hacerlo por intermedio del Operador del Sistema. En ese caso, el Generador deberá ofrecer al Operador del Sistema las mismas cantidades de energía, con la condición de que el costo variable declarado al Operador del Sistema para esa energía no puede ser mayor que el precio ofertado al EOR, dándole así al Operador del Sistema el derecho preferente de compra.

**Artículo 18. Obligación de reportar contratos regionales.** Tanto agentes productores como agentes compradores podrán suscribir los tipos de contratos bilaterales para la exportación o la importación de energía eléctrica descritos en el RMER, en virtud de las disposiciones de dicho reglamento aplicables

a tales contrataciones. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que sean partes en tales contratos deberán informar de ello al Operador del Sistema.

### CAPÍTULO V SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

**Artículo 19. Obligación de provisión.** Los Generadores están obligados a contribuir al suministro de servicios complementarios como sigue:

- A. Toda unidad generadora cuya capacidad sea igual o mayor que ocho (8) MW deberá estar habilitada para integrarse al Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés), para la regulación secundaria de frecuencia. La integración dentro del AGC se implementará a solicitud del Operador del Sistema.
- B. Toda unidad generadora deberá mantener, mientras esté en línea, una reserva rodante para regulación primaria de frecuencia, la cual le será indicada por el Operador del Sistema desde el día anterior, pero que no será menor del cinco por ciento (5%) de la capacidad efectiva que tenga en línea.
- C. Toda unidad generadora deberá generar o absorber potencia reactiva a solicitud del Operador del Sistema dentro del rango de factor de potencia cero punto nueve atrasado (0.9-) a cero punto nueve adelantado (0.9+).

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del derecho de percibir una remuneración por el suministro de servicios complementarios que puedan reconocerle al Generador las Normas Técnicas que al respecto emita la CREE en el futuro.

### TÍTULO III. PLANIFICACIÓN, OPERACIÓN Y SEGURIDAD OPERATIVA

#### CAPÍTULO I PREDESPACHO

**Artículo 20. Predespacho.** El Operador del Sistema calculará el despacho de las unidades generadoras con base en sus costos variables declarados y el despacho de las demandas de los agentes compradores con base en los precios máximos que éstos declaren estar dispuestos a pagar, todo sujeto a las restricciones de la generación y a las restricciones de red.

El Operador del Sistema tomará en cuenta los contratos regionales que puedan existir, los que darán lugar a inyecciones o retiros en nodos de la RTR en territorio nacional.

En caso de ser necesario por congestión de enlaces de transmisión o necesidad de generación para regulación de la tensión o en general para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro, el Operador del Sistema podrá despachar unidades generadoras fuera del orden de mérito de los costos variables, dando lugar a posibles diferencias importantes de los precios nodales de la energía. Esta generación, que el ROM designa como generación forzada, tendrá derecho a ser remunerada al costo marginal del nodo de inyección de esta. En caso de que el costo marginal del nodo de inyección sea inferior al costo variable de generación declarado por la central designada como generación forzada, esta generación será remunerada al costo variable de generación declarado por el Generador.

El Operador del Sistema comunicará al EOR los resultados del predespacho nacional para su integración en el predespacho regional, presentándole al mismo tiempo aquellas ofertas de inyección y de retiro en los nodos de la RTR que permitan reducir el costo de satisfacer la demanda nacional y hacer posible la exportación de energía bajo criterios de eficiencia económica.

El Operador del Sistema calculará el predespacho en coordinación con el EOR, de la manera especificada en el ROM en su Título V, Planificación Operativa, Despacho Económico y Mercado de Oportunidad.

De manera transitoria y para efecto de esta norma, para el cálculo de los costos marginales de la energía tanto en el predespacho como en el posdespacho, se utilizará como costo de la energía no suministrada un valor equivalente al de la unidad de mayor costo variable considerada para operar en el Mercado Eléctrico Nacional.

**Artículo 21. Publicación del predespacho.** El Operador del Sistema notificará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional a más tardar a las 6:00 P.M. de cada día el resultado del predespacho nacional total, publicándolo en su sitio web. La información incluirá el programa de generación asignado a cada Unidad de Producción, indicando los nodos de inyección, para cada intervalo de operación del día siguiente, así como una banda de potencia que cada Unidad de Producción deberá mantener para la regulación de la frecuencia, incluyendo la reserva destinada a compensar las variaciones aleatorias de la generación renovable no controlable, en su caso.

Asimismo, el Operador del Sistema comunicará a cada agente comprador el programa de retiros para cada intervalo de operación del día siguiente aprobado con base en su oferta de compra.

El Operador del Sistema comunicará también a los agentes los costos marginales por intervalo de operación, nodales o zonales, que hayan resultado del predespacho para el día siguiente.

Los programas de potencias por intervalo de operación para venta o para compra en el mercado de oportunidad durante el día siguiente constituirán compromisos firmes entre el Operador del Sistema y cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional para el suministro y compra de energía eléctrica.

**Artículo 22. Modificación de la declaración.** Todo Generador deberá informar inmediatamente al Operador

del Sistema de cualquier cambio en aquellos parámetros característicos de sus unidades generadoras que intervendrán en el cálculo del despacho económico, en particular, su potencia mínima y su potencia máxima, con el fin de que el Operador del Sistema pueda mantener actualizada su base de datos.

## CAPÍTULO II REDESPACHOS

**Artículo 23. Modificación de condiciones.** Todo Generador está obligado a informar al Operador del Sistema tan pronto como le sea posible de cualesquiera eventos imprevistos que hayan surgido el mismo día que haya presentado una declaración o el día siguiente durante la operación en tiempo real, tales como falla de unidades generadoras que obliguen a reducir las potencias programadas o, al contrario, aumentos no previstos de la energía generable (por ejemplo, por crecidas repentinas en ríos que alimentan centrales hidroeléctricas de filo de agua) que lleven a aumentar dichas potencias horarias.

De la misma manera, todo agente comprador deberá informar al Operador del Sistema de cualesquiera eventos imprevistos que surjan después de que haya presentado su oferta diaria, o el día siguiente durante la operación en tiempo real, que obliguen a reducir o a aumentar las potencias programadas para retiro.

Cuando, después de concluido el predespacho y antes del inicio del día siguiente se produzcan tales variaciones imprevistas de la capacidad disponible de generación o de las proyecciones de demanda, el Operador del Sistema realizará cálculos de redespacho para modificar como sea necesario el programa de generación y los programas de retiros. El Operador del Sistema coordinará los redespachos con el EOR.

## CAPÍTULO III OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

**Artículo 24. Coordinación de la operación en tiempo real.** El Operador del Sistema dirigirá la operación en tiempo real del sistema eléctrico, ordenando los ajustes que sean

necesarios para responder a desviaciones tanto de la demanda con respecto a las previsiones del día anterior, como de la capacidad y energía disponibles para generación.

Cada Generador que utilice una fuente de energía controlable está obligado a cumplir el programa de generación que le haya comunicado el Operador del Sistema como resultado del predespacho y de los eventuales redespachos, sin perjuicio de los ajustes necesarios para contribuir a la regulación de la frecuencia, en particular para compensar las variaciones aleatorias de la generación que utiliza fuentes renovables no controlables de conformidad con lo que haya indicado el Operador del Sistema.

Asimismo, los agentes compradores deberán ajustarse al programa de retiros determinado por el Operador del Sistema en el proceso del despacho económico, incluyendo los redespachos que hubiesen sido necesarios.

Tanto los Generadores como los agentes compradores deberán acatar las instrucciones de modificación de sus programas que pueda comunicarles el Operador del Sistema durante la operación en tiempo real para responder a desviaciones imprevistas que obliguen a modificar dichos programas.

**Artículo 25. Desviaciones en la operación en tiempo real.**

Salvo casos de fuerza mayor, las desviaciones no solicitadas por el Operador del Sistema de la potencia generada por cada Generador o de la potencia retirada por cada agente comprador en cada intervalo de operación con respecto al programa resultante del predespacho y eventuales redespachos no deberán exceder hacia arriba o hacia abajo el límite porcentual del diez por ciento (10%).

En adelante, la presente Norma Técnica supone que las desviaciones tanto en las inyecciones de los Generadores como en los retiros de los agentes compradores serán inferiores al diez por ciento (10%) de las potencias programadas.

**CAPÍTULO IV  
POSDESPACHO**

**Artículo 26. Determinación de los costos marginales o nodales.** El Operador del Sistema determinará en coordinación con el EOR y con base en la operación en tiempo real, los costos marginales finales en cada nodo del sistema principal de transmisión, por intervalo de operación como resultado del proceso del posdespacho. Esos costos marginales finales serán los que el Operador del Sistema utilizará para la liquidación financiera de las transacciones y para los pagos a los generadores.

A los efectos de la presente Norma Técnica, se entenderá por “posdespacho” el cálculo de los costos marginales por intervalo de operación efectuado después de la operación en tiempo real, considerando los retiros e inyecciones reales que se hayan producido en los nodos de la red.

**CAPÍTULO V  
CONTRATOS BILATERALES ENTRE AGENTES**

**Artículo 27. Operación de los contratos.** Los Generadores y los agentes compradores podrán suscribir contratos bilaterales entre ellos.

Todo Generador y todo agente comprador que tengan contratos bilaterales deberán comunicar al Operador del Sistema cada día a más tardar a las 9:00 A.M. el programa de transacciones que han acordado para cada contrato en forma de una potencia para cada uno de los intervalos de operación del día siguiente, potencia que será la misma para la inyección por el Generador como para el retiro por el agente comprador.

El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los programas de transacciones para calcular el despacho económico, sino que los utilizará únicamente para la liquidación financiera de las transacciones.

El total de las potencias a inyectar por un Generador en un determinado intervalo de operación incluidas en sus programas de transacciones a diferentes agentes compradores no podrá exceder la capacidad disponible de la Unidad de Producción de que se trate.

En el caso del agente comprador, las potencias del programa de retiros de su oferta de compra al mercado de oportunidad deberán ser iguales o mayores que la suma de las potencias de sus programas de transacciones con generadores para cada intervalo de operación.

En un contrato bilateral, el Generador será responsable por el costo de la energía del programa de transacciones que debe retirar el agente comprador en cada intervalo de operación. Salvo casos de fuerza mayor, cuando la potencia inyectada por el Generador en un intervalo de operación determinado sea inferior a la suma de las potencias de sus programas de transacciones, el Generador estará comprando en el mercado de oportunidad la diferencia necesaria para satisfacer su compromiso con sus compradores en ese intervalo de operación.

**Artículo 28. Contratos bilaterales de Comercializadores.**

Cada Comercializador habilitado para operar como Agente del Mercado Eléctrico Nacional y que participe en el mercado de oportunidad, deberá comunicar al Operador del Sistema el programa de transacciones que tiene con cada Generador con el que tenga contrato, mostrando para cada intervalo de operación la potencia programada para esa transacción por el Generador desglosada en los retiros de clientes del Comercializador que serán satisfechos con esa potencia, indicando el nodo de cada retiro.

Para cada intervalo de operación, la suma de las potencias de todos los programas de transacciones entre Generadores y Comercializador deben ser exactamente iguales a la suma de las potencias programadas para retiro por los clientes del Comercializador referidas a nodos de la red de transmisión.

**Artículo 29. Contratos bilaterales ENEE-Distribución.**

No obstante lo anterior, durante la vigencia de la presente Norma Técnica, la ENEE-Distribución y los Generadores con los que tiene contratos bilaterales no estarán obligados a presentar cada día programas de transacciones acordados entre ellos para el día siguiente. En lugar de ello, el Operador del Sistema procederá como se indica a continuación.

El Operador del Sistema determinará para cada intervalo de operación, después de la operación en tiempo real, la potencia total efectivamente inyectada por el conjunto de Generadores que tienen contratos con Consumidores Calificados y con Comercializadores y la comparará con la suma de las potencias efectivamente retiradas por dichos Consumidores Calificados y Comercializadores.

En caso de que la potencia total inyectada sea menor que la retirada, el Operador del Sistema repartirá ese déficit entre los Generadores que tienen contratos con la ENEE en orden descendente de los cargos variables de sus contratos.

Para cada Generador que tenga contrato con la ENEE-Distribución, el Operador del Sistema tomará las potencias inyectadas durante la operación en tiempo real en los veinticuatro (24) intervalos de operación del día, reducidas, en su caso, en las cantidades de déficit asignadas al mismo, como las potencias de su programa de transacciones con la Empresa de Distribución de la ENEE.

La Empresa de Distribución de la ENEE actuará juntamente con la Empresa de Transmisión de la ENEE para retirar la energía, de manera que los retiros correspondientes a cada programa de transacciones se efectuarán en el mismo nodo de inyección.

**CAPÍTULO VI**

**VENTA DE POTENCIA FIRME**

**Artículo 30. Venta y compra.** Los Generadores que tengan capacidad firme no comprometida en contratos bilaterales

podrán ser remunerados mediante la liquidación mensual de desvíos de potencia firme que realizará el Operador del Sistema, siempre y cuando el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores sea mayor que su potencia firme contratada en el mes.

La cantidad de potencia a ser remunerada como desvíos de potencia firme será determinada por el Operador del Sistema y corresponderá al menor valor entre la potencia firme del Generador para el año en curso calculada por el Operador del Sistema y la potencia real disponible durante el cinco por ciento (5%) de horas del mes, no necesariamente consecutivas, en las que se produjo las máximas demandas del sistema.

Cada mes, el Operador del Sistema asignará a los agentes compradores que tengan faltante de potencia firme, la potencia firme de los Generadores con capacidad firme no comprometida en contratos y calculada según el párrafo segundo de este Artículo. Por esta capacidad firme, el agente comprador pagará a los Generadores el precio de referencia de la potencia al nivel de la generación, el cual será aprobado por la CREE. El precio de referencia de la potencia al nivel de la generación vigente es de USD 8.78 por kW-mes, el cual podrá ser posteriormente modificado mediante acuerdos o resoluciones específicas emitidas por la CREE.

En caso de que en un mes la suma total de potencias firmes a remunerar sea superior al faltante de potencia firme adjudicada al agente comprador, la cantidad de potencia a ser remunerada a cada Generador será la potencia calculada de acuerdo al párrafo segundo del presente Artículo, multiplicada por el cociente entre el faltante de potencia firme adjudicada al agente comprador y la suma total de potencias firmes a remunerar.

**Artículo 31. Asignación de capacidad.** A los efectos de la aplicación del artículo anterior, se establece los valores de potencia firme que los agentes compradores están obligados a tener contratada, como se indica a continuación.

Los Distribuidores y los Comercializadores deberán tener contratada, hasta el final del siguiente año calendario como mínimo, una potencia firme igual a su demanda máxima prevista en el período crítico del sistema más las pérdidas de potencia proyectadas más el margen de reserva fijado por la CREE, el cual será inicialmente del diez por ciento (10%).

Los Consumidores Calificados habilitados para actuar como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional están obligados a tener contratada, para los siguientes doce (12) meses, una potencia firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia reglamentariamente aprobado por la CREE. Este porcentaje será del setenta y cinco por ciento (75%) inicialmente, pudiendo ser posteriormente modificado mediante resoluciones específicas emitidas por la CREE.

Cada mes, los agentes compradores presentarán al Operador del Sistema la declaración de su capacidad firme contratada en contratos bilaterales, detallando el valor de potencia adjudicada a cada Generador, así como el precio a pagar por la misma.

**Artículo 32. Determinación de capacidad firme.** Mientras la CREE no haya emitido la Norma Técnica de Potencia Firme a que se refiere el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, el Operador del Sistema determinará la potencia firme de cada Unidad de Producción, como se describe a continuación.

- A. **Periodo crítico del sistema.** A los efectos de la presente Norma Técnica, se considerará como período crítico del sistema a las horas punta de la noche (18:00 – 22:00 horas) de los meses de marzo a mayo.
- B. **Generación térmica.** Para las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, las centrales que usan solamente biomasa como combustible pero que operan de manera continua durante el año y las centrales que usan biomasa como combustible durante parte del año y combustibles fósiles el

resto del año, su capacidad firme se calculará como el producto de la potencia efectiva de la unidad multiplicada por su factor de disponibilidad media medido durante el periodo crítico del sistema en los dos últimos años de funcionamiento.

La potencia efectiva de la unidad se establecerá con base en la última prueba de capacidad que haya sido autorizada y documentada por el Operador del Sistema, pudiendo el Operador solicitar una verificación de los resultados. Alternativamente, la potencia efectiva de la planta podrá ser informada por el Generador y calculada como la capacidad instalada de la planta ajustada por los factores de temperatura y presión propios de la ubicación de la planta. Esta información deberá ser verificada y aprobada por el Operador del Sistema.

El factor de disponibilidad media se medirá sobre los meses que conforman el período crítico del sistema para los dos últimos años de funcionamiento de la planta, este factor se calculará de la siguiente manera:

$$FDM = \left( \frac{1}{NM} \right) \sum_{m=1}^{NM} \left( 1 - \frac{H_m^f + H_m^{m-} + H_m^{m+}}{H_m} \right)$$

Donde:

$FDM$ : Factor de disponibilidad media

$NM$ : Número de meses del período crítico en los dos últimos años

$H_m$ : Número de horas del mes  $m$

$H_m^f$ : Número de horas de falla de la planta en el mes  $m$

$H_m^{m-}$ : Número de horas de mantenimiento menor de la planta en el mes  $m$

$H_m^{m+}$ : Número de horas de mantenimiento mayor de la planta en el mes  $m$

Para Unidades de Producción conformadas por más de una unidad de generación, el factor de disponibilidad media se calculará como el promedio ponderado de las disponibilidades medias de las unidades, tomando en consideración la potencia instalada de cada unidad.

El factor de disponibilidad media será informado por el Generador y el mismo deberá ser verificado y aprobado por

el Operador del Sistema, con base en los registros disponibles en la Sala de Control del Operador.

Si el Generador no dispone de registros que le permitan calcular el factor de disponibilidad de acuerdo a la relación anterior, este factor será estimado por el Operador del Sistema con base en los registros históricos disponibles en la Sala de Control del Operador.

C. **Generación hidroeléctrica regulable con períodos operativos de al menos 10 años.** La potencia firme para una central hidroeléctrica de embalse se obtiene como la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del noventa y cinco por ciento (95%) de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa. La serie histórica de la planta debe ser de al menos diez (10) años.

Para el cálculo de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con embalse, se procede de la siguiente manera:

- i. Para un período de al menos diez (10) años, formar un subconjunto con las potencias medias horarias de la planta para los días y horas del período crítico del sistema.
- ii. Para el subconjunto de datos anteriores, obtener la media  $x_j$  y la desviación estándar  $s_j$  de la población.
- iii. Calcular la potencia firme de la planta hidroeléctrica  $j$  como:

$$PF_j = x_j - 1.645 s_j$$

Donde -1.645 es el valor de la variable aleatoria normal estandarizada (valor  $Z$ ), el cual tiene un noventa y cinco por ciento (95%) de probabilidad de ser superado.

Para la determinación de la potencia media horaria referida anteriormente, se tomarán los datos de la

medición comercial del Generador y los mismos serán verificados por el Operador del Sistema de acuerdo a registros históricos en su sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés).

- D. **Generación hidroeléctrica regulable con períodos operativos menores a 10 años.** Para las centrales hidroeléctricas de embalse que tienen menos de diez (10) años de historial operativo o que están por entrar en servicio, se utilizarán estimaciones de producción esperada presentadas por el promotor del proyecto o por el Generador, considerando la hidrología de la cuenca. Una vez transcurridos diez (10) años de funcionamiento, la potencia firme se calculará con la serie histórica de funcionamiento de la planta.

Para calcular la potencia firme de centrales hidroeléctricas de embalse con menos de diez (10) años de historial operativo, se procederá de la siguiente manera:

- i. El promotor del proyecto o el Generador presentará una proyección de afluentes naturales al embalse de la central para un horizonte de al menos cinco (5) años.
- ii. Utilizando la herramienta de Planificación Operativa de Largo Plazo, el Operador del Sistema obtendrá un subconjunto de datos conteniendo la potencia media horaria a generar por la planta, a partir de su fecha de entrada en operación, para los días y horas del período crítico del sistema.
- iii. Para el subconjunto de datos anteriores, obtener la media  $x_j$  y la desviación estándar  $s_j$  de la población.
- iv. Calcular la potencia firme de la planta hidroeléctrica  $j$  como:

$$PF_j = x_j - 1.645 s_j$$

Donde -1.645 es el valor de la variable aleatoria normal estandarizada (valor Z), el cual tiene un noventa y cinco por ciento (95%) de probabilidad de ser superado.

Para propósitos de modelación en el cálculo de la potencia media horaria de estas centrales hidroeléctricas en el modelo de largo plazo del Operador del Sistema, su factor de indisponibilidad se considera cero.

- E. **Generación renovable no controlable.** Para las centrales hidroeléctricas a filo de agua o sin capacidad de almacenamiento, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y las centrales de biomasa estacionales, se tomará su potencia firme como la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del noventa y cinco por ciento (95%) de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para el cálculo de la potencia firme de centrales renovables no-controlables, se procede de la siguiente manera:

- i. Para el período histórico en que la planta ha estado operativa, formar un subconjunto con las potencias medias horarias de la planta para los días y horas del período crítico
- ii. Para el set de datos anteriores, obtener la media  $x_k$  y la desviación estándar  $s_k$  de la población
- iii. Calcular la potencia firme de la planta renovable  $k$  como:

$$PF_k = x_k - 1.645 s_k$$

Donde -1.645 es el valor de la variable aleatoria normal estandarizada (valor Z), el cual tiene un noventa y cinco por ciento (95%) de probabilidad de ser superado.

Para la determinación de la potencia media horaria referida anteriormente, se tomarán los datos de la medición comercial del Generador y los mismos serán verificados por el Operador del Sistema de acuerdo a registros históricos en su sistema SCADA.

## CAPÍTULO VII

USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN  
Y DE DISTRIBUCIÓN

**Artículo 33. Contratos de acceso.** Todo agente comprador que desee comprar capacidad firme y energía del mercado de oportunidad, o mediante contratos bilaterales con Generadores conectados a la red en nodos diferentes del suyo, deberá tener firmado un contrato de acceso y uso de la red de transmisión con la empresa transmisora nacional y, en su caso, también un contrato con el Distribuidor, cuyas redes hayan de ser utilizadas para posibilitar la transacción. Al momento de la emisión de la presente Norma Técnica, la empresa transmisora nacional es ENEE-Transmisión y la empresa distribuidora es ENEE-Distribución. La CREE aprobará, a propuesta de las empresas transmisoras y distribuidoras, el formato y los contenidos del modelo de contrato de acceso, conexión y uso conforme a lo establecido en el RLGIE.

Para permitir el suministro a aquellos consumidores que sean clientes de un Comercializador habilitado para operar como Agente del Mercado Eléctrico Nacional, será responsabilidad del Consumidor Calificado suscribir con la empresa transmisora y con la empresa distribuidora los necesarios contratos de acceso y uso de las redes que correspondan. Sin embargo, cuando este Consumidor Calificado tenga contratado su suministro con un único Comercializador, será este último el responsable de presentar al Operador del Sistema el cumplimiento de este requerimiento para obtener autorización a realizar transacciones.

El Operador del Sistema realizará las liquidaciones y el Comercializador facturará a sus clientes con base en la lectura del medidor de cada uno de ellos y pagará al Transmisor o al Distribuidor, o a ambos, por el uso de las redes los precios por kWh aplicados a las cantidades de energía resultantes de dicha lectura.

La ENEE-Transmisión y las Empresas Transmisoras deberán presentar mensualmente al Operador del Sistema un informe

indicando el estado – disponible o no disponible – de cada enlace de la red de transmisión, así como las limitaciones de capacidad que se estén presentando en determinados enlaces. El Operador del Sistema comunicará esta información a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

**Artículo 34. Cargos por uso.** La Comisión establece como peaje de acceso y utilización de la red de transmisión un valor de USD 0.008 por kWh retirado por el agente comprador, correspondiente a una transacción bilateral. El agente comprador no estará obligado a pagar por el uso de la red de transmisión cuando sus instalaciones estén conectadas a una red de distribución y la central o centrales de los Generadores con quienes tiene contratos bilaterales estén conectadas a la misma red de distribución.

La Comisión establece como peaje de acceso y utilización de las redes de distribución un valor de USD 0.02 por kWh transferido correspondiente a una transacción bilateral.

El agente comprador sólo estará obligado a pagar por el uso de la red de distribución cuando sus instalaciones, o las instalaciones de sus clientes en el caso de los Comercializadores, estén conectadas a una red de distribución. El hecho de que la central o centrales del Generador o Generadores estén conectadas a una red de distribución no crea obligación de pago por el uso de la red de distribución.

## CAPÍTULO VIII

## SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

**Artículo 35. Especificaciones.** Las centrales de los Generadores y las instalaciones de los agentes compradores que deseen participar en el mercado de oportunidad como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, deberán estar equipadas con dos medidores, uno principal y otro de respaldo, para medir la energía tanto activa como reactiva inyectada o retirada de la red. Aquellos clientes de Comercializadoras que estén conectados a nodos de la red de transmisión también deberán cumplir con este requerimiento.

Cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilario, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de conformidad con la Norma ANSI C12 16-1991, con capacidad de almacenar treinta y cinco (35) días de datos como mínimo, con diez (10) o más canales activos, con un módulo de comunicación con velocidad de transmisión de trescientos (300) bps o mayor, módulo de entrada y salida y con alimentación independiente.

Los medidores de estado sólido deberán tener una precisión de cero punto dos por ciento (0.2%), y los transformadores de corriente y de potencial para el equipo de medición deberán tener una precisión de cero punto tres por ciento (0.3%) para la carga nominal conectada en los secundarios, de conformidad con las Normas ANSI C12.6-1991 y ANSI C57.13-1993.

Todos los medidores deberán tener registradores integrados los cuales almacenarán los valores registrados para que periódicamente sean extraídos en forma remota por el Operador del Sistema. Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores en períodos programables compatibles con el intervalo de operación, que es de una hora pero que podrá ser reducido en el futuro por la Comisión.

Los registradores serán normalmente leídos remotamente utilizando enlaces de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un modem y de la funcionalidad de comunicación requerida con el grado de protección adecuado. Adicionalmente, deberá ser posible realizar la extracción de los datos localmente.

Los registradores utilizarán como referencia de tiempo una sincronización externa confiable, la cual será realizada por el Operador del Sistema semestralmente como mínimo.

La protección de los datos deberá cubrir tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos.

El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la presencia y la inalterabilidad de estos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete días de duración como mínimo, u otro sistema no volátil de alimentación independiente.

Los Generadores y agentes compradores que deseen participar en el mercado de oportunidad como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y cuyos sistemas de medición no cumplan a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica las especificaciones anteriores, dispondrán de un plazo de seis (6) meses para adecuar sus sistemas a lo aquí especificado.

#### TÍTULO IV.

### LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES

#### CAPÍTULO I

### CONDICIONES GENERALES

**Artículo 36. Contratos bilaterales.** Los agentes productores y agentes compradores que tengan contratos bilaterales entre ellos podrán solicitar al Operador del Sistema que, para cada intervalo de operación, el débito a la cuenta del agente comprador por el valor de la energía del programa de transacciones con un Generador determinado, programada para retiro en ese intervalo, lo transfiera a la cuenta de dicho Generador. El monto del débito a transferir lo calculará el Operador del Sistema aplicando a la cantidad de energía del programa de transacciones el costo marginal del intervalo de operación en el nodo de inyección, determinado en el posdespacho.

En el caso de las transacciones de energía a ENEE-Distribución de los Generadores que tienen contratos de suministro con ella, el Operador del Sistema acreditará a la cuenta de cada Generador el valor de la energía inyectada y debitará esa cuenta con el valor de la energía retirada por ENEE-Distribución y ENEE-Transmisión en cada intervalo de operación en el mismo nodo, igual a la energía inyectada por el Generador en ese mismo intervalo y nodo, menos la

energía de déficit de Generadores que tienen contratos con Consumidores Calificados y Comercializadores, en su caso.

**Artículo 37. Liquidación diaria.** Después de calculado el posdespacho, el Operador del Sistema efectuará cada día la liquidación financiera de las transacciones de cada agente comprador o productor con el mercado de oportunidad mediante la agregación de las anotaciones horarias de débitos o créditos, como se describe a continuación.

Para los propósitos de la liquidación financiera de la transacción primaria de cada agente productor y de cada agente comprador con el mercado mayorista, el Operador del Sistema considerará la potencia inyectada por cada Generador y la potencia retirada por cada agente comprador en cada intervalo de operación como igual a la potencia programada como resultado del despacho, incluyendo eventuales redespachos, para inyección o para retiro en ese intervalo, más una desviación, la cual puede ser positiva o negativa.

En el caso de los Generadores, una desviación positiva corresponde a la inyección de una potencia adicional a la programada; una desviación negativa corresponde a un retiro virtual, superpuesto a la inyección de la potencia programada.

En el caso de los agentes compradores, una desviación positiva corresponde al retiro de una potencia adicional a la programada en el despacho; una desviación negativa corresponde a una inyección virtual, superpuesta al retiro de dicha potencia programada.

Con base en lo anterior, el Operador del Sistema hará la liquidación financiera de las transacciones de la manera siguiente.

- A. **Generadores:** Para cada intervalo de operación, el Operador del Sistema acreditará la cuenta del Generador con el valor de la energía programada para inyección. Además, en caso de una desviación positiva, la acreditará con el valor de la energía

inyectada de más o, en el caso de una desviación negativa, la debitará con el valor de la energía retirada.

- B. **Agentes compradores:** Para cada intervalo de operación, el Operador del Sistema debitará la cuenta del comprador con el valor de la energía programada para retiro. Además, en caso de una desviación positiva, la debitará con el valor de la energía retirada de más o, en el caso de una desviación negativa, la acreditará con el valor de la energía inyectada.

En todos los casos, para determinar los montos a acreditar o a debitar a las cuentas, el Operador del Sistema aplicará a las cantidades de energía el costo marginal del intervalo de operación en el nodo de inyección o de retiro, determinado en el posdespacho.

**Artículo 38. Informe diario.** El primer día hábil posterior a la operación en tiempo real, el Operador del Sistema comunicará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y a las Empresas Transmisoras los resultados de la liquidación diaria, indicando los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de sus transacciones. Dichos resultados tendrán carácter provisional mientras transcurre el plazo reservado para posibles reclamos.

Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y las Empresas Transmisoras tendrán un plazo de tres (3) días hábiles para presentar cualquier reclamo que tengan sobre los resultados de una liquidación diaria. Pasado dicho plazo, los reclamos no serán considerados, por ser extemporáneos. El Operador del Sistema dispondrá de tres (3) días hábiles para responder a cada reclamo. En caso de que un Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora no esté de acuerdo con la respuesta del Operador del Sistema, tendrá tres (3) días hábiles para presentar un nuevo reclamo aportando información adicional. El Operador del Sistema dispondrá de un nuevo plazo de tres (3) días hábiles para emitir su resolución final.

De no estar conforme con dicha resolución, el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora podrá recurrir ante la CREE, remitiendo copia al Operador del Sistema. La Comisión dispondrá de cinco (5) días hábiles para responder y el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora tendrá también cinco (5) días hábiles para ejercer el recurso de reposición ante la propia Comisión, en su caso. La Comisión dispondrá de un nuevo plazo de cinco (5) días hábiles para emitir su resolución definitiva, la cual le pondrá fin a la vía administrativa.

El Operador del Sistema podrá modificar las liquidaciones diarias que determine como consecuencia de las reclamaciones planteadas por los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional o las Empresas Transmisoras, o bien para incluir nuevas informaciones o modificaciones a iniciativa del propio Operador del Sistema, o de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional o Empresas Transmisoras, previa aceptación de estas últimas por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema publicará una nueva liquidación de aquellos días que se hubieran modificado según lo establecido en este artículo, disponiendo los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Empresas Transmisoras de nuevos plazos de reclamación conforme al ciclo descrito.

**Artículo 39. Liquidación de Comercializadores.** Una vez que haya Comercializadores habilitados para operar como Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, los mismos deberán determinar en conjunto con el Distribuidor y con el apoyo del Operador del Sistema, para aquellos de sus clientes que estén conectados a una red de distribución, las desviaciones en cada intervalo de operación del mes anterior entre la potencia de retiro declarada por el Comercializador y la potencia agregada del conjunto de tales clientes en cada intervalo de operación determinada con base en las energías registradas en los medidores y las curvas de carga típicas

El Comercializador determinará el valor de las ordenadas de las curvas típicas con base en la energía registrada por los medidores que se considerará igual al área bajo las curvas de demanda correspondientes a los días de ese mes. El Distribuidor deberá revisar y aprobar esos valores, en su caso.

Las desviaciones detectadas darán lugar a una conciliación entre el Comercializador y el Distribuidor usando los precios de los contratos con Generadores que hayan sido efectivamente pagados en los correspondientes intervalos de operación.

**Artículo 40. Informe mensual.** Al final de cada mes, el Operador del Sistema sumará los resultados de las liquidaciones diarias para producir la liquidación mensual. Como resultado de ello, deberá producir para cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional y cada Empresa Transmisora un documento que contenga toda la información necesaria para la determinación de los pagos y cobros. Para cada agente comprador, el Operador del Sistema indicará el correspondiente monto a pagar al mercado de oportunidad. La mencionada información de base deberá indicar, para el caso de los Generadores que vendan capacidad firme al mercado de oportunidad, la potencia firme correspondiente y el precio de referencia de esta. La información de base deberá incluir además cualesquiera ajustes que se deban hacer para corregir errores que se puedan haber descubierto en cobros y pagos anteriores.

**Artículo 41.** El Operador del Sistema contratará, mediante un proceso competitivo, a un banco comercial para auxiliarlo en el proceso de liquidación financiera de las transacciones. Ese banco se designará en adelante en la presente Norma como Banco Liquidador. No serán elegibles para esta función aquellos bancos que estén actualmente administrando fideicomisos para las actividades de la ENEE. El eventual costo de los servicios del Banco Liquidador será incluido en el presupuesto del Operador del Sistema que este presentará a la Comisión para aprobación de conformidad con la Ley.

Al final de cada mes calendario, el Operador del Sistema comunicará tanto a los agentes como al Banco Liquidador los derechos de cobro y obligaciones de pago de todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y de las Empresas Transmisoras. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional o Empresas Transmisoras con obligaciones de pago tendrán un plazo de tres (3) días hábiles a partir de la notificación del Operador del Sistema para efectuar los depósitos correspondientes.

**Artículo 42. Ejecución de garantías.** Si un Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora no paga dentro del plazo indicado en la Norma Técnica de Liquidación del Mercado de Oportunidad, comenzará a aplicársele al saldo deudor los intereses moratorios que indica el Artículo 108 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Una vez que haya satisfecho sus obligaciones, el Agente del Mercado Eléctrico Nacional deberá solicitar nuevamente su reconexión y la autorización para efectuar transacciones al Operador del Sistema.

## CAPÍTULO II

### COSTO E INGRESO VARIABLE DE TRANSMISIÓN

**Artículo 43. Determinación del costo variable de transmisión.** En el caso de transacciones bilaterales, cuando en un intervalo de operación el costo marginal en el nodo de retiro es diferente del costo marginal en el nodo de inyección, el producto de la diferencia de los costos marginales entre el nodo de retiro y el nodo de inyección por la energía del programa de transacciones para ese intervalo de operación representa el costo variable de la transmisión para la transacción bilateral.

El Banco Liquidador coleccionará ese monto del agente comprador y lo transferirá a la empresa transmisora, que

al momento de la emisión de la presente Norma es ENEE-Transmisión.

**Artículo 43 bis. Continuidad de la validez de convenios y contratos bilaterales entre ENEE y generadores que venden al costo marginal.** La publicación de la presente Norma Técnica no afectará la validez de los convenios de operación, contratos y acuerdos bilaterales que la ENEE tiene suscritos con algunos generadores para la compra de capacidad firme y energía, que estuvieran vigentes al momento de la publicación de la Norma Técnica, pagando un precio de referencia de la potencia y el costo marginal horario de la energía, aún y cuando estos contuvieran cláusula resolutoria a raíz de dicha publicación. Con base en esta disposición, la ENEE podrá efectuar los pagos por la capacidad y energía entregada desde la fecha de la referida publicación y asimismo continuar comprando en el futuro capacidad firme y energía de los generadores con base en dichos convenios de operación, contratos o acuerdos bilaterales.

Esta disposición tendrá vigencia por el período necesario para que el Operador del Sistema implemente todos los mecanismos requeridos para volver plenamente aplicables las disposiciones de la presente Norma Técnica, particularmente en lo que se refiere a la liquidación financiera de las transacciones, la comunicación de los costos marginales horarios a los generadores y la tramitación de los pagos a los mismos.

En tanto el Operador del Sistema no contrate el Banco Liquidador, tal como lo establece el Artículo 41, las funciones definidas para éste en la presente norma serán ejecutadas por el Operador del Sistema.

**Artículo 44. Vigencia.** La presente Norma Técnica entra en vigencia en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.