

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Liquidaciones.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo quinto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, formando parte de dichas Disposiciones Operativas los Manuales de Prácticas del Mercado, los cuales tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico;

Que el Transitorio Tercero, tercer párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que, por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Liquidaciones desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 17 de las Bases del Mercado Eléctrico, a fin de describir los datos utilizados, las fórmulas y los procedimientos de cálculo mediante los cuales se determinarán los cargos y los pagos que deberán aplicarles a los Participantes del Mercado, a los proveedores de servicios regulados para el Mercado Eléctrico Mayorista, a los representantes de los Contratos de Interconexión Legados y de los Sistemas Eléctricos Externos Interconectados, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y al Fondo de Capital de Trabajo, por sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, y

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Liquidaciones.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, sin menoscabo de lo previsto en las Disposiciones Transitorias del Manual de Liquidaciones.

Ciudad de México, a 11 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**
Rúbrica.

MANUAL DE LIQUIDACIONES

CONTENIDO**CAPÍTULO 1 Introducción**

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Propósito de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

CAPÍTULO 2 Entidades Consideradas en las Liquidaciones

- 2.1 Participantes del Mercado
- 2.2 Representante de los Contratos de Interconexión Legados
- 2.3 Representantes de los Sistemas Externos Interconectados
- 2.4 Transportistas y Distribuidores de Energía Eléctrica
- 2.5 CENACE
- 2.6 Autoridad de Vigilancia del Mercado
- 2.7 Fondo de Servicio Universal Eléctrico
- 2.8 Fondo de Capital de Trabajo

CAPÍTULO 3 Disposiciones Generales

- 3.1 Responsable de Liquidaciones
- 3.2 Sistema de Doble Liquidación
- 3.3 Tratamiento de los Sistemas Eléctricos Interconectados
- 3.4 Etapas del Mercado Eléctrico Mayorista
- 3.5 Ciclo de Liquidación
- 3.6 Validación de Precios
- 3.7 Folio Único de Liquidación
- 3.8 Convención de Signos Adoptada en los Estados de Cuenta Diarios

CAPÍTULO 4 Liquidación Diaria del Mercado del Día en Adelanto

- 4.1 Compras PM de Energía Física
- 4.2 Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.3 Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto
- 4.5 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales
- 4.6 Derechos Financieros de Transmisión (DFT)
- 4.7 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
- 4.8 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

CAPÍTULO 5 Liquidación Diaria del Mercado de Tiempo Real

- 5.1 Energía
- 5.2 Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real
- 5.3 Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho
- 5.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real
- 5.5 Exceso/Faltante de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real
- 5.6 Devolución del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real
- 5.7 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real

CAPÍTULO 6 Liquidación de Servicios no Basados en el Mercado Eléctrico Mayorista

- 6.1 Servicios de Transmisión
- 6.2 Servicios de Distribución
- 6.3 Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y Servicio de Control del Sistema
- 6.4 Vigilancia del Mercado
- 6.5 Servicios Conexos no Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista

CAPÍTULO 7 Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia

- 7.1 Precio Neto de Potencia

CAPÍTULO 8 Liquidación de Conceptos Complementarios

- 8.1 Exceso/Ahorro de Pérdidas de Energía en las Redes de Transmisión y Distribución
- 8.2 Intercambios con Sistemas Externos para Asegurar Confiabilidad
- 8.3 Desbalance en Interconexiones Internacionales
- 8.4 Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía
- 8.5 Penalizaciones Estipuladas en las Reglas del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado sin un Destino Explícito
- 8.6 Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico
- 8.7 Cuentas Incobrables en el Fondo de Capital de Trabajo
- 8.8 Déficit/Superávit de los Contratos de Interconexión Legados

CAPÍTULO 9 Liquidaciones Bajo la Suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo

- 9.1 Pagos y Cargos Durante una Suspensión

CAPÍTULO 10 Disposiciones Transitorias**CAPÍTULO 1
Introducción****1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado**

- 1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2 Los Manuales de Prácticas de Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado y establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito de este Manual

- 1.2.1 El presente Manual de Liquidaciones es el Manual de Prácticas de Mercado que describe las fórmulas y los procedimientos de cálculo mediante los que se determinan los cargos y los pagos a los Participantes del Mercado, a los proveedores de servicios regulados para el Mercado Eléctrico Mayorista, a los representantes de los Contratos de Interconexión Legados y de los Sistemas Eléctricos Externos Interconectados, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y al Fondo de Capital de Trabajo.
- 1.2.2 Los datos utilizados en las fórmulas y los procedimientos de cálculo empleados provienen de las ofertas de los Participantes del Mercado, los resultados de los procesos de mercado, las mediciones y las instrucciones de despacho de los operadores del Sistema Eléctrico Nacional. En este Manual se describe cada uno de los datos utilizados. Cada Participante del Mercado tendrá acceso a los datos suficientes para que pueda reproducir los cálculos de los pagos y cargos que le conciernen.
- 1.2.3 El contenido de este Manual desarrolla con mayor detalle la Base 17 de las Bases del Mercado Eléctrico.

- 1.2.4** El Estado de Cuenta Diario que cada Participante del Mercado recibirá, incluirá un folio alfanumérico que identifica en forma única a cada cargo o pago que recibirá. Con el folio del cargo o el pago que aparecerá en el Estado de Cuenta Diario, el Participante del Mercado podrá encontrar en este manual una explicación detallada del concepto y de la fórmula o procedimiento que se utiliza para su cálculo.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

- 1.3.1 CILs:** Contratos de Interconexión Legados.
- 1.3.2 Cuenta de Orden:** Cuenta que los Participantes del Mercado generan en el Módulo de Registro del Sistema de Información de Mercado, para gestionar las transacciones que lleven a cabo en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.3 Directamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que cuenta con medición con calidad de facturación en el punto de conexión o en el punto de interconexión, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se basa en valores específicos medidos para el Centro de Carga o Central Eléctrica. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Directamente Medido puede ser Directamente Modelado o Indirectamente Modelado.
- 1.3.4 Directamente Modelado:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física y el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con un NodoP Elemental o NodoP Agregado específico en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran y venden en el Mercado se valorará a un PML específico para su punto de conexión o su punto de interconexión. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Directamente Modelado siempre es Directamente Medido.
- 1.3.5 Distribución:** La conducción de energía eléctrica a través de Redes Generales de Distribución.
- 1.3.6 Distribuidor:** Los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en el territorio mexicano.
- 1.3.7 DFT:** Derechos Financieros de Transmisión
- 1.3.8 Empresa Productiva Subsidiaria o EPS:** Las empresas productivas subsidiarias a que se refiere el artículo 58 de la Ley de la CFE.
- 1.3.9 Estado de Cuenta Diario (ECD):** Documento que emite el CENACE todos los días para cada Participante del Mercado, que contiene el detalle de sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista; es la base que se utiliza para los procesos de liquidación y re-liquidación.
- 1.3.10 Folio Único de Facturas (FUF):** Registro individual que el sistema del CENACE asigna a cada Factura, Nota de Crédito o Nota de Débito que emite; o registro individual que el Participante del Mercado deba incluir en cada Factura, Nota de Crédito o Nota de Débito que emite al CENACE. Estos folios estarán especificados en el Estado de Cuenta Diario en su sección respectiva.
- 1.3.11 Folio Único de Liquidación (FUL):** El identificador del concepto correspondiente a cada cargo o pago que aparece en el Estado de Cuenta Diario para la liquidación o re-liquidación a la que corresponde.
- 1.3.12 Indirectamente Medido:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no cuenta, en el Punto de Conexión o Punto de Interconexión, con un Sistemas de Medición con las características establecidas en este Manual, de tal manera que la cantidad de energía consumida o generada para efectos de la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se estima con base en la energía neta ingresada a una Zona de Carga excluyendo las pérdidas reconocidas. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Medido será Indirectamente Modelado; no puede ser Directamente Modelado.
- 1.3.13 Indirectamente Modelado:** Un Centro de Carga o Central Eléctrica que no se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física o el Modelo Comercial del Mercado. Dichos Centros de Carga y Centrales Eléctricas se asociarán con el NodoP Distribuido en el Modelo Comercial del Mercado, de tal forma que la energía eléctrica que compran

y venden en el Mercado se valorará al PML asociado con la Zona de Carga o Zona de Generación correspondiente. Un Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Medido puede ser Directamente Medido o Indirectamente Medido.

- 1.3.14 MDA:** Mercado del Día en Adelanto.
- 1.3.15 MTR:** Mercado de Tiempo Real.
- 1.3.16 Participante de Liquidación:** Una persona que participa en las Liquidaciones del CENACE como contraparte. Este grupo incluye los Participantes de Mercado, los transportistas, los distribuidores, el CENACE, los representantes de sistemas eléctricos en el extranjero, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, el Fondo de Capital de Trabajo y la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 1.3.17 Manual:** Manual de Liquidaciones.
- 1.3.18 Nota de Crédito / Nota de Débito:** Documento asociado a una factura que emite el Participante del Mercado o el CENACE, producto de una Re-Liquidación.
- 1.3.19 Ofertas de Venta:** La oferta en cantidad (MWh), ubicación (NodoP) y precio (pesos mexicanos) que hacen los Participantes del Mercado para vender energía y Servicios Conexos en los Mercados de Energía de Corto Plazo, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto.
- 1.3.20 Participante de Liquidación:** Una persona que participa en las Liquidaciones del CENACE como contraparte. Este grupo incluye los Participantes de Mercado, los transportistas, los distribuidores, el CENACE, los representantes de sistemas eléctricos en el extranjero, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, el Fondo de Capital de Trabajo y la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 1.3.21 Redes Generales de Distribución (RGD):** Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general y que operen a una tensión inferior a 69 kV o que aun operando a una tensión igual o mayor a 69 kV estén temporalmente a cargo de las empresas de Distribución.
- 1.3.22 Re-Liquidación:** Resultado del volver a ejecutar la liquidación de un día operativo a fin de reflejar datos actualizados y correcciones.
- 1.3.23 Reserva Operativa:** Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante.
- 1.3.24 Reserva para Contingencias:** Servicios Conexos compuestos por Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.
- 1.3.25 Unidad Auto-Asignable:** Es una Unidad de Central Eléctrica que en su oferta de venta especifica el estatus de Auto-Asignación para alguna hora del día.

1.4 Reglas de interpretación

- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la disposición 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado.
- 1.4.3** El capítulo 6 del presente manual establece fórmulas para el cobro de las Tarifas Reguladas determinadas por la Comisión Reguladora de Energía. En caso de omisiones o inconsistencias entre dicho capítulo y las disposiciones, aclaraciones o interpretaciones que emita la Comisión Reguladora de Energía, el CENACE aplicará los criterios emitidos por dicha Comisión, sin requerir cambios al presente manual. Para tal efecto, el CENACE debe de publicar en el Sistema de Información del Mercado las disposiciones, aclaraciones o interpretaciones que contienen los criterios aplicables de la Comisión Reguladora de Energía. Para cualquier aspecto distinto a la aplicación de las Tarifas Reguladas, el CENACE aplicará las Reglas del Mercado.
- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de este Manual.

CAPÍTULO 2

Entidades Consideradas en las Liquidaciones

2.1 Participantes del Mercado

2.1.1 Los Participantes del Mercado a los que se refiere este manual son:

- (a) **Generadores:** Son los Generadores definidos en las Bases del Mercado Eléctrico, incluyendo el Generador de Intermediación que representa a las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos y las Entidades Responsables de Carga que representan a las Centrales Eléctricas de los Generadores Exentos.
- (b) **Entidades Responsables de Carga:** Los Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados y Suministradores de Último Recurso, así como a los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Generador de Intermediación que representa a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos, y Generadores cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga. En caso de que, en términos del último párrafo del artículo 41 de la Ley de la Industria Eléctrica, un Transportista o el Distribuidor no ejecute la suspensión de servicio en un periodo de 24 horas siguientes a la recepción de la instrucción del CENACE o del Suministrador, dicho Transportista o Distribuidor se considerará Entidad Responsable de Carga para los Centros de Carga afectados.
- (c) **Usuarios Calificados:** Los Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
- (d) **Comercializadores:** Los Comercializadores no Suministradores definidos en las Bases del Mercado Eléctrico.

2.1.2 En los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, cada Participante de Mercado distribuye entre un conjunto de Cuentas de Orden:

- (a) los activos que representa como son las Unidades de Central Eléctrica en el caso de los Generadores, o los Centros de Carga en el caso de las Entidades Responsables de Carga;
- (b) los instrumentos de los que es el titular o representante o es una de las partes, como son los Derechos Financieros de Transmisión, las Transacciones Bilaterales Financieras y las Transacciones Bilaterales de Potencia; y
- (c) las demás transacciones que realice, por ejemplo, la compraventa para importación y exportación.

2.1.3 El proceso de liquidaciones considera cada Cuenta de Orden de un Participante del Mercado en forma totalmente independiente del resto de Cuentas de Orden del mismo Participante o de otros Participantes del Mercado.

2.2 Representante de los Contratos de Interconexión Legados

2.2.1 Como se establece en las Bases del Mercado Eléctrico y en los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, existirá un Participante del Mercado, denominado Generador de Intermediación, cuyo propósito es representar ante el Mercado Eléctrico Mayorista las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.

2.2.2 El Generador de Intermediación representará en la modalidad de Generador a las capacidades de las Unidades de Centrales Eléctricas incluidas en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos. Tendrá una Cuenta de Orden para cada Contrato de Interconexión Legado.

2.2.3 El Generador de Intermediación representará a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados que no se hayan excluido de dichos contratos. Tendrá una Cuenta de Orden para cada Contrato de Interconexión Legado.

2.2.4 El Generador de Intermediación por una parte liquida ante el CENACE los pagos y cargos del Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes a las capacidades de las Unidades de Centrales Eléctricas y de los Centros de Carga que representa; por otra parte, recibe los pagos y cargos de los Contratos de interconexión Legados celebrados con los permisionarios de las modalidades prevalecientes antes de la entrada en vigor de la Ley. El déficit o superávit de ambas liquidaciones será asignado a los Participantes del Mercado en los términos de este Manual.

2.3 Representantes de los Sistemas Externos Interconectados

2.3.1 Los representantes de los sistemas externos interconectados pagan o reciben el pago de los intercambios de energía por razones de Confiabilidad, en los términos de los convenios correspondientes pactados con el CENACE.

2.4 Transportistas y Distribuidores de Energía Eléctrica

2.4.1 Los Transportistas y los Distribuidores de energía eléctrica tienen derechos y obligaciones financieras ante el Mercado Eléctrico Mayorista. Tienen el derecho a recibir pagos por el Servicio Público de Transmisión y Distribución que prestan a los Participantes del Mercado, en los términos de las tarifas reguladas que emita la CRE. Tienen la obligación de pagar el valor de las pérdidas de energía en exceso a las aprobadas que ocurran en sus Redes Eléctricas; y tienen el derecho a recibir el valor de los ahorros en pérdidas de energía que ocurran en sus Redes Eléctricas respecto a las aprobadas por la CRE.

2.5 CENACE

2.5.1 El CENACE provee los servicios de supervisión y control del Sistema Eléctrico Nacional, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista y la planeación de la expansión de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista; por lo que tiene derecho a recibir pagos por parte de los Participantes del Mercado por sus servicios, en los términos de las tarifas reguladas que emita la CRE.

2.6 Autoridad de Vigilancia del Mercado

2.6.1 La función de vigilancia a los Participantes del Mercado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y a las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y al cumplimiento de las Reglas del Mercado, así como de vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de la Ley y en las Reglas del Mercado será ejercida durante el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista por la Secretaría de Energía, con el apoyo técnico de la CRE; posteriormente, será la Comisión Reguladora de Energía la que realice esta función. Los costos de operación de la función de vigilancia serán asignados a los Participantes del Mercado en los términos de este Manual.

2.7 Fondo de Servicio Universal Eléctrico

2.7.1 El Fondo de Servicio Universal Eléctrico recibirá el ingreso neto por pérdidas marginales del Mercado del Día en Adelanto mientras no se haya satisfecho el monto anual requerido, así como los ingresos por cobro de Multas a los Participantes del Mercado, a los Transportistas y a los Distribuidores.

2.7.2 Cualquier monto que reintegre el Fondo de Servicio Universal Eléctrico al CENACE será reembolsado a los Participantes del Mercado.

2.8 Fondo de Capital de Trabajo

2.8.1 El Fondo de Capital de Trabajo será el destino de las aportaciones de los Participantes del Mercado para el pago de cuentas incobrables y de las penalizaciones a los Participantes del Mercado, cuyo destino no se haya especificado explícitamente.

CAPÍTULO 3
Disposiciones Generales

3.1 Responsable de Liquidaciones

3.1.1 El CENACE es quien realiza las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

3.2 Sistema de Doble Liquidación

3.2.1 La primera liquidación es la del Mercado del Día en Adelanto, donde se liquida principalmente la energía eléctrica y los Servicios Conexos comercializados en el Mercado Eléctrico Mayorista, a los precios determinados en el Mercado del Día en Adelanto.

3.2.2 La segunda liquidación es la del Mercado de Tiempo Real, donde se liquidan, al precio del Mercado de Tiempo Real, las diferencias entre la producción, el consumo y la provisión de energía y los Servicios Conexos que ocurren en la operación real respecto a las cantidades programadas en el Mercado del Día en Adelanto.

3.2.3 Los resultados de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se incluyen en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto. El CENACE realizará además otras cuatro liquidaciones:

- (a) Liquidación de servicios no basados en el Mercado Eléctrico Mayorista: se refiere al procesamiento de cargos por servicios cuyos precios están regulados por la CRE, tales como las tarifas reguladas de transmisión y de distribución.
- (b) Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia: se calculan los pagos y cargos por las transacciones de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia.
- (c) Liquidación del Mercado de Certificados de Energías Limpias: se determinan pagos y cargos por las transacciones de Certificados de Energías Limpias en el Mercado de Certificados de Energías Limpias.
- (d) Liquidación de conceptos complementarios: se determinan pagos y cargos por otros costos e ingresos que deben ser distribuidos entre los Participantes del Mercado.

3.2.4 En cualquiera de las liquidaciones el CENACE, como agente liquidador, tendrá un saldo neto igual a cero; el CENACE al operar el Mercado Eléctrico Mayorista percibirá una Tarifa Regulada para cubrir sus costos de operación.

3.3 Tratamiento de los Sistemas Eléctricos Interconectados

3.3.1 La gran mayoría de los pagos o cargos calculados en las liquidaciones se determinan considerando de manera independiente a cada Sistema Eléctrico Interconectado. Cuando para determinar un cargo o un pago deban considerarse simultáneamente a todos los Sistemas Eléctricos, se indicará en forma explícita.

3.3.2 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se liquidarán en bloques de horas correspondientes a un día calendario, basado en el huso horario prevaleciente en el Sistema Eléctrico Interconectado que se liquida.

3.4 Etapas del Mercado Eléctrico Mayorista

3.4.1 El Mercado Eléctrico Mayorista se desarrollará en etapas. En las Bases del Mercado Eléctrico se identifican las primeras dos etapas. El proceso de liquidaciones cambiará al avanzar el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista. Las consideraciones que distinguen al proceso de liquidaciones en las dos primeras etapas se describen enseguida.

3.4.2 Consideraciones de las liquidaciones para el Mercado Eléctrico Mayorista en la PRIMERA ETAPA:

- (a) Liquidación de dos mercados sucesivos (Sistema de Doble Liquidación): el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.
- (b) Liquidación del Mercado en Tiempo Real con base en promedios horarios de precios, de cantidades medias horarias de generación, consumo, importación y exportación, así como de capacidades medias horarias asignadas a los proveedores de Servicios Conexos.

- (c) No hay ofertas virtuales de compra o venta de energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) Las Transacciones de Importación y Exportación sólo son de energía, con programación fija en el Mercado del Día en Adelanto.
- (e) Una forma simple de evaluar el seguimiento de instrucciones de despacho se basa en instrucciones en promedio horario y mediciones horarias.

3.4.3 Consideraciones de las liquidaciones para el Mercado Eléctrico Mayorista en la SEGUNDA ETAPA:

- (a) Liquidación de tres mercados sucesivos (Sistema de Triple Liquidación): el Mercado del Día en Adelanto, el Mercado de una Hora en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.
- (b) Liquidación del Mercado en Tiempo Real con base en la duración de los intervalos de despacho para las asignaciones de producción, de Servicios Conexos, mediciones y precios.
- (c) Se incluyen ofertas virtuales de compra o venta de energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) Las Transacciones de Importación y Exportación pueden ser de energía y de Servicios Conexos, con programación fija en el Mercado del Día en Adelanto, o despachable en el Mercado de una Hora en Adelanto.
- (e) Se refina el procedimiento de evaluación del seguimiento de instrucciones de despacho.

3.4.4 Este Manual presenta sólo lo necesario en la PRIMERA ETAPA de operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Manual será actualizado conforme se avance en el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista, de manera que siempre describa el proceso de liquidaciones que estará vigente en cada etapa de desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista.

3.5 **Ciclo de Liquidación**

3.5.1 El proceso de liquidaciones produce la información que será presentada en los Estados de Cuenta Diarios a los diversos Participantes del Mercado involucrados en las liquidaciones. El Estado de Cuenta Diario incluye los abonos y cargos que se generan durante cada Día de Operación.

3.5.2 Con base en los Estados de Cuenta Diarios el CENACE elabora las facturas por los conceptos y las cantidades que los diversos Participantes del Mercado deben pagar al CENACE; por su parte, los Participantes de Mercado que reciben los Estados de Cuenta Diarios elaboran las facturas por los conceptos y las cantidades que el CENACE debe pagarles.

3.5.3 El proceso de liquidación por una parte debe esperar a que se recopile la información necesaria, y por otra, debe entregar sus resultados con la anticipación suficiente para que se elaboren los Estados de Cuenta Diarios. Por esto, la liquidación inicial incluirá algunos datos preliminares cuando no se tengan los datos definitivos.

3.5.4 El Estado de Cuenta Diario debe ser elaborado y publicado a más tardar siete días después del Día de Operación al que corresponde.

3.5.5 El proceso de liquidación incluirá Re-liquidaciones. Se volverá a realizar el cálculo de los Estados de Cuenta Diarios de cada Día de Operación con base en los datos de medición actualizados, errores corregidos y controversias resueltas conforme a la siguiente clasificación:

- (a) Re-liquidación inicial.
- (b) Re-liquidación intermedia.
- (c) Re-liquidación final.

3.5.6 La publicación de los resultados de las Re-liquidaciones en los Estados de Cuenta Diarios se hace con los siguientes plazos:

- (a) Re-liquidación inicial: 49 días naturales posteriores al día de operación.
- (b) Re-liquidación intermedia: 105 días naturales posteriores al día de operación.
- (c) Re-liquidación final: 210 días naturales posteriores al día de operación.

- 3.5.7** El CENACE podrá agregar Re-liquidaciones adicionales, previa la autorización de la Secretaría de Energía, en caso de detectar correcciones significativas que no se hayan incluido en la Re-liquidación final.
- 3.5.8** Cada Re-liquidación dará lugar a un cargo o pago neto por el monto de la diferencia entre la liquidación anterior y la Re-liquidación actual.
- 3.5.9** En el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos se describe con mayor detalle la mecánica y el calendario para la emisión de los Estados de Cuenta Diarios, la elaboración de las facturas de CENACE a los diversos Participantes de Mercado involucrados y de éstos al CENACE, así como, la preparación de Notas de Crédito o Débito originadas por las Re-liquidaciones, entre otros temas relacionados.

3.6 Validación de Precios

- 3.6.1** El CENACE implementará un proceso interno para validar los precios del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real antes de la emisión de las facturas iniciales.
- 3.6.2** Las Re-liquidaciones incluirán ajustes de datos de medición, errores de cálculo, controversias y casos excepcionales que requieran el recálculo de precios.
- (a) Los precios de mercado sólo se recalcularán en los siguientes casos de excepción:
- (i) Errores sistémicos en los modelos de despacho del CENACE, cuando resulten en errores de precios que rebasen el 0.5% del precio original.
 - (ii) Por instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando ésta detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados.
- (b) Los precios de mercado no se recalcularán como resultado de correcciones rutinarias en los valores de medición, o de la inclusión de restricciones en los modelos de despacho del CENACE que posteriormente se identifiquen como imprecisas.
- 3.6.3** Las Re-liquidaciones considerarán el recálculo de los precios de mercado que, en su caso, se realicen.

3.7 Folio Único de Liquidación

- 3.7.1** El Folio Único de Liquidación es la forma en que se identifica cada uno de los tipos de cargo por los que se aplica un pago o un cargo. Este folio debe aparecer en los Estados de Cuenta Diarios acompañando a todo pago o cargo, para que permita al receptor del Estado de Cuenta Diario encontrar con facilidad en este Manual una explicación del tipo de cargo y la fórmula o el procedimiento de cálculo para determinar el pago o cargo correspondiente.
- 3.7.2** El Folio Único de Liquidación está integrado por una letra, dos grupos de dos dígitos cada uno, y un dígito final:
- (a) La letra se refiere al tipo de liquidación.
 - (b) El primer grupo de dígitos identifica el tipo de cargo (producto, servicio u otro concepto) y si se refiere a un cargo o a un pago.
 - (c) El segundo grupo de dígitos identifica al receptor del cargo o pago y la forma de agregación.
 - (d) El dígito final se utiliza para identificar si el pago o cargo fue calculado en la liquidación inicial o en alguna de las Re-liquidaciones posteriores. Su valor en la liquidación inicial es 0, en la primera Re-liquidación su valor es 1, en la segunda Re-liquidación es 2, en la tercera Re-liquidación es 3 y en cualquier Re-liquidación adicional autorizada por la Secretaría de Energía, tomará los valores sucesivos. En este Manual SE OMITIRÁ el dígito final.

3.7.3 Las letras asociadas a cada tipo de liquidación se muestran en la siguiente tabla:

LETRA INICIAL	TIPO DE LIQUIDACIÓN
A	Liquidación del Mercado del Día en Adelanto
B	Liquidación del Mercado de Tiempo Real
C	Liquidación de servicios no basados en el Mercado Eléctrico Mayorista
D	Liquidación del Mercado de Certificados de Energías Limpias
E	Liquidación del Mercado para Balance de Potencia
F	Liquidación de conceptos complementarios

3.7.4 Los valores y el significado del primer grupo de dígitos se muestran en la siguiente tabla:

1ER. GRUPO DE DÍGITOS	TIPO DE CARGO (PRODUCTO, SERVICIO O CONCEPTO) - CARGO/PAGO
01	Pago por energía inyectada o Cargo por energía inyectada
02	Cargo por energía retirada o Pago por energía retirada
03	Pago por la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia o Cargo por la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia
04	Pago por la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos o Cargo por la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos
05	Pago por la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos o Cargo por la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos
06	Pago por la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria o Cargo por la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria
07	Pago por la provisión del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria o Cargo por la provisión del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria
08	Cargo por contribución de los exportadores y Entidades Responsables de Carga a los costos del servicio de Reserva de Regulación Secundaria. En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también. (En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 42). o Pago por contribución de los exportadores y Entidades Responsables de Carga a los costos del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también (en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 42).

1ER. GRUPO DE DÍGITOS	TIPO DE CARGO (PRODUCTO, SERVICIO O CONCEPTO) - CARGO/PAGO
09	<p>Cargo por contribución de las Entidades Responsables de Carga y exportadores con programas firmes a los costos del servicio de Reserva para Contingencias (Rodante de Diez Minutos, No Rodante de Diez Minutos, Rodante Suplementaria y No Rodante Suplementaria). En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también. (En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 43).</p> <p>o</p> <p>Pago por contribución de las Entidades Responsables de Carga y exportadores con programas firmes a los costos del servicio de Reserva para Contingencias (Rodante de Diez Minutos, No Rodante de Diez Minutos, Rodante Suplementaria y No Rodante Suplementaria). En caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una contribución para los representantes de las Centrales Eléctricas o para los importadores, se incluirá en este tipo de cargo también (en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca un cargo especial para Centros de Carga especiales u otros, se establecen en el Tipo de Cargo 43).</p>
10	Pago por Garantía de Suficiencia de Ingresos
11	Cargo por contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos
12	<p>Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por devolución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el MDA</p> <p>o</p> <p>Pago a los Participantes del Mercado por devolución del Exceso de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR</p> <p>o</p> <p>Cargo a los Participantes del Mercado por Faltante de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR</p>
13	<p>Pago a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión</p> <p>o</p> <p>Cargo a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión</p>
14	<p>Pago por distribución de ingresos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados</p> <p>o</p> <p>Cargo por distribución de costos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados</p>
15	<p>Pago por distribución de excedente de cobros por congestión en MDA</p> <p>o</p> <p>Cargo por distribución de faltante de cobros por congestión en MDA</p>
16	Cargo a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas
17	Pago a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas
18	<p>Pago a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos positivos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas</p> <p>o</p> <p>Cargo a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos negativos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas</p>
19	<p>Pago al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> <p>o</p> <p>Cargo al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras</p>
20	<p>Pago al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras</p> <p>o</p> <p>Cargo al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras</p>
21	Cargo por penalización de las desviaciones a las instrucciones de despacho
22	Pago a Participantes del Mercado por distribución de penalizaciones por desviaciones a las instrucciones de despacho
23	Cargo por multas instruidas por la CRE
24	Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por multas instruidas por la CRE

1ER. GRUPO DE DÍGITOS	TIPO DE CARGO (PRODUCTO, SERVICIO O CONCEPTO) - CARGO/PAGO
25	Pago por reembolso del exceso de cobro por congestión en MTR o Cargo por reembolso del faltante de cobro por congestión en MTR
26	Cargo por la Obligación Neta de Potencia
27	Pago por la Oferta de Venta de Potencia
28	Cargo a transportistas y distribuidores por pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Pago a transportistas y distribuidores por pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, menores a las aprobadas por la CRE
29	Pago a los Participantes del Mercado por distribución del valor monetario de las pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Cargo a los Participantes del Mercado por distribución del valor monetario de las pérdidas de energía en la Red Eléctrica del Mercado, menores a las aprobadas por la CRE
30	Pago por distribución del valor monetario del desbalance en interconexiones internacionales o Cargo por distribución del valor monetario del desbalance en interconexiones internacionales
31	Pago a Participantes de Mercado por distribución del valor monetario del intercambio acordado para asegurar Confiabilidad o Cargo al operador del sistema internacional por intercambio acordado para asegurar Confiabilidad
32	Cargo a Participantes de Mercado por distribución del valor monetario del intercambio acordado para asegurar Confiabilidad o Pago al operador del sistema internacional por intercambio acordado para asegurar Confiabilidad
33	Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia
34	Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos
35	Pago a los Participantes del Mercado por Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico por recursos no utilizados
36	Cargo al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por recursos no utilizados
37	Cargo a los Participantes del Mercado por cuentas incobrables en el Fondo de Capital de Trabajo o Pago a los Participantes del Mercado por excedentes en el Fondo de Capital de Trabajo
38	Pago al Fondo de Capital de Trabajo por cuentas incobrables o Cargo al Fondo de Capital de Trabajo por devolución de excedentes
39	Pago al Generador de Intermediación para cancelar el déficit de los Contratos de Interconexión Legados o Cargo al Generador de Intermediación para cancelar el superávit de los Contratos de Interconexión Legados
40	Cargo a los Participantes del Mercado para cancelar el déficit de los Contratos de Interconexión Legados o Pago a los Participantes del Mercado para cancelar el superávit de los Contratos de Interconexión Legados
41	Cargo al distribuidor por pérdidas de energía en la Red Eléctrica no incluida en el Mercado, mayores a las aprobadas por la CRE o Pago al distribuidor por pérdidas de energía en la Red Eléctrica no incluida en el Mercado, menores a las aprobadas por la CRE

1ER. GRUPO DE DÍGITOS	TIPO DE CARGO (PRODUCTO, SERVICIO O CONCEPTO) - CARGO/PAGO
42	Cargo adicional por la utilización del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. o Pago adicional por la utilización del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia.
43	Cargo adicional por la utilización del servicio de Reserva para Contingencias. o Pago adicional por la utilización del servicio de Reserva para Contingencias.
44	Cargo por distribución de la Cantidad Eficiente de Potencia Eficiente
45	Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos
46	Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva Rodante Suplementaria
47	Cargo por penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante Suplementaria
48	Pago a Participantes del Mercado por distribución de penalizaciones al incumplimiento del suministro de Servicios Conexos
49	Pago al transportista por el servicio público de transmisión
50	Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio público de transmisión
51	Pago al distribuidor por el servicio público de distribución
52	Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio público de distribución
53	Pago al CENACE por el servicio de operación del mercado y el control del sistema
54	Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de operación del mercado y el control del sistema
55	Pago a la autoridad de vigilancia del mercado por el servicio de vigilancia del mercado
56	Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de vigilancia del mercado
57	Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por el servicio de Reserva de Potencia Reactiva
58	Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago del servicio de Reserva de Potencia Reactiva
59	Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por la potencia reactiva
60	Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago de la potencia reactiva
61	Pago a los representantes de las Centrales Eléctricas por el servicio de arranque de emergencia
62	Cargo a los Participantes del Mercado para contribuir al pago del servicio de arranque de emergencia
63	Pago al CENACE o a los Representantes de Sistemas Vecinos por los Desbalances en interconexiones internacionales o Cargo al CENACE o a los Representantes de Sistemas Vecinos por los Desbalances en interconexiones internacionales

3.7.5 Los valores y el significado del segundo grupo de dígitos se muestran en la siguiente tabla:

2o. Grupo de Dígitos	RECEPTOR DEL PAGO O CARGO Y FORMA DE AGREGACIÓN
01	Diario para las Unidades de Central Eléctrica de la Cuenta de Orden de un Generador
02	Diario para Centros de Carga Directamente Modelados en una Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga
03	Diario para Centros de Carga Indirectamente Modelados en una Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga
04	Diario para las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden de un importador distinto al CENACE (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
05	Diario para las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden de un exportador distinto al CENACE (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)

2o. Grupo de Dígitos	RECEPTOR DEL PAGO O CARGO Y FORMA DE AGREGACIÓN
06	Diario al Fondo de Servicio Universal Eléctrico
07	Diario para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden de un Participante del Mercado tenedor de DFT (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
08	Diario para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden del Participante del Mercado comprador de DFT en Subastas (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
09	Único para Derechos Financieros de Transmisión en la Cuenta de Orden del Participante del Mercado comprador de DFT en Subastas (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
10	Diario para Transacciones Bilaterales Financieras en la Cuenta de Orden de cada Participante del Mercado emisor (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
11	Diario para Transacciones Bilaterales Financieras en la Cuenta de Orden de cada Participante del Mercado receptor (puede ser cualquier tipo de Participante de Mercado)
12	Diario a una Cuenta de Orden del Participante del Mercado que no se incluya en los renglones que anteceden.
13	Anual a una Cuenta de Orden del Participante del Mercado
14	Diario a los Transportistas y a los Distribuidores
15	Diario por todas las interconexiones internacionales con un Sistema Externo Interconectado.
16	Diario a cualquier Entidad Responsable de Carga considerada en las liquidaciones
17	Diario al Fondo de Capital de Trabajo
18	Diario a los compradores de energía física
19	Mensual a los Participantes del Mercado sin Considerar al Generador de Intermediación
20	Mensual al Generador de Intermediación
21	Diario a los Transportistas
22	Diario a los Distribuidores
23	Diario al CENACE
24	Diario a la Autoridad de Vigilancia del Mercado

3.8 Convención de Signos Adoptada en los Estados de Cuenta Diarios

3.8.1 De acuerdo con el "Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos":

- (a) Cada Estado de Cuenta Diario incluirá los rubros que aparecerán en las facturas que emitan el CENACE y los Participantes de Liquidación considerados en las liquidaciones (las que se definen en el CAPÍTULO 2) así como el Folio Único de Liquidación y los rubros específicos que deben aparecer en la factura que emite cada Participante de Liquidación con su respectivo Folio Único de Liquidación.
- (b) La convención de signos que se utilizará en el Estado de Cuenta Diario es la siguiente:
 - (i) **Signo positivo:** El Participante de Liquidación recibirá un pago por parte del CENACE, es decir, el flujo de efectivo es a favor de dicho Participante de Liquidación. Por lo que el Participante de Liquidación será quien emita la factura basada en el Estado de Cuenta Diario que le remita el CENACE.
 - (ii) **Signo negativo:** El CENACE recibirá un pago por parte del Participante de Liquidación, es decir, el flujo de efectivo es a favor del CENACE, por lo que el CENACE será quien emita la factura basada en los Estados de Cuenta Diarios.

3.8.2 De acuerdo con esta convención de signos:

- (a) Todas las cantidades que en este Manual se presentan como "Pagos" aparecerán en el Estado de Cuenta Diario con el **MISMO SIGNO** que resulta de aplicar la fórmula o procedimiento descrito en este Manual.
- (b) Todas las cantidades que en este Manual se presentan como "Cargos" aparecerán en el Estado de Cuenta Diario con el **SIGNO OPUESTO** al que resulta de aplicar la fórmula o procedimiento descrito en este Manual.

CAPÍTULO 4
Liquidación Diaria del Mercado del Día en Adelanto

4.1 Compras PM de Energía Física

4.1.1 Debido a que varios pagos o cargos del Mercado del Día en Adelanto se hacen en proporción a las Compras PM de Energía Física de cada Participante del Mercado, en esta sección se establecerá cómo se calculan a partir de las mediciones y de otros parámetros.

4.1.2 El consumo de energía de los Centros de Carga Indirectamente Modelados y la generación de energía de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas en cada Zona de Carga es medido o estimado en términos del Manual de Medición para Liquidaciones. El Manual de Medición para Liquidaciones establecerá la manera de estimar el consumo horario y generación horaria a partir de mediciones existentes, utilizando otras fuentes de información como el Estimador de Estado del EMS cuando sea necesario. Cuando se utilizan estimaciones para determinar el consumo o la generación, el Centro de Carga o Central Eléctrica Indirectamente Modelado se denominará, además, Indirectamente Medido. Estas cantidades se identifican como sigue:

(a) La cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados del Participante del Mercado f , asociados a la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es identificada con el símbolo: $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$

(i) En caso de que no las disposiciones aplicables no requieran, y por lo tanto no exista, medición real de alguna Central Eléctrica en Abasto Aislado o de la generación neta de ciertas Centrales Eléctricas en una Zona de Carga, de tal forma que las mediciones obtenidas del consumo representan el consumo neto de los Centros de Carga (consumo menos generación), en el proceso de medición se realizarán estimaciones a fin de asegurar que la cantidad del consumo medido o estimado refleje el consumo total, sin restarle la generación. Por lo tanto, las cantidades asignadas en el Mercado del Día en Adelanto deberán reflejar el valor bruto del consumo, el valor bruto de la generación en Abasto Aislado y el valor bruto de la demás generación en Zonas de Carga.

(b) La cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, que está asociada a la Cuenta de Orden S , del Participante del Mercado f , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es identificada con el símbolo: $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$

(i) Dicha energía siempre se liquidará bajo el rubro de generación. Es decir, cuando una Central Eléctrica Indirectamente Modelada consume energía, dicha cantidad se reflejará como un valor negativo de $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ para el Participante de Mercado que representa la Central Eléctrica.

(c) La Base 3.3.26 (e) requiere la liquidación de las cantidades generadas y consumidas por separado. Esta separación es necesaria para que el CENACE pueda cobrar los servicios cuyos costos son causados por la generación o consumo bruto (por ejemplo, los Servicios Conexos) y aplicar los requisitos de Potencia y de Certificados de Energías Limpias a todos los Centros de Carga de manera equitativa. Lo anterior, sin perjuicio de que la Base 3.3.26 (b) permite la medición real de la energía neta entregada o recibida, siempre y cuando se estimen la generación total y consumo total por separado.

4.1.3 Se considera que los Centros de Carga Indirectamente Modelados y las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas (cuando consumen energía) en cada Zona de Carga contribuyen a las pérdidas técnicas en la zona de distribución de acuerdo con los factores de pérdidas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía. Además, de acuerdo con el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, se asignarán las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución a los Centros de Carga en la tensión y en la zona de distribución donde dichas pérdidas ocurren, de acuerdo con los factores de pérdidas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía. El Manual de Medición para Liquidaciones establecerá las fórmulas para aplicar las pérdidas técnicas y no técnicas, de tal manera que $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$ ya

incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, siempre y cuando permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignadas a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas en la zona de distribución y tensión donde ocurren.

- 4.1.4 El criterio establecido en el numeral 2.1.2 (c), también aplica a los Centros de Carga Directamente Modelados y las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas; es decir, las cifras $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ (consumo en Centros de Carga Directamente Modelados) y $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ (generación en Centrales Eléctricas Directamente Modelados) siempre se calcularán sin neteo (consumo menos generación); asimismo, cuando una Central Eléctrica Directamente Modelada tiene un consumo neto positivo, dicho valor se reflejará como valor negativo de $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ para el Participante de Mercado que representa la Unidad de Central Eléctrica.
- 4.1.5 El criterio establecido en el numeral 2.1.3, también aplica a los Centros de Carga Directamente Modelados y las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas (cuando consumen energía), cuando éstos tienen punto de conexión o interconexión en las Redes Generales de Distribución. Es decir, $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ y $PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$ ya incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, siempre y cuando permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignadas a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas en la zona de distribución y tensión donde ocurren.
- 4.1.6 El Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo establece el cálculo de precios en Zonas de Carga, mismos que serán aplicados a los Centros de Carga Indirectamente Modelados y Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados. A menos que se defina lo contrario en una Disposición Operativa, se considerará que cada Zona de Generación es idéntica a la Zona de Carga definida para la misma región, por lo cual en el presente Manual se utilizará el término “Zona de Carga” en el entendido de que también es aplicable a las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas.
- 4.1.7 La cantidad de energía del consumo los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es la suma de las cantidades medias horarias netas de consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, para todas las Entidades Responsables de Carga y las Cuentas de Orden de éstas:

$$PmCIMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 1)

- 4.1.8 La cantidad de energía m del consumo del Participante del Mercado f , de los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h , es identificada con el símbolo: $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$
- 4.1.9 La cantidad de energía de consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados en cada Zona de Carga se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas en los nodos que pertenecen a la Zonas de Carga, por Entidad Responsable de Carga y por Cuenta de Orden:

$$PmCDMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NZ(z)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 2)

- 4.1.10 Las Bases del Mercado Eléctrico permiten que las pérdidas no técnicas aprobadas para cada zona de distribución, en cada hora del día: $Pnt_{z,h}$ se distribuyan entre los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional de forma generalizada (sin asignar responsabilidad en particular a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico legalmente en las zonas de distribución y tensión donde ocurren dichas pérdidas).
- 4.1.11 Mediante el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017, la Comisión Reguladora de Energía estableció que el costo de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas en cada zona de distribución y tensión se asignarán a los Centros de Carga

que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la misma zona de distribución y tensión. Por lo tanto, siempre y cuando permanezca vigente dicha regulación, no se realizará un ajuste generalizado para asignar el costo de pérdidas no-técnicas de distribución a todos los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, mientras permanezca vigente esta regulación, **tendrán valor de cero** los siguientes parámetros:

- (i) Las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignables de forma generalizada en la Zona de Carga Z , durante la hora h , $Pnt_{z,h}$,
- (ii) El factor de distribución de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución durante la hora h , $FDPnt_h$, y
- (iii) El precio de las pérdidas (total y componente de congestión) no técnicas reconocidas de distribución durante la hora h $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$.

4.1.12 El factor de distribución y el precio (total y componente de congestión) de las pérdidas no técnicas reconocidas de distribución entre los Centros de Carga será:

$$FDPnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}}{\sum_{\forall z \in Z} PmCDMZ_{z,h}^{ME} + \sum_{\forall z \in Z} PmCIMZ_{z,h}^{ME}}; \quad h \in H(D) \quad (Ec. 3)$$

$$PrEnePnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZene_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}} \quad PrCngPnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZCng_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}}; \quad h \in H(D) \quad (Ec. 4)$$

Los anteriores **tendrán valor de cero** mientras la regulación de distribución no prevea la asignación de forma generalizada de pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución.

4.1.13 Cualquier Participante del Mercado puede competir para importar o exportar energía. La programación de las importaciones y las exportaciones de energía es un resultado del Mercado del Día en Adelanto; pero, por necesidades de los sistemas en ambos países pueden ser reprogramadas durante el Día de Operación.

- (a) La cantidad de energía programada físicamente para ser exportada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h , es $PmExp_{f,i,h}^{TR}$.
 - (i) La exportación física de un Participante del Mercado será igual a la exportación asignada en el Mercado del Día en Adelanto menos las exportaciones cancelados en el Mercado de Tiempo Real.

4.1.14 Con base en lo anterior, y considerando que los puntos de entrega de importaciones o de la recepción de las exportaciones no pertenecen a ninguna Zona de Carga Z , ni tienen conectados Centros de Carga Directamente Modelados, se calcula el valor de las Compras PM de Energía Física para cada Participante del Mercado f , asociado a Cuenta de Orden s , durante la hora h .

4.1.15 Para un Participante de Mercado f , la Compra PM de Energía Física, asociada a cada Cuentas de Orden s , en una hora h específica, que proviene de sus Centros de Carga y Centrales Eléctricas Directamente Modelados en el nodo n , y de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , así como de sus exportaciones en la interconexión internacional i , en la hora h es:

$$CmEnFi_{f,s,h} = \left[\sum_{n \in N} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} + \sum_{n \in N} \text{Max} \{0, -PmGDMSc_{f,s,n,h}^{ME}\} + \sum_{z \in Z} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} + \sum_{z \in Z} \text{Max} \{0, -PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}\} + \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PmExp_{f,i,h}^{TR} \right] \quad \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 5)$$

4.1.16 Las Compras Totales de Energía Física en una hora h específica, es la suma de las Compras PM de Energía Física en todas las Cuentas de Orden, de todos los Participantes del Mercado:

$$CmTotEneFis_h = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 6)

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado.
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga z .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
ERC	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
Z	Conjunto de Zonas de Carga en el sistema.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra PM de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMZ_{z,h}^{ME}$	Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Directamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMZ_{z,h}^{ME}$	Cantidad de energía del consumo de todos los Centros de Carga Indirectamente Modelado: (sumando todas las Cuentas de Orden y todos los Participantes de Mercado F) incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas reconocidas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía del consumo de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión del Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .

$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada físicamente por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, del Participante del Mercado f , que está asociada a la Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGDMS_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía generada por las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas, del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden S , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$Pnt_{z,h}$	Pérdidas no técnicas reconocidas para cada Zona de Carga Z , durante la hora h , a asignarse de forma generalizada a las Entidades Responsables de Carga. Expresado en MW . Tendrá valor de cero mientras permanezca vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, ya que las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la zona de distribución y tensión donde ocurran las pérdidas no-técnicas.
$z(n)$	Zona de Carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado n .
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrZene_{z,h}^{TR}$	Precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en la Zona de Carga Z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.2 Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

4.2.1 Pagos y Cargos por la Generación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , que entrega su energía en el nodo n , en cada hora h es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante cada hora h , son:

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \max\{0, PrEne_{N(u),h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D) \quad (Ec. 7)$$

- (i) Si $PrEne_{N(u),h}^{MA}$ o $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \max\{0, -PrEne_{N(u),h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D) \quad (Ec. 8)$$

- (b) Cuando una Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía en varios nodos, la distribución de la cantidad de energía generada entre los nodos depende de la configuración en la que es programada para operar durante cada hora. El pago y cargo horario al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en cada nodo n , por el factor de distribución de la cantidad de energía del nodo n , donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega la energía, bajo la configuración programada k en cada hora, multiplicado por la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , son:

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{n \in N(u)} \max\{0, FDP_{n,u,k(u),h} PrEne_{n,h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D) \quad (Ec. 9)$$

(i) Si $PrEne_{n,h}^{MA}$ o $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{n \in N(u)} \max\{0, -FDP_{n,u,k(u,h)} PrEne_{n,h}^{MA} - PmGen_{f,u,h}^{MA}\}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D) \quad (Ec. 10)$$

(c) El pago y cargo diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa toda o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 11)$$

$$CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 12)$$

(d) El pago y cargo diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , será igual a la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 13)$$

A0101 Pago por: Venta de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 14)$$

A0101 Cargo por: Venta de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
K(u)	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
N(u)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega.
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
U(f)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones k .
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones k .
USC(f, s)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S .

$FDP_{n,u,k}$	Factor de distribución de la cantidad de energía generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la unidad; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1; \forall u, k \in K(u)$
$k(u, h)$	Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto.
$N(u)$	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
$PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotEneGen_{f,S,D}^{MA}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , que están asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa toda o una parte del conjunto de las Unidad de Central Eléctrica por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotEneGen_{f,S,D}^{MA}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que están asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa toda o una parte del conjunto de las Unidad de Central Eléctrica por la cantidad de la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h Expresado en $\$/MWh$.

4.2.2 Pagos y cargos por la Importación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- Cada interconexión internacional i con sistemas externos tiene asociado un nodo $n(i)$ donde se recibe la energía que es importada a través de una interconexión internacional i . Cualquier Participante del Mercado f puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la importación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales.
- El pago o cargo horario al Participante del Mercado f , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en cada hora h es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo $n(i)$, correspondiente al nodo de entrega de energía importada asociado a la interconexión internacional i , en la hora h , por la cantidad de energía asignada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , son:

$$PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 15)

(i) Si $PrEne_{n(i),h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 16)$$

(c) El pago y cargo diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado en cada interconexión internacional i , es la suma, para todas las horas del día, de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 17)$$

$$CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 18)$$

(d) El pago y cargo diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , es la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 19)$$

A0104 Pago por: Venta de energía importada programada en el Mercado del Día en Adelanto

$$CaDiTotEneImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 20)$$

A0104 Cargo por: Venta de energía importada programada en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$IMPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$PaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , cuyas ofertas de importación fueron aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaDiEneImp_{f,i,D}^{MA}$	Cargo diario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , cuyas ofertas de importación fueron aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotEneImp_{f,S,D}^{MA}$	Pago diario total por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , a través de las interconexiones internacionales. Expresado en \$.
$CaDiTotEneImp_{f,S,D}^{MA}$	Cargo diario total por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , a través de las interconexiones internacionales. Expresado en \$.
$PaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}$	Pago horario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrEneImp_{f,i,h}^{MA}$	Cargo horario por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , cuya oferta de importación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $$/MWh$.

4.2.3 Cargos y Pagos por el Consumo de Energía Programado en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ realiza ofertas de compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto por los Centros de Carga que representa, asociadas a cada Cuenta de Orden S . En el Mercado del Día en Adelanto se determina el valor de la demanda asignada a los Centros de Carga en cada nodo n para los Centros de Carga Directamente Modelados y en cada Zona de Carga Z para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, correspondiente a cada Cuenta de Orden S de cada Entidad Responsable de Carga.
- (b) El cargo y pago horario por el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en la hora h , es el máximo entre el cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , por la cantidad de energía programada para ser retirada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados a cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , durante la hora h , son:

$$CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \max\{0, PrEne_{n,h}^{MA} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D) \quad (Ec. 21)$$

- (i) Si $PrEne_{n,h}^{MA}$ o $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \max\{0, -PrEne_{n,h}^{MA} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D) \quad (Ec. 22)$$

- (ii) El cargo y pago diario por el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en el día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 23)$$

$$PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 24)

- (c) El cargo y pago diario total por el consumo de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 25)

A0202 Cargo por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 26)

A0202 Pago por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Directamente Modelados

- (d) El cargo horario por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociado a cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el máximo entre el cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo n , por la cantidad de energía programada para ser retirada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados a cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , son:

$$CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \max \{0, PrZEne_{z,h}^{MA} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 27)

- (i) Si $PrZEne_{z,h}^{MA}$ o $PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \max \{0, -PrZEne_{z,h}^{MA} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}\}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 28)

- (e) El cargo y pago diario por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z en el día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 29)

$$PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 30)

- (f) El cargo y pago diario total por el consumo de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 31)

A0203 Cargo por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Indirectamente Modelados

$$PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 32)

A0203 Pago por: Compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto para Centros de Carga Indirectamente Modelados

En donde:

<i>ERC</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
<i>H(D)</i>	Conjunto de horas del día <i>D</i> (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
<i>N</i>	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado.
<i>NZ(z)</i>	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga <i>Z</i> .
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>Z</i>	Conjunto de Zonas de Carga en el sistema.
<i>CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}</i>	Cargo diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo <i>n</i> , durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{MA}</i>	Pago diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo <i>n</i> , durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}</i>	Cargo diario por las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga <i>Z</i> , durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{MA}</i>	Pago diario por las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga <i>Z</i> , durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA}</i>	Cargo diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{MA}</i>	Pago diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA}</i>	Cargo diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{MA}</i>	Pago diario total por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}</i>	Cargo horario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , agrupadas en la Cuenta de Orden <i>S</i> , para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en nodo <i>n</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresado en \$.

$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{MA}$	Pago horario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden s , para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en nodo n , durante la hora h . Expresado en \$.
$CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}$	Cargo horario por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden s , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en \$.
$PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{MA}$	Pago horario por la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en la Cuenta de Orden s , para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en \$.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , agrupadas en cada Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrZene_{z,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.2.4 Cargos y Pagos por la Exportación de Energía Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional i con sistemas externos tiene asociado un nodo $n(i)$ donde se entrega la energía que es exportada. Cualquier Participante del Mercado f puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la exportación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales.
- (b) El cargo y pago horario al Participante del Mercado f cuya oferta de exportación fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en la hora h , es el máximo entre cero y el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto en el nodo $n(i)$ correspondiente al punto de recepción de energía exportada asociado a la interconexión internacional i , en la hora h , por la energía asignada para ser exportada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , son:

$$CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 33)$$

- (i) Si $PrEne_{n(i),h}^{MA}$ o $PmExp_{f,i,h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo:

$$PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{MA} \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA}\}; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 34)$$

- (c) El cargo y pago diario por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado en cada f interconexión internacional i , durante el día D , son la suma, para todas las horas del día, de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s) \quad (Ec. 35)$$

$$PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s) \quad (Ec. 36)$$

- (d) El cargo y pago diario total por la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , durante el día D , son la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 37)$$

A0205 Cargo por: Compra de energía a exportar programada en el Mercado del Día en Adelanto

$$PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 38)$$

A0205 Pago por: Compra de energía a exportar programada en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$CaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}$	Cargo diario por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiEneExp_{f,i,D}^{MA}$	Pago diario por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por la exportación de energía que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}$	Cargo horario por la exportación de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$PaHrEneExp_{f,i,h}^{MA}$	Pago horario por la exportación de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.

$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3 Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto

- 4.3.1** Bajo el rubro de reserva se incluyen la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia; y la capacidad reservada para enfrentar contingencias, a su vez ésta incluye: la Reserva Rodante de diez minutos, la Reserva No Rodante de diez minutos, la Reserva Rodante Suplementaria, y la Reserva No Rodante Suplementaria.
- 4.3.2** Las Centrales Eléctricas que proporcionen los diversos tipos de reserva estarán sujetos a las pruebas especificadas en las Bases del Mercado y en las Disposiciones Operativas relativas a la Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos.
- 4.3.3** Las cantidades requeridas de reserva se definen por zonas de reserva. Cada zona de reserva se define mediante un conjunto de nodos de la red. En cada zona de reserva se especifica la cantidad requerida de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, y la Reserva para enfrentar contingencias. Además, se especifica la parte de la Reserva para Contingencias que debe estar constituida por cada tipo de reservas.
- 4.3.4** En el Mercado del Día en Adelanto los representantes de las Centrales Eléctricas además de hacer sus ofertas de energía también ofrecen costos y capacidades para dar cada uno de los servicios de reserva para los que estén calificados. Como resultado del Mercado del Día en Adelanto se obtienen la asignación de capacidades en reserva para las Centrales Eléctricas y los precios que se pagarán por cada uno de los servicios de reserva en cada zona de reserva.
- 4.3.5** Existe una relación entre los precios que se pagan por algunos servicios de reserva en cada zona, como regla general:
- El precio pagado por el servicio de Reservas Rodante Suplementaria y Reserva No Rodante Suplementaria es el mismo.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva No Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio pagado por los servicios de Reserva Suplementaria.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva No Rodante de diez minutos.
 - El precio pagado por el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos.
 - Ninguno de estos precios puede tener valor negativo.

4.3.6 Pagos por el Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) El pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es:

$$PaHrReg_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot CpReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 39)

- (b) El pago diario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiReg_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(Ec. 40)

- (c) El pago diario total por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotReg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiReg_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 41)

A0301 Pago por: Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva r , entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S .
$CpReg_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiReg_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotReg_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa las Unidades de Central Eléctrica, agregadas en la Cuenta de Orden S , durante el día D . Expresado en \$.
$PaHrReg_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$.
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.7 Pagos por el Servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago horario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva Rodante de diez minutos en las zonas de reserva r , en la

hora h , por la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es:

$$PaHrRR10_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot CpRR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 42)$$

- (b) El pago diario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRR10_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 43)$$

- (c) El pago diario total por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 44)$$

A0401 Pago por: Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto a la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRR10_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$.

$PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}$ Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.

$PrRR10_{r,h}^{MA}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

4.3.8 Pagos por el Servicio de Reserva No Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago horario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en las zonas de reserva r en la hora h por la cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h :

$$PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot CpRNR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 45)$$

- (b) El pago diario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 46)$$

- (c) El pago diario total por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 47)$$

A0501 Pago por: Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto a la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S .

$CpRNR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRNR10_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D . Expresado en \$.
$PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PrRNR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.9 Pagos por el Servicio de Reserva Rodante Suplementaria

- (a) El pago horario por Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva Rodante Suplementaria en las zonas de reserva r en la hora h por la cantidad de Reserva Rodante Suplementaria en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h :

$$PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 48)

- (b) El pago diario por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u que es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 49)

- (c) El pago diario total por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 50)

A0601 Pago por: Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .

$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.10 Pagos por el Servicio de Reserva No Rodante Suplementaria

- (a) El pago horario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en las zonas de reserva r en la hora h en las que contribuye la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$PaHrRRNSup_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRRNSup_{r,h}^{MA} \cdot CpRRNSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 51)

- (b) El pago diario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiRRNSup_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRRNSup_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 52)

- (c) El pago diario total por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRRNSup_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRRNSup_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 53)

A0701 Pago por: Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día de Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a los Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D . Expresado en \$.
$PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PrRNRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.11 Contribución de los Generadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en función de su energía generada

- Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Generadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, cada Participante del Mercado f que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar dependería del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , se calcularía como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r a las que pertenece, en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a

pagar (fracción) la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad (Ec. 54)$$

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 55)$$

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 56)$$

A0801 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden S .
$CaDiRegGen_{f,u,D}^{MA}$	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$.
$CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a todas las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en el día D , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Unidad de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$.

$CaHrRegGen_{f,u,h}^{MA}$	Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , que depende del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , del tipo de Central Eléctrica y de la cantidad de energía de generación. Expresado en \$.
$OblRegGen_u$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de energía generada de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica. Cantidad adimensional. Actualmente el valor de este parámetro es cero.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.12 Contribución de Importadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, cada Participante del Mercado f cuya oferta de importación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar dependería de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podría depender de la interconexión internacional utilizada. a través de la interconexión internacional i .
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en cada hora h , se calcularía como el la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción) la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , programada en la hora h , es:

$$CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA} = \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{MA} OblRegImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 57)$$

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las importaciones a través de la interconexión internacional i , en una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 58)$$

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las importaciones que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , sería igual a la suma, para todas las importaciones asociadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 59)$$

A0804 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a importadores

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$IMPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$CaDiRegImp_{f,i,D}^{MA}$	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrRegImp_{f,i,h}^{MA}$	Cargo horario por su contribución al pago de la reserva de regulación de frecuencia que depende de la cantidad de energía media de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i .
$OblRegImp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.13 Contribución de Exportadores al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Cada Participante del Mercado f cuya oferta de exportación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podría depender de la interconexión internacional i utilizada.

- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto se calcula como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r a las que pertenece el punto de entrega de la exportación, en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h :

$$CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA} = \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} ; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 60)

- (c) El cargo diario por la obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia aceptada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las exportaciones a través de la interconexión internacional i , en una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA} ; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)$$

(Ec. 61)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las exportaciones a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 62)

A0805 Cargo por: Servicio de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día de Adelanto para exportadores

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
EXP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
EXPSC(f,s)	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden S , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

$CaDiRegExp_{f,i,D}^{MA}$	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad media diaria de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrRegExp_{f,i,h}^{MA}$	Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$OblRegExp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.14 Contribución de Centros de Carga Especiales al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia

- (a) Actualmente este cargo tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Centros de Carga Especiales contribuyan al pago de reservas. En dado caso, algunos Centros de Carga por su comportamiento individual tendrían la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales. La cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar el Participante del Mercado f dependería de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto a partir de Centros de Carga Especiales.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h , se calcularía como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r a la que pertenece el nodo al que están conectadas los Centros de Carga Especiales q , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, en la hora h , es:

$$CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA} = \sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot OblRegCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 63)

- (c) El cargo diario por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especiales q , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 64)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupados en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{MA} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 65)

A4202 Cargo por: Servicio adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a los Centros de Carga Especiales

En donde:

ERC	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
Q(f)	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados representadas por el Participante del Mercado f .
QSC(f, s)	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que son representadas por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
CaDiRegCar_{f,q,D}^{MA}	Cargo diario por su contribución adicional al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D . Expresado en \$.
CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{MA}	Cargo diario total por su contribución al pago adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa a los Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
CaHrRegCar_{f,q,h}^{MA}	Cargo horario por su contribución adicional al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que depende de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h . Expresado en \$.
nQ(q)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectado el Centro de Carga Especial q .
OblRegCar_q	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con los Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar su representante. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
PmCar_{f,q,h}^{MA}	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
PrReg_{r,h}^{MA}	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.15 Contribución de las Entidades Responsables de Carga al Pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compren energía en el Mercado del Día en Adelanto, en cada zona de reserva r y en cada hora h , contribuyen con un cargo complementario al de los Generadores, importadores, exportadores, y Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los Generadores programados para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. La obligación de las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRegERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpReg_{f,u,h}^{MA} \\ + ImpnetReg_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRegGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRegCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 66)

- (b) La cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ en cada zona de reserva r , en cada hora h , es el resultado de la suma de las compras por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden s , para los Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n , y los Centros de Carga Indirectamente Modeladas en la Zona de Carga z , en la hora h , es:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{MA} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 67)

- (c) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en cada hora h , que recibirá por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto en la zona de reserva r , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ y la cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de reserva r , en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h , es:

$$CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \sum_{r \in R(z)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 68)

- (d) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en el día D , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de reserva r , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 69)

- (e) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregados en cada Cuenta de Orden s , en el día D , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 70)

A0803 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto a los Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (f) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden s , en el nodo n , en cada hora h , que recibirá por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma del producto del precio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en la zona de reserva r , en cada hora h , por la razón entre la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ y la cantidad del consumo de energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Directamente Modelados en la zona de reserva r , en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h , es:

$$CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \sum_{r \in R(n)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 71)

- (g) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D , para sus Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo n , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 72)

- (h) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agregada en cada Cuenta de Orden s , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados, por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 73)

A0802 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

<i>C</i>	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
<i>ERC</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga
<i>F</i>	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
<i>H(D)</i>	Conjunto de horas del día <i>D</i> (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
<i>I(r)</i>	Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva <i>r</i> , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva <i>r</i> .
<i>N</i>	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado.
<i>NR(r)</i>	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la zona de reserva <i>r</i> .
<i>ZR(r)</i>	Conjunto de zonas de carga de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidas en la zona de reserva <i>r</i> .
<i>NZ(z)</i>	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga <i>z</i> .
<i>QR(r)</i>	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que están conectadas a nodos que pertenecen a la zona de reserva <i>r</i> .
<i>R</i>	Conjunto que contiene todas las zonas de reserva.
<i>R(n)</i>	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo <i>n</i> .
<i>R(z)</i>	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Zona de Carga <i>z</i> .
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador.
<i>UC</i>	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
<i>UR(r)</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva <i>r</i> , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva <i>r</i> .
<i>Z</i>	Conjunto de Zonas de Carga en el sistema.
<i>CaDiRegCDM^{MA}_{f,s,n,D}</i>	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto, a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el nodo <i>n</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiRegCIM^{MA}_{f,s,z,D}</i>	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> \in <i>ERC</i> , correspondiente a su Centro de Carga Indirectamente Modelado, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$.

$CaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{MA}$	Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s y al nodo n , en la hora h . Expresado en \$.
$CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{MA}$	Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s y a la Zona de Carga z , en la hora h . Expresado en \$.
$CpReg_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRegERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en MWh .
$ImpnetReg_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. Expresado en MWh .
$OblRegCar_q$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar a el Participante del Mercado f que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRegExp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar el Participante del Mercado f que exporta energía. Cantidad adimensional.
$OblRegGen_u$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRegImp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importa energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidos en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .

$PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCar_{f,q,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser exportada a través de la interconexión i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.16 Contribución de Generadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los Generadores contribuyan al pago de reservas. Cabe destacar que dicho manual podrá establecer responsabilidades diferentes para Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en pruebas, y para Unidades de Central Eléctrica con otras características. En dado caso, cada Generador que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u que es programada para entregar energía en el Mercado del Día en Adelanto tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían a su obligación de pago dependerían del tipo de Central Eléctrica, el estatus de pruebas y de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece, durante cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción) de la Unidad de Central Eléctrica u , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h :

$$CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} + \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRNR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} + \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot OblRRSupGen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}$$

$\forall f \in G, h \in H(D)$

(Ec. 74)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 75)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica $USC(f, s)$ que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 76)

A0901 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para la Unidad de Centrales Eléctricas en prueba

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaDiRConGen_{f,u,D}^{MA}$	Cargo diario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrRConGen_{f,u,h}^{MA}$	Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$ObIARR10Gen_u$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$ObLRNR10Gen_u$	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$ObLRRSupGen_u$	Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
$PrRRNR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$
$PrRRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.17 Contribución de Importadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este pago tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. Cabe destacar que dicho manual podrá establecer responsabilidades diferentes para importaciones utilizando una fuente no-firme o derechos de transmisión no-firmes, y para importaciones con otras características. En dado caso, cada Participante del Mercado f cuya oferta de importación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto, tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían su obligación de pago dependerían del tipo de importación, de la cantidad de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podrían depender de la interconexión internacional i utilizada.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece a recepción de la importación, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción), por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h :

$$CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA} = \begin{cases} \sum_{r \in R(n(i))} PrRRR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRNR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot ObLRRSupImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \end{cases} \quad \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 77)$$

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , cuya oferta de importación de energía a través de una interconexión internacional i resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto para al menos una hora del día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s)$$

(Ec. 78)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las importaciones que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 79)

A0904 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para importadores

En donde

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
IMP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
IMPSC(f, s)	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
CaDiRConImp_{f,i,D}^{MA}	Cargo diario por la contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{MA}	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la importación de energía en las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
CaHrRConImp_{f,i,h}^{MA}	Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la importación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
ObLRNR10Imp_i	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$OblRR10Imp_i$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRRSupImp_i$	Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Cuando la transacción utiliza una fuente firme y derechos de transmisión firmes, este término será igual a cero. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional i , por el Participante del Mercado f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $$/MWh$.

4.3.18 Contribución de Exportadores al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Cada Participante del Mercado f cuya oferta de exportación de energía resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto y que programe la exportación con programa firme, tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituyen su obligación de pago dependen de la cantidad de energía de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podrían depender de la interconexión internacional i utilizada.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , en la hora h , se calcula como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a las que pertenece el punto de entrega de la exportación, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar a través de la interconexión internacional i , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h :

$$CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRR10_{r,h}^{MA} \cdot OblRRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot OblRRSupExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 80)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , cuya oferta de exportación de energía a través de una interconexión internacional i resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto y programado mediante programa firme para al menos una hora del día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 81)

- (d) El cargo diario total, por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 82)

A0905 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para exportadores

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de Suministrador o Generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i .
$CaDiRConExp_{f,i,D}^{MA}$	Cargo diario por la contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la exportación de energía en las interconexiones internacionales en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrRConExp_{f,i,h}^{MA}$	Cargo horario por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por la exportación de energía a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.

$ObLRNR10Exp_i$	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObLR10Exp_i$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObLRSupExp_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRNR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.19 Contribución de Centros de Carga Especiales al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este cargo tendrá valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para Centros de Carga Especiales. Algunos Centros de Carga, por su comportamiento individual, pueden tener la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias asociada con Centros de Carga Especiales. En dado caso, la cantidad de Reserva para Contingencias que estaría obligado a pagar el Participante del Mercado f dependería de la cantidad del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto a partir de los Centros de Carga Especiales.
- (b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa el Centro de Carga Especial q , en la hora h , se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva r a la que pertenece el nodo al que están conectados los Centros de Carga Especiales, en cada hora h , por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar (fracción) el Centro de Carga Especial, por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h :

$$CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA} = \begin{cases} \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRNR10_{r,h}^{MA} \cdot ObLRNR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRRSup_{r,h}^{MA} \cdot ObLRSupCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \\ \forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D) \end{cases}$$

(Ec. 83)

- (c) El cargo diario por su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), q \in QSC(f,s)$$

(Ec. 84)

- (d) El cargo diario total por la obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupados en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{MA} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 85)

A4302 Cargo por: Servicio adicional de Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto a Centros de Carga Especiales

En donde:

ERC	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
Q(f)	Conjunto de Centros de Carga Especiales representados por el Participante del Mercado f .
QSC(f,s)	Conjunto de Centros de Carga Especiales que son representados por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
CaDiRConCar_{f,q,D}^{MA}	Cargo diario por su contribución adicional al pago de la Reserva para Contingencias que depende de la cantidad media de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D . Expresado en \$.
CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{MA}	Cargo diario total por su contribución al pago adicional de Reserva para Contingencias que depende del consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa a Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
CaHrRConCar_{f,q,h}^{MA}	Cargo por su contribución adicional al pago de la Reserva para Contingencias que depende de la cantidad media de consumo programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h . Expresado en \$.
nQ(q)	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado al que está conectada el Centro de Carga Especial q .
OblRNR10Car_q	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.

$ObIRR10Car_q$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.
$ObIRRSupCar_q$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.
$PmCar_{f,q,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.3.20 Contribución de las Entidades Responsables de Carga al Pago de la Reserva para Contingencias

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que consumen energía en cada zona de reserva r y en cada hora h , tienen la obligación de pagar por la cantidad de Reserva para Contingencias que complementa la obligación de pago de los Generadores, importadores, exportadores, y representantes de Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los Generadores programados para proveer el servicio de Reserva para Contingencias. La cantidad de Reserva para Contingencias que están obligados a pagar se desglosa en tres cantidades, una de cada uno de los tipos que pueden tener precios distintos: una cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, una cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos y por último una cantidad de Reserva Rodante Suplementaria.
- (b) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRR10ERC_{r,h}^{MA} = \left(\begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRR10_{f,u,h}^{MA} \\ + ImpnetRR10_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} ObIRR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} ObIRR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} ObIRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} ObIRR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 86)

- (c) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRNR10ERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRNR10_{f,u,h}^{MA} \\ + ImpnetRNR10_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRNR10Gen_u \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRNR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 87)

- (d) En el Mercado del Día en Adelanto, la cantidad de Reserva Suplementaria que pagan las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ al precio de la Reserva Suplementaria, en cada hora h y cada zona de reserva r es:

$$CpRRSupERC_{r,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} (CpRRSup_{f,u,h}^{MA} + CpRRSup_{f,u,h}^{MA}) \\ + ImpnetRRSup_{r,h}^{MA} + ImpnetRNRSup_{r,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRRSupGen_u PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupImp_i PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupExp_i PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRRSupCar_q PmCar_{f,q,h}^{MA} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 88)

- (e) La cantidad de la energía comprada por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ en cada zona de reserva r , en cada hora h , es el resultado de la suma de las compras por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociados a cada Cuenta de Orden s , para los Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo n y los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{MA} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} ;$$

(Ec. 89)

- (f) El cargo horario por el concepto de Reserva para Contingencias proporcional a su compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregada en la Cuenta de Orden s , en cada Zona de Carga Z , en cada hora h , es la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en la zona de reserva Z , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de cada tipo de reserva y la cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , es:

$$CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 90)

- (g) El cargo diario por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregada en la Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 91)

- (h) El cargo diario total por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 92)

A0903 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (i) El cargo horario por el concepto de Reserva para Contingencias proporcional a su compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cada Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en cada hora h , es la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en la zona de reserva Z , durante la hora h , por la razón entre la cantidad de cada tipo de reserva y la cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h , por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden S , en el nodo n , durante la hora h , es:

$$CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{MA} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{MA} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \end{array} \right. \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 93)

- (j) El cargo diario por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden s , en cada nodo n , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 94)

- (k) El cargo diario total por el concepto de Reserva para Contingencias a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 95)

A0902 Cargo por: Reserva para Contingencias en el Mercado del Día en Adelanto para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
I(r)	Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva r .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado.
NZ(z)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado contenidos en la Zona de Carga z .
R	Conjunto que contiene todas las zonas de reserva.
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
R(z)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Zona de Carga z .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
UR(r)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva r .
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{MA}	Cargo diario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , durante el día D . Expresado en \$.

$CaDiRConCIM_{f,s,z,n,D}^{MA}$	Cargo diario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en cada Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada en cada Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$.
$CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{MA}$	Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$.
$CaHrRConCIM_{f,s,n,h}^{MA}$	Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s y al Zona de Carga z , en la hora h . Expresado en \$.
$CpRRR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva NO Rodante Suplementaria por el participante f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRSupERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresada en MWh .
$ImpnetRR10_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva Rodante de diez minutos.

<i>ImpnetRNR10_{r,h}^{MA}</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva de No Rodante de diez minutos.
<i>ImpnetRRSup_{r,h}^{MA}</i>	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva Rodante Suplementaria.
<i>ImpnetRNRSup_{r,h}^{MA}</i>	Cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva No Rodante Suplementaria.
<i>nQ(q)</i>	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado al que está conectada el Centro de Carga q .
<i>ObIRNR10Car_q</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad del consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.
<i>ObIRNR10Exp_i</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
<i>ObIRNR10Gen_u</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de la Central Eléctrica u . Cantidad adimensional.
<i>ObIRNR10Imp_i</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.
<i>ObIRR10Car_q</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.
<i>ObIRR10Exp_i</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
<i>ObIRRSupGen_u</i>	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional.
<i>ObIRR10Imp_i</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.

$ObIRR_{SupCar}_q$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.
$ObIRR_{SupExp}_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObIRR_{10Gen}_u$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional.
$ObIRR_{SupImp}_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional.
$PmCar_{f,q,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , por los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , por los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
$PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de energía de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r , y en la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRNR_{10,r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRNR_{Sup,r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR_{10,r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR_{Sup,r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

4.4 **Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto**

4.4.1 El cálculo de los pagos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto sólo se hace para Unidades de Central Eléctrica que no son auto-asignables. Para estas Unidades de Central Eléctrica, se requieren:

- (a) los costos ofrecidos por el representante de cada Unidad de Central Eléctrica;
- (b) los resultados de las decisiones tomadas en el Mercado del Día en Adelanto;
- (c) la condición de cada Unidad de Central Eléctrica al inicio del día;
- (d) los precios de la energía y los Servicios Conexos comerciados en el Mercado del Día en Adelanto; y
- (e) la información sobre el seguimiento de instrucciones de despacho durante el Día de Operación.

4.4.2 **Costos ofrecidos por el Representante de cada Unidad de Central Eléctrica**

- (a) **Costo de arranque.** En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica y ciclo combinado, existen costos de arranque. No hay costo de arranque en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctricas, ni en las Ofertas de Venta de los Recursos Intermitentes Despachables. En las Ofertas de Venta de Unidades de Centrales Eléctricas con tecnología térmica el costo de arranque depende del tiempo que la Unidad de Central Eléctrica permaneció en paro antes de iniciar el arranque. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado un modelo similar al de las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica se ofrece para cada uno de los arranques que llevan a la Unidad de Central Eléctrica del estado "Parada" al estado "Operando como Generador" en ciertas configuraciones.
- (b) **Costo por el cambio de configuración.** Sólo en las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado existen costos por cambiar la configuración. La oferta especifica un costo para cada cambio de configuración factible entre una configuración de origen y las posibles configuraciones destino.
- (c) **Costo de producción.** En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica, en las Ofertas de Venta de los recursos intermitentes despachables y en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctricas el costo de producción por unidad de tiempo es una función continua, lineal por segmentos, y no-decreciente; esto es, las pendientes de los segmentos rectos no decrecen al aumentar la cantidad de energía. En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica hidroeléctrica y en las Ofertas de Venta de los recursos intermitentes despachables, el costo de producción por unidad de tiempo vale cero cuando la cantidad de energía es cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica el costo de producción por unidad de tiempo puede tener un valor mayor que cero cuando la cantidad de energía es igual a cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado, hay una oferta de costo de producción para cada configuración de la Unidad de Central Eléctrica que tiene características similares a las de una Oferta de Venta de Unidad de Central Eléctrica con tecnología térmica.
- (d) **Costos de los Servicios Conexos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica cumple los requisitos para proporcionar Servicios Conexos, su Oferta de Venta incluye el costo para proveer los Servicios Conexos para los que está calificada, como pueden ser: el servicio de Regulación Secundaria de frecuencia, el servicio de Reserva Rodante de diez minutos, el de Reserva No Rodante de diez minutos, el de Reserva Rodante Suplementaria y el de Reserva No Rodante Suplementaria.

4.4.3 **Resultados de las Decisiones tomadas en el Mercado del Día en Adelanto**

- (a) **El estado programado para la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá un estado programado; los estados posibles de la Unidad de Central Eléctrica son:
 - (i) **"Parada".-** La Unidad de Central Eléctrica está desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. La cantidad de generación es cero. Puede estar programada para la provisión del servicio de Reserva No Rodante.

- (ii) **“Operando como Generador”**.- La Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía operando en una de las configuraciones en la que es factible hacerlo (cuando el modelo incluye varias configuraciones). Puede también estar programada para la provisión del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia y de los servicios de Reserva Rodante.
 - (iii) **“Arrancando”**.- La Unidad de Central Eléctrica puede producir energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el arranque está incluido en la oferta de arranque, por lo cual no se considerarán la oferta incremental. El costo de arranque depende de la configuración destino al concluir el arranque (cuando el modelo incluye varias configuraciones). No puede estar programada para dar Servicios Conexos.
 - (iv) **“Cambiano la configuración”**.- Sólo existe cuando el modelo incluye varias configuraciones. En este estado la Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el cambio de configuración se basará en la oferta incremental de la configuración de origen.
- (b) **La configuración en la que se encuentra.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en configuraciones, debe especificarse para cada hora del día la configuración en la que operará cuando el estado sea “Operando como Generador” o “Cambiano la configuración”.
 - (c) **La configuración destino.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en configuraciones, debe especificarse para cada hora del día la configuración destino cuando el estado sea “Arrancando” o “Cambiano la configuración”.
 - (d) **La cantidad media de generación programada para la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá una cantidad media de generación programada.
 - (e) **Los Servicios Conexos programados para ser proporcionados por la Unidad de Central Eléctrica.** En cada hora del día, la Unidad de Central Eléctrica tendrá programada una cantidad de reserva para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, o una capacidad en Reserva Rodante de diez minutos, o Reserva No Rodante de diez minutos, o Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria.

4.4.4 Condición de la Unidad de Central Eléctrica al inicio del día

- (a) Debe ser la misma que se utilizó para tomar las decisiones del Mercado del Día en Adelanto, se caracteriza mediante:
 - (i) El estado de la Unidad de Central Eléctrica en la hora previa al inicio del día.
 - (ii) Cuando la Unidad de Central Eléctrica es modelada con base en configuraciones, la configuración bajo la que estaba operando en la hora previa al inicio del día.
 - (iii) El tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha permanecido en dicho estado o configuración previo al inicio del día.

4.4.5 Precios de la energía y los Servicios Conexos comerciados en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) **Los precios nodales de la energía.** Para cada hora del día y para cada nodo se conoce el precio de la energía en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) **Los precios de los Servicios Conexos.** Para cada hora del día y para cada zona de reserva, se conocen los precios de cada uno de los tipos de reserva en el Mercado del Día en Adelanto.

4.4.6 Información del seguimiento de las Instrucciones de Despacho

- (a) Para cada hora del día, se establece un indicador que señala si la Unidad de Central Eléctrica siguió o no siguió las instrucciones de asignación y despacho durante el Día de Operación.

4.4.7 Pago a los Generadores asociados a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) El pago diario que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto aplicando al Participante del Mercado f , que representada la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , que cumple las condiciones requeridas, se determina con el siguiente procedimiento:
- (i) **Identificación de la auto-asignabilidad de la Unidad de Central Eléctrica.** Si la Unidad de Central Eléctrica es auto-asignable en alguna hora del día, no recibirá un pago por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, y el procedimiento termina. En caso contrario, el procedimiento continúa en el paso (ii).
 - (ii) **Identificación de los arranques instruidos a una Unidad de Central Eléctrica durante el día.** Ocurre un arranque en cada hora del día en la que la Unidad de Central Eléctrica está en un estado distinto del estado "Parada" y el estado de la Unidad de Central Eléctrica en la hora anterior es igual al estado "Parada". En el Mercado del Día del Adelanto, todos los arranques que no sean resultado de una auto-asignación se consideran instruidos por el CENACE.
 - (iii) **Cálculo del costo de los arranques instruidos durante el día.** Cuando el modelo de costos de la Unidad de Central Eléctrica incluye un costo de arranque, para cada arranque, se calcula el costo correspondiente al tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha estado "Parada" antes de arrancar. El símbolo $CoArrPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica la suma de los costos de todos los arranques durante el día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (iv) **Cálculo del costo de los cambios de configuración instruidos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, para cada hora del día, se calculan los costos de los cambios de configuración que se hayan iniciado dentro del día. El símbolo $CoTraPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica el valor de la suma de los costos de los cambios de configuración iniciados dentro del día D , por la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (v) **Cálculo de los costos de producción.** Para cada hora del día, se calcula el costo de producción cuando la Unidad de Central Eléctrica está en el estado "Operando como Generador", y si la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, también se calcula el costo de producción cuando el estado es "Cambiano la configuración". En los demás estados de la Unidad de Central Eléctrica, el costo de producción es cero. El costo de producción en una hora está integrado por el costo de operación en vacío, más, los incrementos de costo correspondientes a las ofertas incrementales de energía que tienen los menores costos incrementales, hasta alcanzar la cantidad media de generación programada en el Mercado del Día en Adelanto. El símbolo $CoProPA_{f,u,D}^{MA}$, identifica el valor de la suma de los costos de producción para todas las horas del día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
 - (vi) **Cálculo de los costos para proveer Servicios Conexos.** Para todo el día, se calcula el costo de proveer los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto que se refieren a: el servicio para Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, el servicio de Reserva Rodante de diez minutos o No Rodante de diez minutos, y el servicio de Reserva Rodante Suplementaria o No Rodante Suplementaria:

$$CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{h \in H(D)} CoReg_{f,u,h}^{MA} \cdot CpReg_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRR10_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRR10_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNR10_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRNR10_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRRSup_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{MA} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNRSup_{f,u,h}^{MA} \cdot CpRNRSup_{f,u,h}^{MA} ; \\ \forall f \in G, u \in U(f) \end{array} \right.$$

(Ec. 96)

- (vii) **Cálculo de los ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos.** Para el día, se calculan los ingresos por la venta de energía (véase 4.2.1) y por la provisión de los Servicios Conexos programados, que se refieren a: la provisión del servicio para Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia (véase 4.3.6), la provisión del servicio de Reserva Rodante de diez minutos (véase 4.3.7), la provisión del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos (véase 4.3.8), la provisión del servicio de Reserva Rodante Suplementaria (véase 4.3.9), y la provisión del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria (véase 4.3.10):

$$InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} (PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA} + PaHrReg_{f,u,h}^{MA}) + \sum_{h \in H(D)} (PaHrRR10_{f,u,h}^{MA} + PaHrRNR10_{f,u,h}^{MA}) + \sum_{h \in H(D)} (PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA} + PaHrRNRSup_{f,u,h}^{MA})$$

(Ec. 97)

- (viii) **Cálculo del precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.** Cuando los costos son mayores que los ingresos durante el día, el precio horario que se le pagará al Generador f , que representa la totalidad o parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos es mayor que cero, en el caso contrario es cero:

$$PrGSI_{f,u,D}^{MA} = \frac{\max \{0, CoArrPA_{f,u,D}^{MA} + CoTraPA_{f,u,D}^{MA} + CoProPA_{f,u,D}^{MA} + CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA} - InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA}\}}{HA_{f,u,D}}$$

(Ec. 98)

- (ix) **Cálculo del número de horas en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos.** Cada hora en la que la Unidad de Central Eléctrica no siguió instrucciones de despacho el Día de Operación, es una hora en la que no se hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto. El símbolo $HNP_{f,u,D}$ representa el número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , no se le hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos debido a no haber seguido instrucciones de despacho.
- (x) **Cálculo del pago al Generador por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.** El pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos del día D , a la Unidad de Central Eléctrica

u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , es el resultado de aplicar el precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, a las horas del día en las que la Unidad de Central Eléctrica cumple las condiciones para recibir el pago:

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{MA} = PrGSI_{f,u,D}^{MA} (HA_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}); \quad \forall f \in G, u \in U(f)$$

(Ec. 99)

(xi) Fin del Procedimiento.

- (b) El pago diario total que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden u , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI_{f,u,D}^{MA}; \quad \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 100)

A1001 Pago por: Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto a las Unidades de Centrales Eléctricas

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$HA_{f,u,D}$	Número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , este asignado para operar como generador en el Mercado del Día en Adelanto.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CoArrPA_{f,u,D}^{MA}$	Costos de todos los arranques programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CoProPA_{f,u,D}^{MA}$	Costos de producción por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , para todas las horas del día D . Expresado en \$.
$CoReg_{f,u,h}^{MA}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$CoRRN10_{f,u,h}^{MA}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$CoRR10_{f,u,h}^{MA}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$CoRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

$CoRNRSup_{f,u,h}^{MA}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA}$	Costo de los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , en el periodo de asignación j . Expresado en \$.
$CoTraPA_{f,u,D}^{MA}$	Valor de la suma de los costos de las transiciones entre configuraciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto, que son iniciadas por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , dentro del periodo de asignación j . Expresado en \$.
$CpReg_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRNR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$HNP_{f,u,D}$	Número de horas en las que NO se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D , porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el Día de Operación.
$InEneSvsCnx_{f,u,D}^{MA}$	Ingreso por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$PaDiGSI_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaHrEneGen_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PaHrReg_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.

$PaHrRR10_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PaHrRRNR10_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la Reserva No Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PaHrRRNSup_{f,u,h}^{DA}$	Pago horario por la Reserva No Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PaHrRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Pago horario por la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresado en \$.
$PrGSI_{f,u,D}^{MA}$	Precio horario que se pagará por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora del día D , si cumple las condiciones respecto al seguimiento de las instrucciones de despacho en la hora considerada durante el Día de Operación. Expresado en \$/h.

4.4.8 Cargo a los Participantes del Mercado para la Garantía de Suficiencia de Ingresos para los Generadores

- (a) La cantidad pagada en cada día a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos es distribuida entre los compradores de energía en proporción a sus Compras PM de Energía Física.
- (b) La cantidad pagada a los Generadores en el día D es:

$$PaDiGenGSI_D^{MA} = \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA} \quad (Ec. 101)$$

- (c) Las Compras Totales de Energía Física en el Mercado del Día en Adelanto para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h \quad (Ec. 102)$$

- (d) El precio por unidad de energía física comprada en el Mercado del Día en Adelanto que permite distribuir la totalidad de los pagos a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos durante el día D considerado es:

$$PrDisGSI_D^{MA} = \frac{PaDiGenGSI_D^{MA}}{CmDiTotEneFis_D} \quad (Ec. 103)$$

- (e) El cargo horario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden S , en la hora h , es:

$$CaHrGSI_{f,s,h}^{MA} = PrDisGSI_D^{MA} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 104)$$

- (f) El cargo diario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$CaDiGSI_{f,s,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CaHrGSI_{f,s,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 105)

A1118 Cargo por: Contribución a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$CaDiGSI_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , en el día D por las compras de energía física correspondientes a Centros de Carga o exportaciones. Expresado en \$.
$CaHrGSI_{f,s,h}^{MA}$	Cargo horario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , en la hora h por las compras de energía física correspondientes a Centros de Carga o exportaciones. Expresado en \$.
$CmDiTotEneFis_D$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh .
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de Energía Física asociada al Participante de Mercado f , asociados a cada Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiGenGSI_D^{MA}$	Pago diario por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos a todos los Generadores en el Mercado del Día en Adelanto en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctrica, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PrDisGSI_D^{MA}$	Precio unitario para distribuir el pago de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, para el día D . Expresado en $\$/MWh$.

4.5 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico y Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales

- 4.5.1 En cualquier hora del día en el Mercado del Día en Adelanto, la diferencia entre (a) el producto de la diferencia entre el Precio Marginal Local menos su Componente de Congestión Marginal, por la compra de energía en el nodo, y (b) el producto de la diferencia entre el Precio Marginal Local menos su Componente de Congestión Marginal,

por la venta de energía en el nodo, es un valor positivo. Esta cantidad es un cargo en exceso cobrado a los compradores de energía que es causado por el efecto de las Pérdidas Marginales sobre los Precios Marginales Locales de la energía. A esta cantidad se le llama Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto.

4.5.2 En cada año, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico deberá informar al CENACE de sus requerimientos. En cada día del año, hasta que se hayan financiado dichos requerimientos, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado del Día en Adelanto será transferido a dicho fondo; a partir de ese momento, se devolverá a los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto en proporción a las compras de cada uno.

4.5.3 Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

(a) El Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPer_h^{MA} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} (PrEne_{n,h}^{MA} - PrCng_{n,h}^{MA}) \cdot PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} (PrZEne_{z,h}^{MA} - PrZCng_{z,h}^{MA}) \cdot PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} (PrEne_{n(i),h}^{MA} - PrCng_{n(i),h}^{MA}) \cdot PmExp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} (PrEne_{n(i),h}^{MA} - PrCng_{n(i),h}^{MA}) \cdot PmImp_{f,i,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in US \cap U(f)} (PrEne_{N(u),h}^{MA} - PrCng_{N(u),h}^{MA}) \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UK \cap U(f)} \sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k(u,h)} \cdot (PrEne_{n,h}^{MA} - PrCng_{n,h}^{MA}) \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}; \end{array} \right. \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 106)

(b) Mientras no se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, éste recibirá diariamente:

$$PaDiFSU_D^{MA} = \begin{cases} \sum_{h \in H(D)} RntPer_h^{MA}; & si: SdoFSUE_D > 0 \\ 0; & si: SdoFSUE_D \leq 0 \end{cases}$$

(Ec. 107)

A1206 Pago por: Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
EXP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
IMP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
K(u)	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial de Mercado.
N(u)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.

<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>U(f)</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>UC</i>	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
<i>UK</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas Ofertas de Venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
<i>US</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas Ofertas de Venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
<i>FDP_{n,u,k}</i>	Factor de distribución de la cantidad de energía generada en el nodo <i>n</i> , por la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> , cuando la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> opera en la configuración <i>k</i> . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1; \forall u, k \in K(u)$
<i>k(u, h)</i>	Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> , durante la hora <i>h</i> , en el Mercado del Día en Adelanto.
<i>n(i)</i>	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión <i>i</i> .
<i>N(u)</i>	Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>PaDiFSU_D^{MA}</i>	Pago diario al Fondo del Servicio Universal Eléctrico de la renta por Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectada en el Mercado del Día en Adelanto en el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}</i>	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden <i>s</i> , conectados al nodo <i>n</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>PmCZo_{f,s,z,h}^{MA}</i>	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociados en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>PmExp_{f,i,h}^{MA}</i>	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado <i>f</i> , a través de la interconexión internacional <i>i</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>PmGen_{f,u,h}^{MA}</i>	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado <i>f</i> , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> , en la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>PmImp_{f,i,h}^{MA}</i>	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado <i>f</i> , para ser importada a través de la interconexión internacional <i>i</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>PrCng_{n,h}^{MA}</i>	Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo <i>n</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresado en $\$/MWh$.
<i>PrZCng_{z,h}^{MA}</i>	Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga <i>z</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresado en $\$/kWh$.
<i>PrEne_{n,h}^{MA}</i>	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo <i>n</i> , durante la hora <i>h</i> . Expresado en $\$/MWh$.

$PrZEne_{z,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$RntPer_h^{MA}$	Sobrecobro colectado en la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto debido al efecto del Componente de Pérdidas Marginales de transmisión de los Precios Marginales Locales de la energía. Expresado en \$.
$SdoFSUE_D$	Saldo del requerimiento anual de financiamiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al inicio del día D . El valor normalmente es positivo, pero puede ser negativo. Expresado en \$.

4.5.4 Devolución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales a Entidades Responsables de Carga y a Exportadores

- (a) Una vez que se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico para el año en curso, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales que pagan en cada hora los Participantes del Mercado compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto, causado por el efecto de las Pérdidas Marginales de transmisión sobre los Precios Marginales Locales de la energía, será devuelto a los Participantes del Mercado compradores de energía en proporción a las compras de cada uno durante cada hora del día.
- (b) El precio para la distribución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales colectado entre los Participantes del Mercado compradores de energía en cada hora h es mayor que cero si el requerimiento anual del Fondo de Servicio Universal Eléctrico ya fue satisfecho, en caso contrario toma valor de cero:

$$PrDisScp_h^{MA} = \begin{cases} \frac{RntPer_h^{MA}}{CmTotEnFi_h} & ; si: SdoFSUE_D \leq 0 \\ 0 & ; si: SdoFSUE_D > 0 \end{cases} \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 108)

- (c) El pago horario, por la devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales de transmisión, a las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ por las compras de energía física, durante la hora h es:

$$PaHrScp_{f,s,h}^{MA} = PrDisScp_h^{MA} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 10909)

- (d) El pago diario, por la devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales colectado, a las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ por las compras de energía física, durante el día D es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiScp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PaHrScp_{f,s,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 110)

A1218 Pago por: Devolución del Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día de Adelanto

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto Entidades Responsables de Carga.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .

SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
CmEnFi_{f,s,h}	Compra PM de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
CmTotEneFis_h	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PaDiScp_{f,s,D}^{MA}	El pago en el día D , a la Cuenta de Orden s , del participante del mercado f , por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en \$.
PaHrScp_{f,s,h}^{MA}	El pago en la hora h , a la Cuenta de Orden s , del participante del mercado f , por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en \$.
PrDisScp_h^{MA}	Precio empleado para distribuir la renta de Pérdidas Marginales colectada en la hora h , entre los compradores de energía en la misma hora. Expresado en $\$/MWh$.
RntPer_h^{MA}	Sobrecobro colectado en la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto debido al efecto del Componente de Pérdidas Marginales de transmisión de los Precios Marginales Locales de la energía. Expresado en \$.
SdoFSUE_D	Saldo del requerimiento anual de financiamiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al inicio del día D . El valor normalmente es positivo, pero puede ser negativo. Expresado en \$

4.6 Derechos Financieros de Transmisión (DFT)

- 4.6.1** El sistema de administración de Derechos Financieros de Transmisión pondrá a disposición del sistema de liquidaciones el conjunto de Derechos Financieros de Transmisión existentes el día cuya liquidación está siendo procesada.
- 4.6.2** Cuando los titulares de los Derechos Financieros de Transmisión son Participantes del Mercado, la información necesaria para caracterizar a cada uno de los Derechos Financieros de Transmisión existentes es la siguiente:
- (a) Un identificador del Derechos Financieros de Transmisión: facilita la referencia al Derechos Financieros de Transmisión.
 - (b) El titular del Derechos Financieros de Transmisión: puede ser cualquier Participante del Mercado, incluyendo al Generador de Intermediación representante de los Contratos de Interconexión Legados
 - (c) Cuenta de Orden del Participante del Mercado: indica a donde será dirigido el resultado de las liquidaciones del Derechos Financieros de Transmisión.
 - (d) NodoP de origen
 - (e) NodoP de destino.
 - (f) Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión con las características señaladas (cada Derecho Financiero de Transmisión tiene cantidad de 1 *MWh* de energía en cada hora de vigencia).
 - (g) Fecha del primer día contenido en el periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
 - (h) Fecha del último día contenido en el periodo vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
 - (i) Mes en el que inicia una temporada de vigencia en el año.
 - (j) Mes en el que termina la temporada de vigencia del año.
 - (k) Hora en la que inicia un bloque de vigencia durante el día.
 - (l) Hora en la que termina el bloque de vigencia durante el día.

- (m) Precio de Equilibrio de adquisición en la subasta o precio de adquisición en otro proceso donde fue creado ($\$/MWh$): puede tener cualquier signo o tener el valor cero.
- (n) Fecha en la que debe liquidarse la adquisición en subasta cuando el precio de adquisición es positivo.

4.6.3 A los NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de origen y de destino del Derecho Financieros de Transmisión se les relaciona con un conjunto de factores de ponderación cuyo valor está entre cero y uno, cada factor está asociado a un NodoP Elemental del Modelo Comercial de Mercado, y la suma de estos factores de ponderación debe ser igual a uno. Los factores representan la fracción de la energía del Derechos Financieros de Transmisión que se valorará al precio de la energía del NodoP Elemental correspondiente.

4.6.4 Cuando los Derechos Financieros de Transmisión están en la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Trasmisión Legados que han sido rechazados o cancelados por los Participantes del Mercado, y que todavía no han sido vendidos en alguna subasta, su caracterización requiere la siguiente información:

- (a) Un identificador del Derecho Financieros de Transmisión Legados: facilita la referencia al Derechos Financieros de Transmisión.
- (b) El titular del Derecho Financieros de Transmisión: puede decirse que el titular es la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión.
- (c) Cuenta de Orden del Participante del Mercado: No aplica.
- (d) NodoP de origen
- (e) NodoP de destino.
- (f) Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión con las características señaladas (cada Derecho Financiero de Transmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía en cada hora de vigencia).
- (g) Fecha del primer día contenido en el periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (h) Fecha del último día contenido en el periodo vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.
- (i) Mes en el que inicia una temporada de vigencia en el año.
- (j) Mes en el que termina la temporada de vigencia del año.
- (k) Hora en la que inicia un bloque de vigencia durante el día.
- (l) Hora en la que termina el bloque de vigencia durante el día.
- (m) Precio de Equilibrio de adquisición en la subasta o precio de adquisición en otro proceso donde fue creado ($\$/MWh$): puede tener cualquier signo o tener el valor cero.
- (n) Fecha en la que debe liquidarse la adquisición en subasta cuando el precio de adquisición es positivo: no aplica; puede indicarse cualquier fecha previa al inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

4.6.5 Pago y Cargo a los Tenedores de Derechos Financieros de Transmisión.

(a) **Derechos Financieros de Transmisión de Participantes del Mercado**

- (i) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f que es el titular del Derecho Financieros de Transmisión d , cuando el día D considerado está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derecho Financieros de Transmisión $DT(d)$; es igual al valor acumulado para todas las horas del bloque diario de vigencia, del producto de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión E_d por la diferencia entre el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de destino, menos, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de origen del Derecho Financieros de Transmisión.

Cuando el día considerado NO está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia $DT(d)$; el pago diario al Participante del Mercado que es el titular del Derechos Financieros de Transmisión es igual a cero.

$$PaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max [0, E_d \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA} \right]]; & Si D \in DT(d) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s) \quad (Ec. 111)$$

$$CaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, -E_d \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; & Si D \in DT(d) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s) \quad (Ec. 112)$$

- (ii) El pago y cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión de cada Participante del Mercado f , agrupados en cada Cuenta de Orden s , en el día D , es igual a la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} PaDiDFT_{f,d,D}; \quad \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 113)$$

A1307 Pago por: tenencia de Derechos Financieros de Transmisión

$$CaDiTotDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} CaDiDFT_{f,d,D}; \quad \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 114)$$

A1307 Cargo por: tenencia de Derechos Financieros de Transmisión

- (b) **Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados:**

- (i) El pago y cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Transmisión d cancelados o rechazados, cuando el día D considerado está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión $DT(d)$; es igual al valor acumulado para todas las horas en el bloque diario de vigencia, del producto de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados E_{dc} por la diferencia entre, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de destino, menos, el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP de origen del Derechos Financieros de Transmisión. Cuando el día considerado NO está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derechos Financieros de Transmisión; el pago diario a la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados es igual a cero.

$$PaDiDFT_{CDM_{d,D}} =$$

$$\begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, E_{dc} \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; & Si D \in DT(c) \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases} \quad \forall d \in CDM \quad (Ec. 115)$$

$CaDiDFTCdm_{d,D} =$

$$\left\{ \sum_{h \in BH(d,D)} \max \left\{ 0, -E_{dc} \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} \right] \right\}; \text{ Si } D \in DT(c) \right.$$

0 ; en el caso contrario

$\forall d \in CDM$

(Ec. 116)

- (ii) El pago y cargo diario total a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados, en el día D , es igual a la suma de los pagos y cargos diarios de todos los Derechos Financieros de Transmisión contenidos en dicha cuenta el día objeto de la liquidación:

$$PaDiTotDFTCdm_D = \sum_{d \in CDM} PaDiDFTCdm_{d,D}$$

(Ec. 117)

A1320 Pago por: Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados

$$CaDiTotDFTCdm_D = \sum_{d \in CDM} CaDiDFTCdm_{d,D}$$

(Ec. 118)

A1320 Cargo por: Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados o cancelados

En donde:

$BH(d,D)$	Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
CDM	Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión en la cuenta de depósito y manejo de DFT legados que han sido rechazados o cancelados.
$DSC(f,s)$	Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s .
$DT(d)$	Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d .
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$ND(d)$	Conjunto de NodosP Elementales que podrían conformar NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de destino, asociado al Derecho Financiero de Transmisión d .
$NO(d)$	Conjunto de NodosP Elementales que podrían conformar NodosP Distribuidos, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado, de origen, asociado al Derecho Financiero de Transmisión d .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

E_d	Cantidad de Derechos Financieros de Trasmisión (cada Derechos Financieros de Trasmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Trasmisión d .
E_{dc}	Cantidad de Derechos Financieros de Trasmisión (cada Derechos Financieros de Trasmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Trasmisión d , en la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Trasmisión cancelados o rechazados
$PaDiDFT_{f,d,D}$	Pago diario al Participante del Mercado f , por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$.
$CaDiDFT_{f,d,D}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$.
$PaDiDFTCdm_{d,D}$	Pago diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$.
$CaDiDFTCdm_{d,D}$	Cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Trasmisión d , en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotDFT_{f,s,D}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$.
$CaDiTotDFT_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotDFTCdm_D$	Pago diario total por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día D . Expresado en \$.
$CaDiTotDFTCdm_D$	Cargo diario total por los Derechos Financieros de Trasmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día D . Expresado en \$.
$PrCng_{n,h}^{MA}$	Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$Wd_{n,d}$	Factor de ponderación del NodoP Elemental n en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de DESTINO del Derecho Financiero de Trasmisión d . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} = 1$. Es una cantidad adimensional.
$Wo_{n,d}$	Factor de ponderación del NodoP Elemental n en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de ORIGEN del Derecho Financiero de Trasmisión d . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} = 1$. Es una cantidad adimensional.

4.6.6 Distribución de la Liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados Cancelados o Rechazados.

- El pago y cargo diario total a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados, para el día D considerado en el Mercado del Día en Adelanto, calculado en 4.6.5, es $PaDiTotDFTCdm_D$ y $CaDiTotDFTCdm_D$. Estas son las cantidades que distribuir entre los compradores de Energía Física de los Participantes del Mercado, en proporción a las compras de cada uno.
- Las Compras Totales de Energía Física de los Participantes del Mercado para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h$$

(Ec. 119)

- (c) Los precios para la distribución de la liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados a los compradores de Energía Física durante el día D , son:

$$PrDisDcrPa_D^{MA} = \frac{PaDiTotDFTCdm_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 120)

$$PrDisDcrCa_D^{MA} = \frac{CaDiTotDFTCdm_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 121)

- (d) El pago y cargo diario total por la parte de la liquidación de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados de cada Participante del Mercado f , comprador de Energía Física, correspondiente a cada Cuenta de Orden s , en el día D es:

$$PaDiDcr_{f,s,D}^{MA} = PrDisDcrPa_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 122)

A1418 Pago por: Distribución de ingresos netos de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados

$$CaDiDcr_{f,s,D}^{MA} = PrDisDcrCa_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 123)

A1418 Cargo por: Distribución de costos netos de Derechos Financieros de Trasmisión Legados cancelados o rechazados

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CmTotEneFis_h$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmDiTotEneFis_D$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh .
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiDcr_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario por la distribución de ingresos netos de DFT Legados que han sido cancelados o rechazados, correspondientes a las compras de energía física en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.

$CaDiDcr_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario por la distribución de costos netos de DFT Legados que han sido cancelados o rechazados, correspondientes a las compras de energía física en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , agregados en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotDFTCdm_D$	Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$.
$CaDiTotDFTCdm_D$	Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$.
$PrDisDcrPa_D^{MA}$	Precio unitario empleado para distribuir la liquidación de los pagos diarios de los DFT Legados Cancelados o Rechazados, entre los compradores de energía física en el mismo día D . Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisDcrCa_D^{MA}$	Precio unitario empleado para distribuir la liquidación de los cargos diarios del día, de los Derechos Financieros de Transmisión Legados cancelados o rechazados, entre los compradores de energía física en el mismo día D . Expresado en $\$/MWh$.

4.6.7 Exceso/Faltante de los Cobros por Congestión en Mercado del Día en Adelanto

- (a) Al cobrar a los compradores de energía y pagar a los vendedores de energía los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, se está colectando lo que se denomina renta de congestión. La renta de congestión colectada en el Mercado del Día en Adelanto es el resultado de cobrar al comprador de energía y pagar al vendedor de energía con base en el Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La renta de congestión se emplea para pagar a los tenedores de los Derechos Financieros de Transmisión, sin embargo, no se puede garantizar que exista un balance perfecto entre las dos cantidades. Por ello el desbalance, ya sea Excedente o Faltante, se distribuye entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto.
- (c) La renta de congestión diaria colectada en el Mercado del Día en Adelanto en el día D , se expresa en términos de las compras de energía en los nodos de la red para los Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n y los Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga Z , las compras de energía para exportación en los nodos de entrega de las interconexiones internacionales i , las ventas de energía de las Unidades de Centrales Eléctricas en los nodos n donde entregan la energía y las ventas de energía de los importadores en los nodos de recepción de las interconexiones internacionales i es:

$$\begin{aligned}
 RntCng_D^{MA} = & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} PrCng_{n,h}^{MA} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} PrZCng_{z,h}^{MA} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} + \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} PrCng_{n(i),h}^{MA} PmExp_{f,i,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} PrCng_{n(i),h}^{MA} PmImp_{f,i,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in G} \sum_{u \in US \cap U(f)} PrCng_{n(u),h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA} - \\
 & \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UK \cap U(f)} \sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k(u),h} PrCng_{n,h}^{MA} PmGen_{f,u,h}^{MA};
 \end{aligned}$$

(Ec. 124)

- (d) El pago o cargo diario total a los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D es el pago o cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados, más, el pago o cargo diario de todos los Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , agrupados en todas las Cuentas de Orden s , en el día D :

$$PaDiTotTenDFT_D = PaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in GUSMUUCUC} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotDFT_{f,s,D} \quad (Ec. 125)$$

$$CaDiTotTenDFT_D = CaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in GUSMUUCUC} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDFT_{f,s,D} \quad (Ec. 115)$$

- (e) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la renta de congestión del día D considerado en el Mercado del Día de Adelanto, que debe ser distribuido entre los compradores de Energía Física es:

$$ExcRntCng_D^{MA} = \max \{0, RntCng_D^{MA} - PaDiTotTenDFT_D + CaDiTotTenDFT_D\} \quad (Ec. 127)$$

$$FalRntCng_D^{MA} = \max \{0, -(RntCng_D^{MA} - PaDiTotTenDFT_D + CaDiTotTenDFT_D)\} \quad (Ec. 128)$$

- (f) Las Compras Totales de Energía Física para el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto, expresadas en términos de las compras de energía, por Cuenta de Orden S , para los Centros de Carga Directamente Modelados, en el nodo n , los Centros de Carga Indirectamente Modelados, en las Zonas de Carga Z , y las compras de energía para exportación a través de las interconexiones internacionales i son:

$$ComDiEne_D^{MA} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in N} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} + \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in Z} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} + \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} PmExp_{f,i,h}^{MA} ; \quad (Ec. 129)$$

- (g) El precio unitario para distribuir el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión entre los compradores de energía es:

$$PrDisERn_D^{MA} = \frac{ExcRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}} \quad (Ec. 11630)$$

$$PrDisFRn_D^{MA} = \frac{FalRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}} \quad (Ec. 131)$$

- (h) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , de en el nodo n , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados es:

$$PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} ; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 132)$$

$$CaDiFRnCDM_{f,s,n,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} ; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 133)$$

- (i) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden s , en el día D , por sus Centros de Carga Directamente Modelados es:

$$PaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 11734)

A1502 Pago por: Distribución de excedente de cobros por congestión en el Mercado del Día Adelanto a Centros de Carga Directamente Modelados

$$CaDiTotFRnCDM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{n \in N} CaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 135)

A1502 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día Adelanto a Centros de Carga Directamente Modelados

- (j) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga Z , en el día D , por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es:

$$PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 136)

$$CaDiFRnCIM_{f,s,z,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 137)

- (k) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Entidad Responsable de Carga, a cada Cuenta de Orden s , de por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es:

$$PaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 11838)

A1503 Pago por: Distribución de excedente de cobros por congestión en el Mercado del Día Adelanto a Centros de Carga Indirectamente Modelados

$$CaDiTotFRnCIM_{f,s,D}^{MA} = \sum_{z \in Z} CaDiFRnCIM_{f,s,z,D}^{MA}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 139)

A1503 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día Adelanto a Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (l) El pago y cargo diario por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f , por la energía exportada a través de las interconexiones internacionales i , en el día D , es:

$$PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA} = PrDisERn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 11940)

$$CaDiFRnExp_{f,i,D}^{MA} = PrDisFRn_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} PmExp_{f,i,h}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 1201)

- (m) El pago y cargo diario total por el Excedente o Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f , por la energía exportada a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$PaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12142)

A1505 Pago por: Distribución de excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto a exportadores

$$CaDiTotFRnExp_{f,s,D}^{MA} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiFRnExp_{f,i,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 143)

A1505 Cargo por: Distribución de faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto a exportadores

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto de Participantes del Mercado que se consideran Entidades Responsables de Carga: Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generador de Intermediación y cualquier Generador cuyas Centrales Eléctricas pueden actuar como Centros de Carga.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
ComDiEne_D^{MA}	Compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto en el día D . Expresadas en <i>MWh</i> .
FDP_{n,u,k}	Factor de distribución de la cantidad de energía generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1$; $\forall u, k \in K(u)$. Es una cantidad adimensional.
ExcRntCng_D^{MA}	Excedente de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día D , en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en \$.
FalRntCng_D^{MA}	Faltante de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día D , en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en \$.
RntCng_D^{MA}	Renta de Congestión colectada el día D en el Mercado del Día en Adelanto. Expresada en \$.
PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}	Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D . Expresado en \$.
CaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}	Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D . Expresado en \$.
PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}	Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , de la zona de carga z , en el día D . Expresado en \$.
CaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}	Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , de la zona de carga z , en el día D . Expresado en \$.
PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}	Pago diario por el Excedente de la liquidación de los Derecho Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional i , en el día D . Expresado en \$.
CaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}	Cargo diario por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional i , en el día D . Expresado en \$.
PaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA}	Pago diario total por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.

$CaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por el Excedente de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotERnCIM_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por el Faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotDFT_{f,s,D}$	Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$.
$CaDiTotDFT_{f,s,D}$	Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotDFTCdm_D$	Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$.
$CaDiTotDFTCdm_D$	Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día D . Expresado en \$.
$PaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total por el excedente o faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotERnExp_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total por el excedente o faltante de la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotTenDFT_D$	Pago diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotTenDFT_D$	Cargo diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D . Expresado en \$.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la zona de carga a la que pertenece el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .

$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrCng_{n,h}^{MA}$	Componente de congestión del precio de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisERn_D^{MA}$	Precio unitario para distribuir el Excedente de la liquidación de los DFT entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisFRn_D^{MA}$	Precio unitario para distribuir el Faltante de la liquidación de los DFT entre los compradores de energía en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $\$/MWh$.

4.7 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- 4.7.1 Los Precios de Equilibrio de compra de los Derechos Financieros de Transmisión en las subastas pueden ser positivos o negativos.
- 4.7.2 Cuando el Precio de Equilibrio de compra de un Derecho Financiero de Transmisión es positivo, el costo de un Derecho Financiero de Transmisión para todo su periodo de vigencia se cobrará al comprador en una sola ocasión el quinto día hábil posterior al día de la subasta.
- 4.7.3 Cuando el Precio de Equilibrio de compra de un Derecho Financiero de Transmisión es negativo, en cada día del periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión, se le pagará al comprador del Derecho Financiero de Transmisión lo correspondiente a la energía del día considerada en el Derecho Financiero de Transmisión.
- 4.7.4 Los ingresos (positivos o negativos) correspondientes a la venta de los Derechos Financieros de Transmisión serán distribuidos entre los compradores de Energía Física.
- 4.7.5 **Cargo/Pago a los Compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas**
- (a) Cuando un Derecho Financiero de Transmisión fue adquirido en una subasta a un Precio de Equilibrio positivo y el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto es igual al día en que debe liquidarse su compra, se hará un solo cargo al Participante del Mercado f , que lo adquirió por el costo total del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D :

$$CaComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{\delta \in DT(d)} \sum_{h \in BH(d,\delta)} E_d \cdot PrComDFT_d; & \text{Si: } [D = DLiq(d)] \text{ y } [PrComDFT_d > 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s)$$

(Ec. 144)

- (b) El cargo único total por sus compras de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas al Participante del Mercado f , agrupados en cada una de sus Cuentas de Orden s , en el día D , es:

$$CaTotComDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} CaComDFT_{f,d,D}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 145)

A1609 Cargo Único por: Compra (a precio positivo) en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- (c) Cuando un Derecho Financiero de Transmisión fue adquirido en una subasta a un Precio de Equilibrio negativo y el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto está en el conjunto de días incluidos en alguna de las temporadas anuales que pertenecen al periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión, se hará un pago al Participante del Mercado f , que adquirió el Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , por las horas del bloque diario de vigencia en el día considerado:

$$PaDiComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} - \sum_{h \in BH(d,D)} E_d \cdot PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d < 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s)$

(Ec. 146)

- (d) El pago total por sus compras de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas al Participante del Mercado f , agregada en cada Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$PaDiTotComDFT_{f,s,D} = \sum_{d \in DSC(f,s)} PaDiComDFT_{f,d,D}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 147)

A1708 Pago por: Compra (a precio negativo) en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

En donde:

<i>BH(d,D)</i>	Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
<i>C</i>	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
<i>DSC(f, s)</i>	Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s .
<i>DT(d)</i>	Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d .
<i>F</i>	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>UC</i>	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
<i>CaComDFT_{f,d,D}</i>	Cargo único al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , que corresponde a un día posterior a la subasta, en el que debe ser pagado el costo total, a un precio positivo. Expresado en \$.
<i>CaTotComDFT_{f,s,D}</i>	Cargo único total al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta de los Derechos Financieros de Transmisión, asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D , a un precio positivo. Expresado en \$.
<i>DLiq(d)</i>	Fecha en la que debe ser facturado el Derecho Financiero de Transmisión d , cuando el precio de compra es positivo. La fecha es la del quinto día hábil posterior al día de la realización de la subasta.
<i>E_d</i>	Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada Derechos Financieros de Transmisión tiene la cantidad de 1 <i>MWh</i> de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d .
<i>PaDiComDFT_{f,d,D}</i>	Pago al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D , a un precio negativo. Expresado en \$.

- $PaDiTotComDFT_{f,s,D}$** Pago al Participante del Mercado f , por la adquisición en una subasta de Derechos Financieros de Transmisión a un precio negativo, asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
- $PrComDFT_d$** Precio de Equilibrio de compra en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión d . Expresado en \$/MWh.

4.7.6 Pago y Cargo para Distribuir los Ingresos de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

- (a) El ingreso y egreso diario, que genera la venta en una subasta de cada uno de los DFT cuyos titulares son los Participantes del Mercado es:

$$IngVenDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} E_d \cdot PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d > 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s)$

(Ec. 148)

$$EgrVenDFT_{f,d,D} = \begin{cases} - \sum_{h \in BH(d,D)} E_d PrComDFT_d; & \text{Si: } [D \in DT(d)] \text{ y } [PrComDFT_d < 0] \\ 0; & \text{en el caso contrario} \end{cases}$$

$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f, s)$

(Ec. 12249)

- (b) El ingreso y egreso diario total que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas en el día D es:

$$IngTotVenDFT_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{d \in DSC(f,s)} IngVenDFT_{f,d,D}$$

(Ec. 1230)

$$EgrTotVenDFT_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{d \in DSC(f,s)} EgrVenDFT_{f,d,D}$$

(Ec. 151)

- (c) Las Compras Totales de Energía Física para el día D , calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

$$CmDiTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_h$$

(Ec. 152)

- (d) El precio unitario para distribuir los ingresos y egresos por la venta de Derechos Financieros de Transmisión, entre los compradores de Energía Física es:

$$PrDisVDFT_D^{MA} = \frac{IngTotVenDFT_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 153)

$$PrDisEgrVDFT_D^{MA} = \frac{EgrTotVenDFT_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

(Ec. 154)

- (e) El pago y cargo diario por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, en cada Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$PaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA} = PrDisVDFT_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12455)

A1818 Pago por: Distribución de ingresos netos positivos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en las Subastas

$$CaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA} = PrDisEgrVDFT_D^{MA} \sum_{h \in H(D)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 12556)

A1818 Cargo por: Distribución de ingresos netos negativos por la venta de Derechos Financieros de Transmisión en las Subastas

En donde:

$BH(d, D)$	Conjunto de horas del día D que forman un bloque horario en el que el Derecho Financiero de Transmisión d puede estar vigente. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$DT(d)$	Conjunto de días en cada temporada del año, para todos los años contenidos en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d .
$DSC(f, s)$	Conjunto de Derechos Financieros de Transmisión del Participante del Mercado f , y que están agrupados en la Cuenta de Orden s .
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CmDiTotEneFis_D$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante el día D . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h$	Compra total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
E_d	Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada Derechos Financieros de Transmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión d .
$IngTotVenDFT_D$	Ingresos totales en el día D , que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas. Expresado en \$.
$EgrTotVenDFT_D$	Egresos en el día D , que generan todos los Derechos Financieros de Transmisión que están en posesión de los Participantes del Mercado y que fueron vendidos en subastas. Expresado en \$.

$IngVenDFT_{f,d,D}$	Parte del ingreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado f , con un Precio de Equilibrio positivo [$PrComDFT_d > 0$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D . Cuando el día D , no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día D , si está entre los días de su periodo de vigencia, el monto depende del precio de venta, la cantidad vendida por hora, y de las horas del día en que es vigente. Expresado en \$.
$EgrVenDFT_{f,d,D}$	Parte del egreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado f , con un Precio de Equilibrio negativo [$PrComDFT_d < 0$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión d , en el día D . Cuando el día D , no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día D , si está entre los días de su periodo de vigencia, el monto depende del precio de venta, la cantidad vendida por hora, y de las horas del día en que es vigente. Expresado en \$.
$PaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA}$	Pago en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día D , por la distribución de los ingresos por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, proporcionales a la energía física comprada bajo la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f . Expresado en \$.
$CaDiVenDFT_{f,s,D}^{MA}$	Cargo en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día D , por la distribución de los egresos por las ventas en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, proporcionales a la energía física comprada bajo la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f . Expresado en \$.
$PrComDFT_d$	Precio de Equilibrio de compra en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión f . Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisVDFT_D^{MA}$	Precio unitario para distribuir los ingresos por la venta de DFT, entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisEgrVDFT_D^{MA}$	Precio unitario para distribuir los egresos por la venta de DFT, entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$.

4.8 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- 4.8.1** En las Transacciones Bilaterales Financieras el emisor está obligado a entregar al receptor el valor de mercado de una cantidad de energía o de uno de los Servicios Conexos comerciados en el mercado.
- 4.8.2** Se considera que la definición de cada transacción incluye: una cantidad de energía o de Servicios Conexos, que será liquidada sólo en los días contenidos en un periodo de vigencia definido, y cuando correspondan a un día de la semana especificado, además, sólo en ciertas horas del día. El precio del producto será el correspondiente a un nodo; en caso de ser nodo distribuido estará definido mediante un conjunto de factores de ponderación cuyos valores están entre cero y uno, cada uno está asociado a un nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado, y la suma de estos factores de ponderación debe ser igual a uno. Los factores representan la fracción de la cantidad pactada que se valorará al precio de la energía o del Servicio Conexo en el nodo correspondiente.
- 4.8.3** Por lo anterior, cada transacción por una cantidad que se registre en el sistema de Transacciones Bilaterales Financieras por una cantidad fija y que sea puesta a disposición del sistema de liquidaciones está caracterizada por lo siguiente:
- Un identificador de la transacción: para facilitar cualquier referencia a la transacción.
 - La identificación del emisor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
 - La Cuenta de Orden del Participante del Mercado emisor: permite dirigir el resultado de la liquidación de la transacción a una Cuenta de Orden específica.
 - La identificación del receptor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
 - La Cuenta de Orden del Participante del Mercado receptor.
 - El mercado al que se refiere la transacción (Mercado del Día en Adelanto, o Mercado en Tiempo Real)

- (g) El producto o servicio objeto de la transacción (energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria y Reserva No Rodante Suplementaria).
- (h) La cantidad acordada en cada hora de vigencia de la transacción (MW).
- (i) La identificación de un NodoP al que se refiere la transacción.
- (j) La fecha inicial del periodo de vigencia de la transacción.
- (k) La fecha final del periodo vigencia de la transacción.
- (l) El día de la semana en el que es aplicable la transacción (Lunes, Martes, ..., Domingo).
- (m) La hora inicial del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.
- (n) La hora final del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.

4.8.4 Pago y cargo a los receptores en las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Si la transacción no está vigente el día considerado en el Mercado del Día en Adelanto, el valor monetario de la transacción es cero:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = 0; \forall t \in TBF^{MA}, D \notin DVT(t)$$

(Ec. 157)

- (b) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es energía eléctrica, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, los valores monetarios de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 158)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, -P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 159)

- (c) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrReg_{r,h}^{MA} \right];$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 12660)

- (d) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante de diez minutos, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRR10_{r,h}^{MA} \right];$$

$$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 161)

- (e) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva No Rodante de diez minutos, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRNR10_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 162)

- (f) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante Suplementaria, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRRSup_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 163)

- (g) Si el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva No Rodante Suplementaria, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{MA} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_{t,h} \cdot \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRRNSup_{r,h}^{MA} \right];$$

$\forall t \in TBF^{MA}, D \in DVT(t)$

(Ec. 164)

- (h) El pago y cargo diario a un Participante del Mercado f , por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en la que es el receptor, es:

$$PaDiTBF_{f,t,D}^{MA} = VaDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TScr^{MA}(f, s)$$

(Ec. 165)

$$CaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA} = VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TScr^{MA}(f, s)$$

(Ec. 166)

- (i) El pago y cargo diario total en el Mercado del Día en Adelanto a un Participante del Mercado f , por todas las Transacciones Bilaterales Financieras en las que es el receptor, asociadas a una Cuenta de Orden s , en el día D , son:

$$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TScr^{MA}(f,s)} PaDiTBF_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 167)

A1911 El Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Receptor

$$CaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TScr^{MA}(f,s)} CaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 168)

A1911 El Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Receptor

En donde:

$BT(t, D)$	Conjunto de horas del día D , en las que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t . Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$DVT(t)$	Conjunto de días en los que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t .
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$NT(t)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado que conforman el nodo distribuido utilizado en la Transacción Bilateral Financiera t .
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
TBF^{MA}	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto.
$TSCR^{MA}(f, s)$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en las que el Participante del Mercado f aparece como receptor, agrupadas en la Cuenta de Orden s .
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$P_{t,h}$	Cantidad especificada en la Transacción Bilateral Financiera t durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiTBF_{f,t,D}^{MA}$	Pago diario al el Participante del Mercado f , receptor de la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , receptor de la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRNR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

$PrRNRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$VaDiTBF_{t,D}^{MA}$	Valor u obligación monetaria en el día D , de la Transacción Bilateral Financiera t , en el Mercado del Día en Adelanto, si el producto es energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria.
$VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}$	Valor u obligación monetaria en el día D , de la Transacción Bilateral Financiera t , en el Mercado del Día en Adelanto, si el solo producto es energía eléctrica. Expresado en \$.
$W_{n,t}$	Factor de ponderación del nodo n de la red del Modelo Comercial del Mercado en la conformación del nodo distribuido empleado en la Transacción Bilateral Financiera t . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} = 1$. Es una cantidad adimensional.

4.8.5 Cargo y Pago a los Emisores en las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Utilizando el valor monetario calculado en 3.5.4 para cada Transacción Bilateral Financiera, el cargo y pago diario a un Participante del Mercado f emisor, por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$CaDiTBF_{f,t,D}^{MA} = VaDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{MDA}(f, s) \quad (Ec. 169)$$

$$PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA} = VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{MDA}(f, s) \quad (Ec. 170)$$

- (b) El cargo y pago diario total en el Mercado del Día en Adelanto a un Participante del Mercado f emisor, por todas las Transacciones Bilaterales Financieras, asociadas a un Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TSCe^{MA}(f,s)} CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 171)$$

A2010 Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Emisor

$$PaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{t \in TSCe^{MA}(f,s)} PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

A2010 Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado del Día en Adelanto al Emisor

En donde:

<i>C</i>	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
<i>F</i>	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>TSCe^{MA}(f, s)</i>	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, en las que el Participante del Mercado f aparece como EMISOR, y están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
<i>UC</i>	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
<i>CaDiTBF_{f,t,D}^{MA}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado f EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$.
<i>PaDiTBFneg_{f,t,D}^{MA}</i>	Pago diario al Participante del Mercado f EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera t , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$.
<i>CaDiTotTBF_{f,s,D}^{MA}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado f EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
<i>PaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{MA}</i>	Pago diario total al Participante del Mercado f EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
<i>VaDiTBF_{t,D}^{MA}</i>	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado del Día en Adelanto, si el producto es energía eléctrica, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva No Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria o Reserva No Rodante Suplementaria,
<i>VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}</i>	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado del Día en Adelanto, si el solo producto es energía eléctrica. Expresado en \$.

CAPÍTULO 5

Liquidación Diaria del Mercado de Tiempo Real

5.1 Energía

5.1.1 Pagos y cargos por el incremento de la Energía Generada Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cuando una Unidad de Central Eléctrica entrega su energía en un solo nodo n , el pago en cada hora al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es el producto del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real en el nodo donde la Unidad de Central Eléctrica entrega la energía, por el incremento de la energía generada respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto de la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , que es representada por el Participante del Mercado f (si el incremento o el precio es negativo el pago puede convertirse en un cargo):

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{N(u),h}^{TR} (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 173)

Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{N(u),h}^{TR} (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 174)

- (b) Cuando una Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía en varios nodos, la distribución de la cantidad de energía generada entre los nodos depende de la configuración en la que opera. Como el pago de la energía se hace con base en las mediciones horarias de la energía entregada en cada nodo, no es necesario conocer la o las configuraciones bajo las que se operó en la hora.
- (c) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de la Central Eléctrica u que entrega su energía en varios nodos, en la hora h , es el máximo entre cero y la suma de los productos del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real en cada nodo donde la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, por el incremento de la energía realmente entregada en el nodo respecto a la energía programada para ser entregada en el nodo en el Mercado del Día en Adelanto de la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que es representada por el Participante del Mercado f (si el incremento o el precio es negativo el pago puede convertirse en un cargo):

$$PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \sum_{n \in N(u)} \max \{0, PrEne_{n,h}^{TR} (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u),h} PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 175)

- (i) Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR} = \sum_{n \in N(u)} \max \{0, -PrEne_{n,h}^{TR} (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u),h} PmGen_{f,u,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 176)

- (d) El pago y cargo diario por el incremento de la energía realmente generada respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 177127)

$$CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 178)

- (e) El pago y cargo diario total por los incrementos de energía generada respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 179)

B0101 Pago por: Venta de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real para la Unidad de Central Eléctrica

$$CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 180)

B0101 Cargo por: Venta de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real para la Unidad de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$K(u)$	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$N(u)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
$PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D por el incremento en la generación de energía para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D por el decremento en la generación de energía para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D por el incremento en la energía generada para el Mercado en Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotEneGen_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , por el decremento en la energía generada para el Mercado en Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en el día D . Expresado en \$.
$PaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por el incremento de energía generada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en la hora h . Expresado en \$.
$CaHrEneGen_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por el decremento de energía generada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, en la hora h . Expresado en \$.
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$FDP_{n,u,k}$	Factor de distribución de la energía generada que corresponde al nodo n , por la Unidad de Central Eléctrica u , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1 ; \forall u, k \in K(u)$
$k(u, h)$	Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto.

5.1.2 Pago y cargo por el Incremento de la Energía Importada Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional con sistemas externos tiene asociado un nodo donde se recibe la energía que es importada. Cualquier Participante del Mercado puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la importación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales. Entre el momento en que es aceptada una importación en el Mercado del Día en Adelanto y la operación en el Mercado de Tiempo Real puede haber cambios en las importaciones programadas en las diversas interconexiones internacionales. Al respecto, aplican los siguientes principios básicos:
- (i) La cantidad de importación liquidada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será la cantidad de la transacción asignada a un Participante de Mercado en dicho mercado.

- (ii) La cantidad de importación efectivamente realizada en el Mercado de Tiempo Real por un Participante de Mercado será la cantidad contenida en etiquetas electrónicas con estado de “implementada”, donde el Participante de Mercado en cuestión es la última “Entidad de Compra Venta” (PSE por sus siglas en inglés) que tiene título de la energía antes de su entrega al CENACE.
- (iii) La cantidad de importación a liquidarse en el Mercado de Tiempo Real será la diferencia entre las cantidades a) y b) anteriores.
- (iv) El flujo físico de energía en las interconexiones internacionales no se utiliza en la liquidación de importaciones; si existen diferencias entre el flujo físico de energía y las cantidades programadas en etiquetas electrónicas, se considerará energía inadvertida y se liquidará o se compensará directamente entre el CENACE y el operador de sistema correspondiente.
- (b) Cabe señalar que las Reglas del Mercado no permiten el aumento o creación de transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real, ya que en el Mercado de Tiempo Real no existe la posibilidad de utilizar procesos competitivos para asignar programas de importación entre los diversos Participantes del Mercado que podrían desear esas transacciones. Para habilitar la asignación de transacciones de importación después del Mercado de Día en Adelanto las Bases del Mercado prevén la creación de un Mercado de una Hora en Adelanto, en una Segunda Etapa que está fuera del alcance de este Manual. Por su parte, las Reglas del Mercado prevén que, en caso de requerir transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real por motivos de emergencia o riesgos a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, dichas transacciones se programen directamente por el CENACE, sin la intervención comercial de ningún Participante de Mercado. Por lo anterior, el “incremento” de transacciones será negativo (es decir, un decremento) en condiciones normales.
- (c) No obstante, lo anterior, en el presente numeral se considera la posibilidad de aumentos de transacciones de importación en el Mercado de Tiempo Real, en el entendido de que estos casos solo se podrían presentar ante cambios a las Reglas del Mercado o la emisión de excepciones transitorias por una autoridad competente. También se usarían en caso de que, por error, se implementan etiquetas electrónicas que rebasan la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (d) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f por el incremento en la importación de energía para el Mercado en Tiempo Real respecto a la importación que fue asignada en el Mercado del Día en Adelanto, en la interconexión internacional i , en cada hora h , es el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real en el nodo correspondiente al punto de recepción de energía importada asociado a la interconexión internacional i , en cada hora h , por el incremento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real (en etiquetas electrónicas) respecto a la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , en la hora h :

$$PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 181)

Si $PrEne_{N(u),h}^{TR} < 0$ o $(PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 128)

- (e) El pago y cargo diario por el incremento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f , en cada interconexión internacional i , en cada día D , es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 183)$$

$$CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 184)$$

- (f) El pago y cargo diario total por los incrementos de energía programada para ser importada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser importada por el Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales i , agrupadas en una Cuenta de Orden s , son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotEneImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 185)$$

B0104 Pago por: Venta de energía importada entregada en el Mercado de Tiempo Real

$$CaDiTotEneImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 186)$$

B0104 Cargo por: Venta de energía importada entregada en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$IMPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$n(i)$	El nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}$	Pago diario por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.

$CaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}$	Cargo diario por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotImp_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotImp_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}$	Pago horario por el incremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$CaHrEneImp_{f,i,h}^{TR}$	Cargo horario por el decremento en la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real respecto de la energía programada para ser importada en el Mercado del Día en Adelanto, al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$

5.1.3 Cargos y pagos por el Incremento del Consumo de Energía Respecto al Programado en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) En el Mercado de Tiempo Real los Centros de Carga de cada Entidad Responsable de Carga que sean Directa o Indirectamente Modelados consumen la energía que requieren. Partiendo de las mediciones del consumo en términos del Manual de Medición para Liquidaciones, se calcularán los consumos horarios de los Centros de Carga para cada día. Los Centros de Cargas Indirectamente Modeladas, así como los Centros de Carga Directamente Modelados que se conectan a la Red General de Distribución, en cada zona de distribución, contribuyen al pago de las pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas ya que las cantidades de consumo ($PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$), respectivamente, incluirán las pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Asimismo, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren, por lo cual las cantidades de energía ($PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$ y $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$), respectivamente, incluirán las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Aunque la regulación de distribución actual no prevé pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución asignables de forma generalizada, a continuación, se muestra el cálculo del factor de distribución de las pérdidas no técnicas que aplicaría en caso de que esa regulación se ajuste para asignar las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada. Posteriormente se establece el cargo por el incremento en el consumo que le corresponda a cada Participante del Mercado por el consumo en cada zona. Bajo la regulación actual de distribución, dichos cálculos se realizarán con valores de cero para las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada.

- (c) El consumo horario de cada una de los Centros de Carga Directamente Modelados es una cantidad medida. Adicionalmente, para los Centros de Carga Directamente Modelados que se conectan a la Red General de Distribución, los datos que se alimentan al proceso de liquidaciones ya incluyen las pérdidas técnicas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía y, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren. A partir de estas mediciones y las pérdidas reconocidas, se calcula la cantidad de energía media horaria consumida por los Centros de Carga agregados en cada Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga en cada nodo: $PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$; y agregando los resultados de todas las Cuentas de Orden de cada participante, se calcula la cantidad de energía media horaria consumida por nodo y por Entidad Responsable de Carga:

$$PmCDM_{f,n,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}; \forall f \in ERC, z \in Z, n \in NZ(z), h \in H(D)$$

(Ec. 187)

- (d) El consumo horario de los Centros de Carga Directamente Modelados en cada Zona de Carga Z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas por nodo y Entidad Responsable de Carga correspondientes:

$$PmCDMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} \sum_{n \in NZ(z)} PmCDM_{f,n,h}^{ME}; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 188)

- (e) El consumo horario de los Centros de Carga Indirectamente Modelados que representa una Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a una Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$, se calcula en términos del Manual de Medición para Liquidaciones; en este proceso se asegura que el consumo se mide, se estime o se deduce de forma separada de la generación de una Central Eléctrica Indirectamente Modelada que represente a una Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, asociadas a una Cuenta de Orden s , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , $PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$, a fin de liquidar la generación y el consumo Indirectamente Modelada por separado, sin neteo. La cantidad media horaria de consumo y generación Indirectamente Modelada en cada Zona de Carga, correspondiente a cada Cuenta de Orden de una Entidad Responsable de Carga, se calcula a partir de: las mediciones y estimaciones del consumo, y los factores de pérdidas técnicas reconocidas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía y, mientras permanezca vigente la regulación del Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución que se asignan a los Centros de Carga en la zona de distribución donde ocurren. Los detalles del cálculo se establecen en el Manual de Medición para Liquidaciones, de tal manera que $PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$, ya incluye las pérdidas de distribución aplicables.
- (f) La cantidad de energía media horaria de consumo y generación Indirectamente Modelada para cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Zona de Carga Z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades correspondientes a las Cuentas de Orden de la Entidad Responsable de Carga:

$$PmCIM_{f,z,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}; \forall f \in ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 189)

$$PmGIM_{f,z,h}^{ME} = \sum_{s \in S(f)} PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}; \forall f \in G \cup ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 190)

- g) La cantidad de energía media horaria de los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga z , en la hora h , se calcula sumando las cantidades medias horarias consumidas por las Entidades Responsable de Carga correspondientes:

$$PmCIMZ_{z,h}^{ME} = \sum_{f \in ERC} PmCIM_{f,z,h}^{ME} ; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 1291)

- (h) Mediante el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017, la Comisión Reguladora de Energía estableció que el costo de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas en cada zona de distribución y tensión se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la misma zona de distribución y tensión. Por lo tanto, siempre y cuando permanezca vigente dicha regulación, no se realizará un ajuste generalizado para asignar el costo de pérdidas no-técnicas de distribución a todos los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional. Mientras permanezca vigente esta regulación, las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada $Pnt_{z,h}$, el factor de distribución de las pérdidas no técnicas de distribución $FDPnt_h$ y el precio de las pérdidas no técnicas de distribución (total y componente de congestión) $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$ tendrán valor de cero.
- (i) El factor de distribución y el precio (total y componente de congestión) de las pérdidas no técnicas reconocidas de distribución por de la cantidad media del consumo en cada hora h es:

$$FDPnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}}{\sum_{z \in Z} PmCDMZ_{z,h}^{ME} + \sum_{z \in Z} PmCIMZ_{z,h}^{ME}} ; h \in H(D)$$

(Ec. 192)

$$PrEnePnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZene_{z,h}^{TR}}{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}} \quad PrCngPnt_h = \frac{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZcng_{z,h}^{TR}}{\sum_{z \in Z} Pnt_{z,h}} ; h \in H(D)$$

(Ec. 193)

Los anteriores tendrán valor de cero mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada.

- (j) El cargo o pago horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden s , en cada nodo n , en la hora h , por el incremento en el consumo de energía (si el incremento o el precio es negativo el cargo puede convertirse en un pago) de sus Centros de Carga Directamente Modelados respecto a la Compra PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en ese mismo nodo son:

$$CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n,h}^{TR} \left[PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrEne_{n,h}^{TR}} \right) - PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \right] \};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 194)

$$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n,h}^{TR} \left[PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrEne_{n,h}^{TR}} \right) - PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \right] \};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 195)

- (k) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden s , en cada nodo n , en el día D , por el incremento del consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 196)

$$PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N \quad (Ec. 197)$$

- (l) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , en el día D , por el incremento del consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes a cada nodo:

$$CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} CaDiEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f) \quad (Ec. 198)$$

B0202 Cargo por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} PaDiEneCDM_{f,s,n,h}^{TR} \quad \forall f \in ERC, s \in S(f) \quad (Ec. 199)$$

B0202 Pago por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

- (m) El cargo o pago horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , en la hora h , por el incremento en el consumo (si el incremento o precio es negativo el cargo puede convertirse en un pago) de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, PrZene_{z,h}^{TR} \left[PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZene_{z,h}^{TR}} \right) - PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \right] \right\}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D) \quad (Ec. 130)$$

$$PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, -PrZene_{z,h}^{TR} \left[PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZene_{z,h}^{TR}} \right) - PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \right] \right\}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D) \quad (Ec. 1310)$$

- (n) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el incremento en el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z \quad (Ec. 1321)$$

$$PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z \quad (Ec. 202)$$

- (o) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, de cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el incremento en el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados son:

$$CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} CaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR}; \quad \forall f \in ERC, s \in S(f) \quad (Ec. 203)$$

B0203 Cargo por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

$$PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} PaDiEneCIM_{f,s,z,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 204)

B0203 Pago por: Compra de energía en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Directamente Modelados

En donde:

$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$CaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR}$	Cargo diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$PaDiEneCDM_{f,s,n,D}^{TR}$	Pago diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$CaDiEneCIM_{f,s,z,n,D}^{TR}$	Cargo diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la zona de carga z . Expresado en \$.
$PaDiEneCIM_{f,s,z,n,D}^{TR}$	Pago diario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la zona de carga z . Expresado en \$.
$CaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR}$	Cargo total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, respecto a la compra de energía en el MDA. Expresado en \$.
$PaDiTotEneCDM_{f,s,D}^{TR}$	Pago total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento del consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, respecto a la compra de energía en el MDA. Expresado en \$.
$CaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR}$	Cargo total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
$PaDiTotEneCIM_{f,s,D}^{TR}$	Pago total a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante el día D , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.

$CaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR}$	Cargo horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$PaHrEneCDM_{f,s,n,h}^{TR}$	Pago horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$CaHrEneCIM_{f,s,n,h}^{TR}$	Cargo horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el incremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$PaHrEneCIM_{f,s,n,h}^{TR}$	Pago horario a la Cuenta de Orden s , del Participante del Mercado f , durante la hora h , por el decremento respecto a la compra de energía en el MDA, del consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en nodo n . Expresado en \$.
$FDPnt_h$	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre los consumidores asociados a Centros de Carga Directamente e Indirectamente Modelados en la hora considerada. Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Cantidad adimensional.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$PmCDM_{f,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCDMZ_{z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media diaria del consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados en la Zona de Carga z , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCIM_{f,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .

$PmGIM_{f,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria de la generación medida en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, por la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas a la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, correspondiente a la Cuenta de Orden s , de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMZ_{z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria generada por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión de la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, que está asociada a la Cuenta de Orden s , en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$Pnt_{z,h}$	Pérdidas NO técnicas aprobadas para cada Zona de Carga z , durante la hora h , a asignarse de forma generalizada a las Entidades Responsables de Carga. Mientras permanezca vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, tendrá valor de cero porque las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico legalmente en la zona de distribución y tensión donde ocurran las pérdidas no-técnicas. Expresado en MWh .
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrCngPnt_h$	Componente de Congestión Marginal del precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h . Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$.
$PrEnePnt_h$	Precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h . Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$.
$PrZCng_{z,h}^{TR}$	Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

$PrZEne_{z,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado n .

5.1.4 Cargos y pagos por el Incremento de la Exportación de Energía Respecto a la Programada en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Cada interconexión internacional con sistemas externos tiene asociado un nodo donde se entrega la energía que es exportada. Cualquier Participante del Mercado puede competir en el Mercado del Día en Adelanto para programar la exportación de energía empleando cualquiera de las interconexiones internacionales. Entre el momento en que es aceptada una exportación en el Mercado del Día en Adelanto y la operación en el Mercado de Tiempo Real puede haber cambios en las exportaciones programadas en las diversas interconexiones internacionales. Al respecto, aplican los siguientes principios básicos:
- (i) La cantidad de exportación liquidada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será la cantidad de la transacción asignada a un Participante de Mercado en dicho mercado.
 - (ii) La cantidad de exportación efectivamente realizada en el Mercado de Tiempo Real por un Participante del Mercado será la cantidad contenida en etiquetas electrónicas con estado de “implementada”, donde el Participante de Mercado en cuestión es la primera “Entidad de Compra Venta” (PSE por sus siglas en inglés) que tiene título de la energía después de su recepción al CENACE.
 - (iii) La cantidad de exportación a liquidarse en el Mercado de Tiempo Real será la diferencia entre las cantidades a) y b) anteriores.
 - (iv) El flujo físico de energía en las interconexiones internacionales no se utiliza en la liquidación de exportaciones; si existen diferencias entre el flujo físico de energía y las cantidades programadas en etiquetas electrónicas, se considerará energía inadvertida y se liquidará o se compensará directamente entre el CENACE y el operador de sistema correspondiente.
- (b) Cabe señalar que las Reglas del Mercado no permiten el aumento o creación de transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real, ya que en el Mercado de Tiempo Real no existe la posibilidad de utilizar procesos competitivos para asignar programas de exportación entre los diversos Participantes del Mercado que podrían desear esas transacciones. Para habilitar la asignación de transacciones de exportación después del Mercado de Día en Adelanto Las Bases del Mercado prevén la creación de un Mercado de una Hora en Adelanto, en una segunda etapa que está fuera del alcance de este Manual. Por su parte, las Reglas del Mercado prevén que, en caso de requerir transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real por motivos de emergencia o riesgos a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, dichas transacciones se programen directamente por el CENACE, sin la intervención comercial de ningún Participante de Mercado. Por lo anterior, el “incremento” de transacciones será negativo (es decir, un decremento) en condiciones normales.
- (c) No obstante, lo anterior, en el presente numeral se considera la posibilidad de aumentos de transacciones de exportación en el Mercado de Tiempo Real, en el entendido de que estos casos solo se podrían presentar ante cambios a las Reglas del Mercado o la emisión de excepciones transitorias por una autoridad competente. También se usarían en caso de que, por error, se implementan etiquetas electrónicas que rebasan la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (d) El cargo y pago horario en cada hora al Participante del Mercado f por el incremento en la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real respecto a la exportación que fue asignada en el Mercado del Día en Adelanto, en la interconexión internacional i , en cada hora h , es el producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real en el nodo correspondiente al punto de entrega de energía exportada asociado a la interconexión internacional i , en cada hora h , por el incremento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real (en etiquetas electrónicas) respecto a la energía programada para ser exportada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , en la hora h :

$$CaHrEneExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, PrEne_{n(i),h}^{TR} [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}] \};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec.205)

- (i) Si $PrEne_{n(i),h}^{TR} < 0$ o $(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, -PrEne_{n(i),h}^{TR} [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}] \};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec.206)

- (e) El cargo y pago diario por el incremento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f en cada interconexión internacional i , en cada día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiEneExp_{f,i,D}^{MT} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneExp_{f,i,h}^{MT}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec.207)

$$PaDiEneExp_{f,i,D}^{MT} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneExp_{f,i,h}^{MT}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 13308)

- (f) El cargo y pago diario total por los incrementos de energía programada para ser exportada para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales, que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden S , son la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 209)

B0205 Cargo por: Compra de la energía para exportación en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 210)

B0205 Pago por: Compra de la energía para exportación en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .

SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
CaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}	Cargo diario al Participante del Mercado f , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en el día D , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiEneExp_{f,i,D}^{TR}	Pago diario al Participante del Mercado f , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en el día D , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR}	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$
PaDiTotEneExp_{f,s,D}^{TR}	Pago diario total al Participante del Mercado f , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaHrEneExp_{f,i,h}^{TR}	Cargo horario al Participante del Mercado f , por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en la hora h , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaHrEneExp_{f,i,h}^{TR}	Pago horario al Participante del Mercado f , por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en la hora h , respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
PmExp_{f,i,h}^{MA}	Cantidad de energía media asignada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmExp_{f,i,h}^{TR}	Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) en el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PrEne_{n,h}^{TR}	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2 Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real

- 5.2.1** En el Mercado de Tiempo Real, tanto la energía como los Servicios Conexos pueden ser reasignados con respecto a las cantidades programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Además de reasignar la energía y los Servicios Conexos, se obtienen los precios en tiempo real de cada uno de los Servicios Conexos para las mismas zonas de reserva definidas para el Mercado del Día en Adelanto.
- 5.2.2** El ajuste en el pago de los servicios de reserva se calcula con base en los precios medios horarios de los diversos Servicios de Reserva y en las cantidades medias horarias resultantes de la reasignación en el Mercado de Tiempo Real.
- 5.2.3** Las relaciones entre los precios de los servicios de reserva en cada zona siguen cumpliendo la regla general:
- (a) El precio medio horario del servicio de Reserva Rodante y Reserva No Rodante Suplementarias es el mismo.

- (b) El precio medio horario del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio medio horario de los servicios de Reserva Suplementaria.
- (c) El precio medio horario del servicio de Reserva Rodante de diez minutos es igual o mayor al precio medio horario del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos.
- (d) El precio pagado por el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es igual o mayor al precio pagado por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos.
- (e) Ninguno de estos precios puede tener valor negativo.

5.2.4 Pago y cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) El pago o cargo horario por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrReg_{f,u,h}^{TR} = \max\left\{0, \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR} (CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA})\right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 211)

- (i) Si $(CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrReg_{f,u,h}^{TR} = \max\left\{0, - \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR} (CpReg_{f,u,h}^{TR} - CpReg_{f,u,h}^{MA})\right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 212)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento aumento o disminución en la asignación Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiReg_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrReg_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 134)

$$CaDiReg_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrReg_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 214)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , por el aumento o disminución en la asignación de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotReg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiReg_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 215)

B0301 Pago por: Venta de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotReg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiReg_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 216)

B0301 Cargo por: Venta de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpReg_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpReg_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario por el incremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario por el decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotReg_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total por el incremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotReg_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total por el decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D . Expresado en \$.
$PaHrReg_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaHrReg_{f,u,h}^{TR}$ Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PrReg_{r,h}^{TR}$ Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.5 Pago y Cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Reserva Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago o cargo por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva Rodante de diez minutos, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de la Reserva Rodante de diez minutos asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrRR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} (CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) \right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 217)

- (i) Si $(CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} (CpRR10_{f,u,h}^{TR} - CpRR10_{f,u,h}^{MA}) \right\}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 218)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento o decremento en la asignación de Reserva Rodante de diez minutos es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiRR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 219)

$$CaDiRR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 1350)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el incremento o decremento en la asignación de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec.221)

B0401 Pago por: Venta de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 222)

B0401 Cargo por: Venta de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRR10_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRR10_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de reserva rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

(Continúa en la Tercera Sección)

TERCERA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

(Viene de la Segunda Sección)

$CaHrRRR10_{f,u,h}^{TR}$ Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de reserva rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PrRRR10_{r,h}^{TR}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.6 Pago y cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Reserva NO Rodante de Diez Minutos

- (a) El pago o cargo por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos (si el aumento es negativo el pago puede convertirse en un cargo), al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de la capacidad para la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de la Reserva NO Rodante de diez minutos asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva NO Rodante de diez minutos programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrRNR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{TR} (CpRNR10_{f,u,h}^{TR} - CpRNR10_{f,u,h}^{MA}) \right\}$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 136)

- (i) Si $(CpRNR10_{f,u,h}^{TR} - CpRNR10_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRNR10_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{TR} (CpRNR10_{f,u,h}^{TR} - CpRNR10_{f,u,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 224)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento en la asignación de Reserva NO Rodante de diez minutos es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiRNR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 225)

$$CaDiRNR10_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRNR10_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 226)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el incremento en la asignación de la Reserva NO Rodante de diez minutos respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNR10_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 137)

B0501 Pago por: Venta de Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotRNR10_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRNR10_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 13828)

B0501 Cargo por: Venta de Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRNR10_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de reserva NO rodante de diez minutos por la parte de la Unidad de Central Eléctrica u , representada por el participante f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRNR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de reserva NO rodante de diez minutos por la parte de la Unidad de Central Eléctrica u , representada por el participante f , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRNR10_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRNR10_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRNR10_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRNR10_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaHrRNR10_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRNR10_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PrRNR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.7 Pago y Cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Reserva Rodante Suplementaria

- (a) El pago o cargo horario por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva Rodante Suplementaria al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de la Reserva Rodante Suplementaria asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrRRSup_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{TR} (CpRRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRRSup_{f,u,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 229)

- (i) Si $(CpRRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRRSup_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRRSup_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{TR} (CpRRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRRSup_{f,u,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 139)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el incremento en la asignación de Reserva Rodante Suplementaria es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

$$PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRRSup_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 231)

$$CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRRSup_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 232)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el incremento en la asignación de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 233)

B0601 Pago por: Venta de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotRRSup_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 234)

B0601 Cargo por: Venta de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRRSup_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRRSup_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaHrRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.8 Pago y Cargo por el Aumento o Disminución en la Asignación del Servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria

- (a) El pago o cargo por el aumento o disminución en la asignación del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica u , del precio regional de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, multiplicado por el aumento o disminución de la Reserva NO Rodante Suplementaria asignada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la Reserva NO Rodante Suplementaria programada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrRNRSup_{r,h}^{TR} (CpRNRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 235)

- (i) Si $(CpRNRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrRNRSup_{r,h}^{TR} (CpRNRSup_{f,u,h}^{TR} - CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 236)

- (b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el aumento o disminución en la asignación de Reserva NO Rodante Suplementaria es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes

$$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 237)

$$CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 238)

- (c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , por el aumento o disminución en la asignación de la Reserva NO Rodante Suplementaria respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 239)

B0701 Pago por: Venta de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

$$CaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 240)

B0701 Cargo por: Venta de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real para las Unidades de Central Eléctrica

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CpRNRSup_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW.
$CpRNRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW.
$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRNRSup_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el incremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRNRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PrRNRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.9 Cargo y Pago a Generadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Actualmente este cargo y pago tendrán un valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para Generadores. En dado caso, a cada Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , se le cargaría o acreditaría el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a adquirir y que dependería del tipo de Central Eléctrica y del aumento o disminución de la cantidad media horaria de generación medida respecto al valor de la cantidad media de generación programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar se multiplicaría por el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva a las que pertenece, y el precio sería el que se determina en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRegGen_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegGen_u \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \right\};$$

$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$
(Ec. 241)

$$PaHrRegGen_{f,u,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in RU(u)} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegGen_u \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \right\};$$

$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$
(Ec. 242)

- (b) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRegGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 243)

$$PaDiRegGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 244)

- (c) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, correspondiente al conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D sería la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRegGen_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 245)

B0801 Cargo por: Contribución de Generadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRegGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRegGen_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 246)

B0801 Pago por: Contribución de Generadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaDiRegGen_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRegGen_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRegGen_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por todas las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRegGen_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por todas las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaHrRegGen_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRegGen_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$OblRegGen_u$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria medida en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.10 Cargo y Pago a Importadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Actualmente este cargo y pago horario tendrán valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, en cada hora a cada Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía, se le cargaría o acreditaría el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a adquirir y que dependería de la Interconexión Internacional i , en la hora h , en la que se programó la importación y del aumento o disminución de la cantidad media horaria de importación programada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar se multiplicaría por el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva a las que pertenece el nodo de recepción correspondiente a la interconexión internacional i , y el precio es el que se determina en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRegImp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegImp_i (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 247)

$$PaHrRegImp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegImp_i (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 248)

- (b) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación a través de una Interconexión Internacional i , en el día D , por el aumento de su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRegImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 249)$$

$$PaDiRegImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 250)$$

- (c) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, correspondiente al conjunto de Interconexiones Internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , sería la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 251)$$

B0804 Cargo por: Contribución de importadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiRegImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 252)$$

B0804 Pago por: Contribución de importadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$IMPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$CaDiRegImp_{f,i,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaDiRegImp_{f,i,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRegImp_{f,i,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRegImp_{f,i,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$OblRegImp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.11 Cargo y Pago a Exportadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva de Regulación de Frecuencia

- (a) El cargo y pago horario a cada Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación de energía, se le cargará o acreditará el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar y que depende de la Interconexión Internacional i , en la hora h , en la que se programó la exportación y del aumento o disminución de la cantidad media horaria de exportación programada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar se multiplica por el precio de la reserva de regulación en las zonas de reserva a las que pertenece el nodo de entrega correspondiente a la Interconexión Internacional, y el precio es el que se determina en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRegExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegExp_i (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 253)

$$PaHrRegExp_{f,i,h}^{TR} = \max \{0, \sum_{r \in R(n(i))} PrReg_{r,h}^{TR} OblRegExp_i (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA})\};$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 254)

- (b) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación a través de una interconexión internacional i , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRegExp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegExp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 255)

$$PaDiRegExp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegExp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 256)

- (c) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, correspondiente al conjunto de Interconexiones Internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , son la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 257)

B0805 Cargo por: Contribución de exportadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado en Tiempo Real

$$PaDiTotRegExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiRegExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 258)

B0805 Pago por: Contribución de exportadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado en Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .

$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaDiRegExp_{f,i,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRegExp_{f,i,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRegExp_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRegExp_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRegExp_{f,i,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRegExp_{f,i,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$OblRegExp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.12 Cargo y Pago a Centros de Carga Especiales por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Actualmente este cargo y pago tendrán valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para Centros de Carga especiales. En dado caso, en cada hora a cada Centro de Carga Especial, que por su comportamiento individual tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada al Participante del Mercado f , que representa a los Centros de Carga Especiales q , en la hora h , se le cargaría o acreditaría el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligada a pagar debido al aumento o disminución de su consumo medido respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto a partir de Centros de Carga Especiales. Para lo cual, la variación en la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que está obligado a pagar se multiplicaría por el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva a las que pertenece el nodo al que está conectado el Centro de Carga, y el precio es el que se determina en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRegCar_{f,q,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{TR} \cdot OblRegCar_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 259)

$$PaHrRegCar_{f,q,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{TR} \cdot OblRegCar_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \right\};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 260)

- (b) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f , que representa a Centros de Carga Especiales q , por el aumento de su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCar_{f,q,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCar_{f,q,h}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 261)

$$PaDiRegCar_{f,q,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegCar_{f,q,h}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 262)

- (c) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , sería la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{TR} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRegCar_{f,q,D}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 263)

B4202 Cargo por: Servicio adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Especiales

$$PaDiTotRegCar_{f,s,D}^{TR} = \sum_{q \in QSC(f,s)} PaDiRegCar_{f,q,D}^{TR} ; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 264)

B4202 Pago por: Servicio adicional de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real para los Centros de Carga Especiales

En donde:

$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$Q(f)$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados representadas por el Participante del Mercado f .
$QSC(f, s)$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que son representadas por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaDiRegCar_{f,q,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades medias del consumo horario medido durante el día respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRegCar_{f,q,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades medias del consumo horario medido durante el día respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRegCar_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que representa al conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de su cantidad media del consumo medido respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRegCar_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , que representa al conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de su cantidad media del consumo medido respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRegCar_{f,q,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de la cantidad media horaria del consumo medido respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRegCar_{f,q,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de la cantidad media horaria del consumo medido respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$nQ(q)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectado el Centro de Carga q .
$OblRegCar_q$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial -Directamente Modelado q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmCar_{f,q,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, en la hora h . Expresada en MW .
$PmCar_{f,q,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , que representa el Centro de Carga Especial q , durante la hora h . Expresada en MW .
$PrReg_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.13 Cargo y Pago a Entidades Responsables de Carga por Aumento o Disminución en la Contribución al Pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que consumen energía en cada zona de reserva r y en cada hora h , tienen la obligación de pagar por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que complementa la obligación de pago de los generadores, importadores, exportadores, y representantes de Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los generadores programados para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia.
- (b) En el Mercado del Día en Adelanto, en cada zona de reserva r y cada hora h , las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ pagaron al precio del Mercado del Día en Adelanto, su obligación de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia: $CpRegERC_{r,h}^{MA}$, calculada con base en los resultados del Mercado del Día en Adelanto como se describe en 4.3.15.
- (c) En el Mercado de Tiempo Real, la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia correspondiente a las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRegERC_{r,h}^{TR} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpReg_{f,u,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRegGen_u \sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegImp_i PmImp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRegExp_i PmExp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRegCar_q PmCar_{f,q,h}^{ME} \end{cases} \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 265)

- (d) En 5.1.3 se explicó que $PmCZO_{f,s,z,h}^{ME}$ es el valor de la cantidad media del consumo medido del Centro de Carga Indirectamente Modelado incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas de distribución aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas de distribución aprobadas que se asignen a los Centros de Carga en la misma zona y tensión donde ocurrieron esas pérdidas, del Participante del Mercado f ,

agrupadas a cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga z , durante la hora h . El Manual de Medición para Liquidaciones explica en detalle la forma de estimar $PmCZO_{f,s,z,h}^{ME}$ a partir de mediciones, cálculos del Estimador de Estado del EMS, y factores de pérdidas aprobadas por la CRE.

- (e) En 5.1.3 también se explicó cómo se calcula el factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h , así como su precio: $FDPnt_h$, $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$. Mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, estos factores tienen valor de cero.
- (f) La cantidad media del consumo de energía en cada zona de reserva r y en cada hora h de las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, es el resultado de la suma de la cantidad media del consumo asociado a los Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo n y de los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z pertenecientes a la zona de reserva:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{ME} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \\ + \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \end{array} \right.$$

$\forall r \in R, h \in H(D)$
(Ec. 266)

- (g) Una expresión similar a la anterior [véase 4.3.20(e)] describe la cantidad media de la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h : $PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$.
- (h) El cargo y pago horario a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga z , en cada hora h , por el aumento o disminución en su obligación de contribuir al pago del servicio de Reservas de Regulación Secundaria de frecuencia, que es proporcional al cambio en la obligación derivada de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , son:

$$CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \sum_{r \in R(z)} PrReg_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRegERC_{r,h}^{TR} PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h)}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} - \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \right] \right\};$$

$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$
(Ec. 267)

$$PaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \sum_{r \in R(z)} PrReg_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRegERC_{r,h}^{TR} PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h)}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} - \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \right] \right\};$$

$\forall f \in SM, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$
(Ec. 268)

- (i) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociadas a una Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia son:

$$CaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 269)

$$PaDiRegCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 270)

- (j) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociadas a una Cuenta de Orden S , en el día D , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia son:

$$CaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in ZR(r)} CaDiRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 271)

B0803 Cargo por: Contribución de Centros de Carga Indirectamente Modelados al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRegCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in ZR(r)} PaDiRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 272)

B0803 Pago por: Contribución de Centros de Carga Indirectamente Modelados al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

- (k) El cargo y pago horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , en cada hora h , por el aumento o disminución en su obligación de contribuir al pago del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que es proporcional al cambio en la obligación derivada de sus Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo, son:

$$CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{TR} =$$

$$\max \left\{ 0, \sum_{r \in R(n)} PrReg_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRegERC_{r,h}^{TR} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} \cdot (1 + FDPnt_h)}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} - \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 273)

$$PaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{TR} =$$

$$\max \left\{ 0, - \sum_{r \in R(n)} PrReg_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRegERC_{r,h}^{TR} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} \cdot (1 + FDPnt_h)}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} - \frac{CpRegERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \right] \right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 274)

- (l) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociadas a un Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en el día D , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 275)

$$PaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegCDM_{f,s,n,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 276)

- (m) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados asociadas a un Cuenta de Orden S , en el día D , por el concepto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} CaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 277)

B0802 Cargo por: Contribución de Centros de Carga Directamente Modelados al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRegCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} PaDiRegCDM_{f,s,n,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 278)

B0802 Pago por: Contribución de Centros de Carga Directamente Modelados al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$I(r)$	Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva r .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$NR(r)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de reserva r .
$ZR(r)$	Conjunto de zonas de carga de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de reserva r .
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
$QR(r)$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que están conectadas a nodos que pertenecen a la zona de reserva r .
R	Conjunto que contiene todas las zonas de reserva.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$R(z)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la zona de carga z .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$UR(r)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva r .

Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
CaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D}	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el nodo <i>n</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D}	Pago diario al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el nodo <i>n</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D}	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D}	Pago diario al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaDiTotRegCDM^{TR}_{f,s,D}	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiTotRegCDM^{TR}_{f,s,D}	Pago diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D}	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D}	Pago diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por su contribución al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h}	Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> ∈ <i>ERC</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el nodo <i>n</i> , en la hora <i>h</i> , por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}	Pago horario a la Entidad Responsable de Carga <i>f</i> ∈ <i>ERC</i> , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> , en la hora <i>h</i> por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}$	Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en la hora h por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a un aumento de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en
$PaHrRegCIM_{f,s,z,h}^{TR}$	Pago horario a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en la hora h por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia debido a una disminución de las cantidades programadas en el Mercado de Tiempo Real respecto a lo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CpReg_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRegERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en MWh .
$CpRegERC_{r,h}^{TR}$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $f \in ERC$ que compran energía en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en MWh .
$ImpnetReg_{r,h}^{ME}$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva r , durante la hora h desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva r menos las exportaciones de la zona de reserva r , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva r sea exportador neto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia.
$FDPnt_h$	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre las Entidades Responsables de Carga para sus Centros de Carga Directamente e Indirectamente Modelados en la hora considerada. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRegCar_q$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial directamente modelada q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRegExp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.
$OblRegGen_u$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRegImp_i$	Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, por el Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado f , asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, por el Participante del Mercado f , asociados en la Cuenta de Orden s , en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCar_{f,q,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media generada y medida en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de energía media de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MWh .
$PmHrEneERC_{r,h}^{ME}$	Cantidad de energía media del consumo de energía en el Mercado de Tiempo Real de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrReg_{r,h}^{MA}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo n de la red del Modelo Comercial del Mercado.

5.2.14 Cargo y pago a Generadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este cargo y pago horario tendrán valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los generadores contribuyan al pago de reservas. En dado

caso, cada Generador que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva No Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituyen su obligación de pago dependerían del tipo de Central Eléctrica, el estatus de pruebas y de la cantidad media horaria de generación. En el Mercado del Día en Adelanto el generador paga por su obligación de acuerdo con su programa de generación en el Mercado del Día en Adelanto.

- (b) En el Mercado de Tiempo Real, cada Generador f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , se le cargará o acreditará el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar debido al aumento o disminución de la cantidad media horaria de generación medida respecto al valor de la cantidad media de generación programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de reserva de cada uno de los tres tipos de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar se multiplica por el precio correspondiente en cada una de las zonas de reserva a las que pertenece, los precios son determinados en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRConGen_{f,u,h}^{TR} =$$

$$\max \left\{ 0, \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot OblRR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \\ & + \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot OblRNR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \\ & + \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot OblRRSupGen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \end{aligned} \right] \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 279)

$$PaHrRConGen_{f,u,h}^{TR} =$$

$$\max \left\{ 0, - \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in RU(u)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot OblRR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \\ & + \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot OblRNR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \\ & + \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot OblRRSupGen_u \cdot \left[\left(\sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \right) - PmGen_{f,u,h}^{MA} \right] \end{aligned} \right] \right\};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 280)

- (c) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiRConGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 281)

$$PaDiRConGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 282)$$

- (d) El cargo y pago diario total al Generador, por el aumento de su obligación de contribuir al pago de la reserva para contingencias, correspondiente al conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias, será la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRConGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 283)$$

B0901 Cargo por: Contribución de Generadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRConGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRConGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 284)$$

B0901 Pago por: Contribución de Generadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$RU(u)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica u . Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $RU(u) = R(n) \forall n \in N(u)$.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaDiRConGen_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRConGen_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRConGen_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por todas las Unidades de Central Eléctrica que representa y tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaDiTotRConGen_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por todas las Unidades de Central Eléctrica que representa y tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRConGen_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRConGen_{f,u,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la reserva para contingencias debido a una disminución de su cantidad media de generación medida respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$ObI RR10Gen_u$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero
$ObI RNR10Gen_u$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero
$ObI RRSupGen_u$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media de generación medida, o calculada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRRNR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.15 Cargo y Pago a Importadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este cargo y pago horario tendrán valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para que los importadores contribuyan al pago de reservas. En dado caso, cada Participante del Mercado f que importa energía tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva no Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían su obligación de pago dependerían del tipo de importación, de la cantidad media horaria de importación y podrían depender de la Interconexión Internacional utilizada.

- (b) En el Mercado de Tiempo Real, cada Participante del Mercado f importador, a través de la interconexión internacional i , en la hora h , se le cargará o acreditará el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar, debido al aumento o disminución de la cantidad media horaria de importación programada en el Mercado de Tiempo Real respecto al valor de la cantidad media de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de reserva de cada uno de los tres tipos de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar se multiplicaría por el precio correspondiente en cada una de las zonas de reserva a las que pertenece el nodo de la recepción correspondiente a la Interconexión Internacional, los precios son determinados en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRConImp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR} OblRR10Imp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR} OblRNR10Imp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR} OblRRSupImp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \end{array} \right] \right\};$$

$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$
(Ec. 285)

$$PaHrRConImp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR} OblRR10Imp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR} OblRNR10Imp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR} OblRRSupImp_i \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}) \end{array} \right] \right\};$$

$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$
(Ec. 286)

- (c) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f que tuvo programada una importación a través de una interconexión internacional i , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRConImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s)$$

(Ec. 287)

$$PaDiRConImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s)$$

(Ec. 288)

- (d) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , correspondiente al conjunto de Interconexiones Internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias, será la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRConImp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 289)

B0904 Cargo por: Contribución de importadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRConImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiRConImp_{f,i,D}^{TR} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 290)

B0904 Pago por: Contribución de importadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
IMP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
IMPSC(f,s)	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
R(n)	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
CaDiRConImp_{f,i,D}^{TR}	Cargo diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiRConImp_{f,i,D}^{TR}	Pago diario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
CaDiTotRConImp_{f,s,D}^{TR}	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las Interconexiones Internacionales que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
PaDiTotRConImp_{f,s,D}^{TR}	Pago diario total al Participante del Mercado f , que tuvo programada la importación de energía a través de las Interconexiones Internacionales que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$CaHrRConImp_{f,i,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRConImp_{f,i,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que tuvo programada una importación de energía a través de la Interconexión Internacional i , en la hora h , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de importación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$OblRNR10Imp_i$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRR10Imp_i$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRRSupImp_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRNR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PrRR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.16 Cargo y pago a Exportadores por Aumento o Disminución en su Contribución al Pago de Reserva para Contingencias

- (a) Cada Participante del Mercado que exporta energía con programa firme tiene la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva no Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de reserva para contingencias que constituyen su obligación de pago dependen de la Interconexión Internacional y de la cantidad media horaria de exportación.
- (b) En el Mercado de Tiempo Real, cada Participante del Mercado f exportador, a través de la interconexión internacional i , en cada hora h , se le cargará o acreditará el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar, debido al aumento o disminución de la cantidad media horaria de exportación programada en el Mercado de Tiempo Real respecto al valor de la cantidad media de exportación programada en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de reserva de cada uno de los tres tipos de Reserva para Contingencias que está obligado a pagar se multiplica por el precio correspondiente en cada una de las zonas de reserva a las que pertenece el nodo de entrega correspondiente a la Interconexión Internacional, los precios son determinados en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrRConExp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR} OblRR10Exp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR} OblRNR10Exp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR} OblRRSupExp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \end{aligned} \right] \right\};$$

$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$

(Ec. 291)

$$PaHrRConExp_{f,i,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR} OblRR10Exp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR} OblRNR10Exp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR} OblRRSupExp_i \cdot (PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}) \end{aligned} \right] \right\};$$

$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$

(Ec. 292)

- (c) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f que tuvo programada una exportación a través de una Interconexión Internacional i , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRConExp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConExp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 293)

$$PaDiRConExp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConExp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f, s)$$

(Ec. 294)

- (d) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f , correspondiente al conjunto de Interconexiones Internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias, es la suma, de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiRConExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 295)

B0905 Cargo por: Contribución de exportadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRConExp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} PaDiRConExp_{f,i,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 296)

B0905 Pago por: Contribución de exportadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

<i>C</i>	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
<i>EXP(f)</i>	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado <i>f</i> puede exportar energía.
<i>EXPSC(f, s)</i>	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en las que el Participante del Mercado <i>f</i> puede exportar energía.
<i>F</i>	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
<i>H(D)</i>	Conjunto de horas del día <i>D</i> (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
<i>R(n)</i>	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo <i>n</i> .
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>UC</i>	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
<i>n(i)</i>	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión <i>i</i> .
<i>CaDiRConExp_{f,i,D}^{TR}}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , en el día <i>D</i> , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
<i>PaDiRConExp_{f,i,D}^{TR}}</i>	Pago diario al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , en el día <i>D</i> , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
<i>CaDiTotRConExp_{f,s,D}^{TR}}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
<i>PaDiTotRConExp_{f,s,D}^{TR}}</i>	Pago diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
<i>CaHrRConExp_{f,i,h}^{TR}}</i>	Cargo horario al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , en la hora <i>h</i> , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
<i>PaHrRConExp_{f,i,h}^{TR}}</i>	Pago horario al Participante del Mercado <i>f</i> , que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , en la hora <i>h</i> , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media de exportación programada en Tiempo Real respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$ObLRNR10Exp_i$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObLRR10Exp_i$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObLRRSupExp_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real, por el Participante del Mercado f para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrRNR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.2.17 Cargo o pago a Centros de Carga Especiales por Aumento o Disminución en la Contribución al Pago de Reserva para Contingencias

- (a) Actualmente este cargo y pago horario tendrán un valor de cero, pero se establece la fórmula correspondiente en caso de que el Manual de Servicios Conexos establezca una obligación para Centros de Carga Especiales. En dado caso, cada Participante del Mercado que representa a Centros de Carga con un comportamiento especial tendría la obligación de adquirir una cantidad de Reserva para Contingencias, de la cual una parte tendrá el precio de la Reserva Rodante de diez minutos, otra parte tendrá el precio de la Reserva no Rodante de diez minutos y la parte restante tendrá el precio de la Reserva Rodante Suplementaria. Las cantidades de los tres tipos de Reserva para Contingencias que constituirían su obligación de pago adicional dependerían de la cantidad media horaria de consumo.
- (b) En el Mercado de Tiempo Real, el Participante del Mercado f , que representa cada Centro de Carga Especial q , en la hora h , se le cargaría o acreditaría el valor monetario del aumento o disminución de la cantidad de Reserva para Contingencias que está obligada a pagar, debido al aumento o disminución de la cantidad media horaria del consumo medido en el día de operación respecto al valor de la cantidad media de consumo programado en el Mercado del Día en Adelanto. Para lo cual, la variación en la cantidad de reserva de cada uno de los tres tipos de Reserva para Contingencias que está obligada a pagar se multiplicaría por el precio correspondiente en cada una de las zonas de reserva a las que pertenece el nodo al que está conectada el Centro de Carga:

$$CaHrRConCar_{f,q,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRR10_{r,h}^{TR} ObLRR10Car_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRNR10_{r,h}^{TR} ObLRNR10Car_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRRSup_{r,h}^{TR} ObLRRSupCar_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \end{aligned} \right] \right\};$$

$$\forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 297)

$$PaHrRConCar_{f,q,h}^{TR} = \max \left\{ 0, - \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRR10_{r,h}^{TR} OblRR10Car_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRNR10_{r,h}^{TR} OblRNR10Car_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \\ & + \sum_{r \in R(nQ(q))} PrRRSup_{r,h}^{TR} OblRRSupCar_q \cdot (PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}) \end{aligned} \right] \right\};$$

$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$

(Ec. 298)

- (c) El cargo y pago diario al Participante del Mercado f que representa un Centro de Carga Especial q , en el día D , por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCar_{f,q,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCar_{f,q,h}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 299)

$$PaDiRConCar_{f,q,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConCar_{f,q,h}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f, s)$$

(Ec. 300)

- (d) El cargo y pago diario total al Participante del Mercado f por el aumento o disminución de su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias, correspondiente al conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , será la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{TR} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRConCar_{f,q,D}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 301)

B4302 Cargo por: Servicio adicional de Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real a Centros de Carga Especiales

$$PaDiTotRConCar_{f,s,D}^{TR} = \sum_{q \in QSC(f,s)} PaDiRConCar_{f,q,D}^{TR}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 302)

B4302 Pago por: Servicio adicional de Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real a Centros de Carga Especiales

En donde:

$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$Q(f)$	Conjunto de Centros de Carga Especiales representados por el Participante del Mercado f .
$QSC(f, s)$	Conjunto de Centros de Carga Especiales que son representados por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.

$CaDiRConCar_{f,q,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRConCar_{f,q,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRConCar_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que representa a un conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRConCar_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , que representa a un conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRConCar_{f,q,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un en la hora h , debido a un aumento de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRConCar_{f,q,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un en la hora h , debido a una disminución de su cantidad media horaria de consumo durante el día de operación, respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$nQ(q)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectada el Centro de Carga q .
$OblRR10Car_q$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRR10Car_q$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$OblRRSupCar_q$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$PmCar_{f,q,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , por el consumo del Centro de Carga Especial q que representa, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCar_{f,q,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , por el Centro de Carga Especial q que representa, durante la hora h . Expresada en MWh .

$PrRNR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PrRR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

5.2.18 Cargo y pago a Entidades Responsables de Carga por Aumento o Disminución en la Contribución al Pago de Reserva para Contingencias

- (a) Las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ que consumen energía en cada zona de reserva r y en cada hora h , tienen la obligación de pagar por la cantidad de Reserva para Contingencias que complementa la obligación de pago de los generadores, importadores, exportadores, y representantes de Centros de Carga Especiales de manera que se cubra la totalidad de los pagos que se hacen a los generadores programados para proveer el servicio de reserva para contingencias. La cantidad de Reserva para Contingencias que están obligados a pagar se desglosa en tres cantidades, una de cada uno de los tipos que pueden tener precios distintos: una cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, una cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, y, por último, una de Reserva Rodante Suplementaria.
- (b) En el Mercado del Día en Adelanto, en cada zona de reserva r y en cada hora h , las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$ pagaron a los precios del mercado del Día en Adelanto por las siguientes obligaciones: Reserva Rodante de diez minutos $CpRR10ERC_{r,h}^{MA}$; Reserva No Rodante de diez minutos $CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}$ y Reserva Rodante Suplementaria $CpRRSupERC_{r,h}^{MA}$; calculadas con base en los resultados del Mercado del Día en Adelanto como se describe en 4.3.20.
- (c) En el Mercado de Tiempo Real, la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos correspondiente a la obligación de las Entidades Responsables de Carga, en cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRR10ERC_{r,h}^{TR} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRR10_{f,u,h}^{TR} \\ + ImpnetRR10_{r,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRR10Gen_u \cdot \sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 303)

- (d) En el Mercado de Tiempo Real, la cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos correspondiente a la obligación de las Entidades Responsables de Carga, cada zona de reserva r y en cada hora h es:

$$CpRNR10ERC_{r,h}^{TR} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} CpRNR10_{f,u,h}^{TR} \\ + ImpnetRNR10_{r,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRNR10Gen_u \cdot \sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Imp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRNR10Exp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRNR10Car_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 304)

- (e) En el Mercado de Tiempo Real, la cantidad de Reserva Rodante Suplementaria correspondiente a la obligación de las Entidades Responsables de Carga, cada zona de reserva r y en cada hora h es: es:

$$CpRRSupERC_{r,h}^{TR} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} (CpRRSup_{f,u,h}^{TR} + CpRNRSup_{f,u,h}^{TR}) \\ \quad + ImpnetRRSup_{r,h}^{ME} + ImpnetRNRSup_{r,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \in UR(r)} OblRRSupGen_u \cdot \sum_{n \in N(u)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupImp_i \cdot PmImp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I(r)} OblRRSupExp_i \cdot PmExp_{f,i,h}^{TR} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \in QR(r)} OblRRSupCar_q \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME} ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 305)

- (f) En 5.1.3 se explicó cómo se calcula $PmCIMS_{f,s,z,h}^{ME}$ que es el valor de la cantidad media del consumo medido del Centro de Carga Indirectamente Modelado incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas de distribución aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no-técnicas de distribución aprobadas que se asignen a los Centros de Carga en la misma zona y tensión donde ocurrieron esas pérdidas, correspondiente a la Cuenta de Orden S , del Participante del Mercado f , en la Zona de Carga Z , durante la hora h .
- (g) En 5.1.3 también se explicó cómo se calcula el factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h , así como su precio: $FDPnt_h$, $PrEnePnt_h$ y $PrCngPnt_h$. Mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, estos factores tienen valor de cero.
- (h) La cantidad media del consumo de energía en cada zona de reserva r y en cada hora h de las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, es el resultado de la suma de la cantidad media del consumo asociado a los Centros de Carga Directamente Modelados y el de los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada nodo n y Zona de Carga Z perteneciente a la zona de reserva:

$$PmHrEneERC_{r,h}^{ME} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in SMUUC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \\ + \sum_{f \in SM} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) ; \end{array} \right. \quad \forall r \in R, h \in H(D)$$

(Ec. 306)

- (i) Una expresión similar a la anterior [véase 4.3.20(e)] describe la cantidad media de la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto por las Entidades Responsables de Carga $f \in ERC$, en cada zona de reserva r y en cada hora h : $PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$.
- (j) El cargo y pago horario a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , en cada hora h , por el aumento o disminución en su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias (si el aumento es negativo el cargo puede convertirse en un pargo), derivada de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga Z , son:

$$CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \right. \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{TR} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ & + \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ & + \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRRSupERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \end{aligned} \right] \right\};$$

$\forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$

(Ec. 307)

$$PaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{aligned} & \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \right. \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRR10_{r,h}^{TR} \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ & + \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \\ & + \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \left[\frac{CpRRSupERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_h) \right] \\ & - \sum_{r \in R(z)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{MA} \end{aligned} \right] \right\};$$

$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$

(Ec. 308)

- (k) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociadas a una Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , por el concepto de Reserva para Contingencias es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 309)

$$PaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 310)

- (l) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociadas a una Cuenta de Orden S , en el día D , por el concepto de Reserva para Contingencias es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} CaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 311)

B0903 Cargo por: Contribución de Centros de Carga Indirectamente Modelados al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{z \in Z} PaDiRConCIM_{f,s,z,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 312)

B0903 Pago por: Contribución de Centros de Carga Indirectamente Modelados al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

- (m) El cargo y pago horario a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Cuenta de Orden S , en el nodo n , en cada hora h , por el aumento o disminución en su obligación de contribuir al pago de la Reserva para Contingencias, derivada de sus Centros de Carga Directamente Modelados en cada nodo, son:

$$CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR}$$

$$= \max \left\{ 0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRRSupERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \end{array} \right] \right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 313)

$$PaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR} = \max \left\{ 0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRR10_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRNR10_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRNR10ERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot \left[\frac{CpRRSupERC_{r,h}^{TR}}{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}(1 + FDPnt_h) \right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRRSup_{r,h}^{TR} \cdot \frac{CpRRSupERC_{r,h}^{MA}}{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}} \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \end{array} \right] \right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 314)

- (n) El cargo y pago diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociadas a un Cuenta de Orden S , en el nodo n , en el día D , por el concepto de Reserva para Contingencias es la suma de sus cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 315)

$$PaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 316)

- (o) El cargo y pago diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociadas a un Cuenta de Orden S , en el día D , por el concepto de Reserva para Contingencias es la suma de los cargos y pagos diarios correspondientes:

$$CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 317)

B0902 Cargo por: Contribución de los Centros de Carga Directamente Modelados al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{TR} = \sum_{n \in N} PaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 318)

B0902 Pago por: Contribución de los Centros de Carga Directamente Modelados al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$I(r)$	Conjunto de interconexiones internacionales, que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el nodo de entrega/recepción de la interconexión está en la zona de reserva r .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$NR(r)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de reserva r .
$NR(r)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de reserva r .
$ZR(r)$	Conjunto de zonas de carga de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de reserva r .
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
$QR(r)$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que están conectadas a nodos que pertenecen a la zona de reserva r .
R	Conjunto que contiene todas las zonas de reserva.
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$R(z)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la zona de carga z .

$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$UR(r)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva r , ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva r .
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$CaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRConCDM_{f,s,n,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRConCIM_{f,s,z,n,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , de la Zona de Carga z , el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRConCIM_{f,s,z,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , de la Zona de Carga z , el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRConCDM_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiTotRConCIM_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , el día D , por su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR}$	Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en la hora h por la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaHrRConCDM_{f,s,n,h}^{TR}$	Pago horario a la Entidad Responsable de Carga f , correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en la hora h por la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día respecto al programado en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaHrRConCIM_{f,s,n,h}^{TR}$	Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en la hora h por la Reserva para Contingencias debido a un aumento de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaHrRConCIM_{f,s,n,h}^{TR}$	Pago horario a la Entidad Responsable de Carga f , correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden s , en el nodo n , en la hora h por la Reserva para Contingencias debido a una disminución de las cantidades durante el día de operación respecto a las programadas en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CpRRR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{TR}$	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que consumen energía en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$CpRRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW .
$CpRRR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$CpRRR10ERC_{r,h}^{TR}$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que consumen energía en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$CpRRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante de Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MW .
$CpRRRSupERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRRSupERC_{r,h}^{TR}$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria que deben pagar las Entidades Responsables de Carga que consumen energía en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MWh .
$FDPnt_h$	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre las Entidades Responsables de Carga para sus Centros de Carga Directamente e Indirectamente Modelados en la hora considerada. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

<i>ImpnetRR10^{ME}_{r,h}</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva <i>r</i> , durante la hora <i>h</i> desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva <i>r</i> menos las exportaciones de la zona de reserva <i>r</i> , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva <i>r</i> sea exportador neto de Reserva Rodante de diez minutos.
<i>ImpnetRNR10^{ME}_{r,h}</i>	Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva <i>r</i> , durante la hora <i>h</i> desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva <i>r</i> menos las exportaciones de la zona de reserva <i>r</i> , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva <i>r</i> sea exportador neto de Reserva de No Rodante de diez minutos.
<i>ImpnetRRSup^{ME}_{r,h}</i>	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva <i>r</i> , durante la hora <i>h</i> desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva <i>r</i> menos las exportaciones de la zona de reserva <i>r</i> , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva <i>r</i> sea exportador neto de Reserva Rodante Suplementaria.
<i>ImpnetRNRSup^{ME}_{r,h}</i>	Cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, que se importa – en términos netos - a la zona de reserva <i>r</i> , durante la hora <i>h</i> desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva <i>r</i> menos las exportaciones de la zona de reserva <i>r</i> , por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva <i>r</i> sea exportador neto de Reserva No Rodante Suplementaria.
<i>OblRNR10Car_q</i>	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial <i>q</i> , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
<i>OblRNR10Exp_i</i>	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional <i>i</i> , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
<i>OblRNR10Gen_u</i>	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> . Cantidad adimensional.
<i>OblRNR10Imp_i</i>	Cantidad de Reserva NO Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional <i>i</i> , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.
<i>OblRR10Car_q</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial <i>q</i> , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
<i>OblRR10Exp_i</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional <i>i</i> , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
<i>OblRR10Gen_u</i>	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica <i>u</i> . Cantidad adimensional.

$ObIRR10Imp_i$	Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.
$ObIRRSupCar_q$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria asociada con Centros de Carga Especiales, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de consumo del Centro de Carga Especial q , por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional.
$ObIRRSupExp_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.
$ObIRRSupGen_u$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica u , por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica u . Cantidad adimensional.
$ObIRRSupImp_i$	Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de importación a través de la interconexión internacional i , por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, por Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MW .
$PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado f , asociados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, para el Participante del Mercado f , en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCar_{f,q,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa al Centro de Carga Especial q , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MW .

$PmHrEneERC_{r,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria de la compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$PmHrEneERC_{r,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo de energía en el Mercado de Tiempo Real de las Entidades Responsables de Carga en la zona de reserva r y en la hora h . Expresada en MW .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MW .
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado n .

5.3 Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho

5.3.1 Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que habrá penalizaciones a los representantes de las Centrales Eléctricas que durante la operación se desvíen de las instrucciones de despacho. En las Bases del Mercado Eléctrico se establece que habrá una banda de tolerancia para el seguimiento de las instrucciones de despacho, y un precio con el cual se penaliza cada MWh de la energía que se entregue fuera de la banda de tolerancia.

5.3.2 En el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos se establecerá cómo se realiza el cálculo de la banda de tolerancia para cada Unidad de Central Eléctrica, cómo se calcula el monto de las violaciones y el valor de la penalización correspondiente.

5.3.3 El proceso de liquidaciones utilizará, para cada Generador f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , los resultados del procedimiento descrito en el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos que se refieren a: la cantidad media horaria de la violación a las instrucciones de despacho ($VioInsDes_{f,u,h}^{TR}$) y el precio correspondiente a la penalización de la violación de las instrucciones de despacho ($PrVioIDe_{f,u,h}^{TR}$).

5.3.4 Cargos a los Generadores por Penalizaciones por Desviación de las Instrucciones de Despacho

(a) El cargo horario por Penalización por Desviación de las Instrucciones de Despacho al Generador f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h es:

$$CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR} = PrVioIDe_{f,u,h}^{TR} VioInsDes_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 319)

(b) El cargo diario por desviación de las instrucciones de despacho al Generador f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiDIDGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 320)

(c) El cargo diario total por las desviaciones a instrucciones de despacho al Generador f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotDIDGen_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiDIDGen_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 321)

B2101 Cargo por: Penalización por Desviación a las Instrucciones de Despacho a Generadores

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaDiDIDGen_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por desviaciones en el seguimiento de las instrucciones de despacho durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaDiTotDIDGen_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a las Unidades de Central Eléctrica agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por desviaciones en el seguimiento de las instrucciones de despacho durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho en la operación. Expresado en \$.
$PrViolDe_{f,u,h}^{TR}$	Precio de la violación por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en $\$/MWh$.
$ViolInsDes_{f,u,h}^{TR}$	Violación de por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho, del Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , observada en la hora h . Expresada en MWh .

5.3.5 Distribución entre los Participantes del Mercado de los Ingresos por Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho

- (a) El monto total de las penalizaciones por desviaciones de las instrucciones de despacho en cada hora se distribuye entre los compradores de energía física en esa hora.
- (b) El monto total de las penalizaciones por desviaciones de las instrucciones de despacho en cada hora h es:

$$CaHrDID_h^{TR} = \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 322)

- (c) En 4.1.155 se describe el cálculo de las Compras de Energía Física para Suministradores, Usuarios Calificados, Generadores y Comercializadores, su valor se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}$
- (d) Como se explica en 4.1.166 la Compra Total de Energía Física, es la suma de las compras de energía física en todas las Cuentas de Orden de todos los Participantes del Mercado, en la hora h :

$$CmTotEneFis_h = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 323)

- (e) El precio unitario de reembolso de las penalizaciones por desviaciones de las instrucciones de despacho es igual al monto de las penalizaciones en la hora entre el valor de la Compra Total de Energía Física en esa hora h :

$$PrDID_h^{TR} = \frac{CaHrDID_h^{TR}}{CmTotEneFis_h}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 324)

- (f) El pago horario por Participante del Mercado f , en cada Cuenta de Orden s , en la hora h , por el reembolso de las Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho es el producto del precio de reembolso por sus Compras de Energía Física:

$$PaHrDID_{f,s,h}^{TR} = PrDID_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 325)

- (g) El pago diario a cada Participante del Mercado f en cada Cuenta de Orden s , en el día D por el reembolso de las Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiDID_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrDID_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 326)

B2218 Pago por: Reembolso de las Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaHrDID_h^{TR}$	Cargo horario a la totalidad de los generadores, por la penalización de las desviaciones a las instrucciones de despacho en la hora h . Expresado en \$.
$CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por la Desviación de las Instrucciones de Despacho en el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de Energía Física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiDID_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , asociado a cada Cuenta de Orden s , en el día D , por el reembolso de las penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho. Expresado en \$.

$PaHrDID_{f,s,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , asociado a cada Cuenta de Orden s , en la hora h , por el reembolso de las penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho. Expresado en \$.
$PrDID_h^{TR}$	Precio unitario de reembolso de las Penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho en la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real

5.4.1 El cálculo de los pagos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real requiere de información relativa a:

- los costos ofrecidos por el representante de cada Unidad de Central Eléctrica al Mercado de Tiempo Real que estaban vigentes en el momento en que se emitieron las instrucciones de despacho;
- la condición de cada Unidad de Central Eléctrica al inicio del día según las instrucciones de despacho;
- las instrucciones de despacho durante el día de operación;
- la asignación de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real;
- los precios de la energía y de los Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real;
- el programa de producción de energía y los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto;
- los costos asociados a dicho programa de producción de energía y los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto; y
- la información sobre el seguimiento de instrucciones de despacho durante el día de operación.

5.4.2 Costos ofrecidos por el representante de cada Unidad de Central Eléctrica

- Costo de arranque.** En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Térmicas o de Unidades de Central Ciclo Combinado existen costos de arranque. No hay costo de arranque en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Hidroeléctricas, ni en las Ofertas de Venta de los Recursos Intermitentes Despachables. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Térmicas el costo de arranque depende del tiempo que la Unidad de Central Eléctrica permaneció en paro antes de iniciar el arranque. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Ciclo Combinado un modelo similar al de las ofertas de Unidades de Central Térmicas se ofrece para cada uno de los arranques que llevan a la Unidad de Central Eléctrica del estado "Parada" al estado "Operando como Generador" en ciertas configuraciones. El costo de arranque se supone incurrido en el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza.
- Costo por el cambio de configuración.** Sólo en las Ofertas de Venta de Unidades de Central Ciclo Combinado existen costos por cambiar la configuración. La oferta especifica un costo para cada cambio de configuración factible entre una configuración de origen y las posibles configuraciones destino. El costo del cambio de configuración se supone incurrido en el momento en que inicia la transición entre configuraciones.
- Costo de producción.** En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Térmicas, en las Ofertas de Venta de los Recursos Intermitentes Despachables y en las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Hidroeléctricas el costo de producción por unidad de tiempo es una función continua, lineal por segmentos, y no-decreciente; esto es, las pendientes de los segmentos rectos no decrecen al aumentar la cantidad de energía. En las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Hidroeléctrica y en las Ofertas de Venta de los Recursos Intermitentes Despachables el costo de producción por unidad de tiempo vale cero cuando la cantidad de energía es cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Térmicas el costo de producción por unidad de tiempo puede tener un valor mayor que cero cuando la cantidad de energía es igual a cero. En las Ofertas de Venta de Unidades de Central Ciclo Combinado, hay una oferta de costo de producción para cada configuración de la Unidad de Central Eléctrica que tiene características similares a las de una Oferta de Venta de Unidad

de Central Térmica. El costo de producción durante un intervalo de tiempo se calculará como el producto de la duración del intervalo de tiempo considerado, por, el costo de producción por unidad de tiempo correspondiente a la cantidad de energía media generada durante el intervalo de tiempo considerado.

- (d) **Costos de los Servicios Conexos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica cumple los requisitos para proporcionar servicios conexos, su oferta incluye el costo por unidad de tiempo y por unidad de potencia reservada para proveer los Servicios Conexos para los que está calificada, como pueden ser: el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, el servicio de Reserva Rodante de diez minutos, el de Reserva NO Rodante de diez minutos, el de Reserva Rodante Suplementaria y el de Reserva NO Rodante suplementaria.

5.4.3 Condición de la Unidad de Central Eléctrica al inicio del día

- (a) Se refiere a la condición en la que se encontraría la Unidad de Central Eléctrica de acuerdo a las instrucciones de despacho previas al inicio del día, su caracterización incluye:
- (i) **El estado programado de la Unidad de Central Eléctrica.** La Unidad de Central Eléctrica se encontrará en alguno de los siguientes estados posibles:
- (A) **“Parada”.**- La Unidad de Central Eléctrica está desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. La cantidad de generación es cero.
- (B) **“Operando como Generador”.**- La Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía operando en una de las configuraciones en las que es factible hacerlo (cuando el modelo incluye varias configuraciones).
- (C) **“Operando como Condensador Síncrono”.**- La Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, consume potencia activa, contribuye al soporte y la regulación del voltaje.
- (D) **“Arrancando”.**- La Unidad de Central Eléctrica puede producir energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el arranque está incluido en la oferta de arranque, por lo cual no se considerará la oferta incremental. El costo de arranque depende de la configuración que la Unidad de Central Eléctrica alcanzará al concluir el arranque (cuando el modelo incluye varias configuraciones).
- (E) **“Cambiano la configuración”.**- Sólo existe cuando el modelo incluye varias configuraciones. En este estado la Unidad de Central Eléctrica está conectada al Sistema Eléctrico Nacional, entrega energía sin ser despachable. Para efectos de la Garantía de Suficiencia de Ingresos, el costo de la energía que produzca durante el cambio de configuración se basará en la oferta incremental de la configuración de origen.
- (ii) **La configuración en la que se encuentra.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en configuraciones, debe de especificarse para cada hora del día la configuración en la que operará cuando el estado sea “Operando como Generador” o está “Cambiano la configuración”.
- (iii) **La configuración destino.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base a configuraciones, debe especificarse para cada hora del día la configuración destino cuando el estado sea “Arrancando” o “Cambiano la configuración”.
- (iv) **El tiempo que falta para que la Unidad de Central Eléctrica concluya el arranque** si el estado inicial es “Arrancando”; o el tiempo para concluir el cambio de configuración si el estado inicial es “Cambiano la configuración”.
- (v) **Un indicador de la existencia de una instrucción a solicitud del Generador** entre la más reciente instrucción de arranque previa al inicio del día y el inicio del día.
- (vi) El tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha permanecido en el estado inicial, cuando el estado inicial es “Parada”.
- (vii) La cantidad media de generación instruida para la Unidad de Central Eléctrica al inicio del día.

5.4.4 Instrucciones de Despacho durante el Día de Operación

- (a) El Registro de Instrucciones de Despacho almacena las instrucciones que recibe cada Unidad de Central Eléctrica.
- (b) Cada instrucción se refiere a un cambio, tal como: arrancar, parar, cambiar la configuración, cambiar la cantidad de generación, operar como Condensador Síncrono, pasar bajo el Control Automático de Generación centralizado y salir del Control Automático de Generación centralizado. Cada instrucción contiene dos datos de tiempo, uno se refiere al momento en que se quiere iniciar un cambio y el otro al momento en que debe terminar el cambio.
- (c) Las instrucciones pueden tener como origen al operador del sistema, cualquier programa computacional que ayuda al operador del sistema a tomar decisiones, principalmente el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos.
- (d) La instrucción, también, puede ser a solicitud del propio Generador.
- (e) Si la Unidad de Central Eléctrica llega a estar en el estado "Operando como Condensador Síncrono", para los propósitos del cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos se considera como si la Unidad de Central Eléctrica hubiera estado "Parada" generando una cantidad igual a cero.
- (f) En el caso de Unidades de Central Eléctrica con más de un representante, el perfil de cantidad de generación se desglosa entre los representantes de acuerdo a las reglas establecidas en el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista de Unidades de Central Eléctrica. Con base en este conjunto de instrucciones de despacho, se calculan los costos de arranque, de cambio de configuración y de producción en los que el generador habría incurrido si hubiera seguido estrictamente las instrucciones de despacho.

5.4.5 Asignación de los Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real.

- (a) En cada intervalo de despacho se co-optimizan la producción de energía y la provisión de Servicios Conexos de las Unidades de Central Eléctrica. En cada hora, se determinan los promedios ponderados por el tiempo, de las cantidades asignadas de Servicios Conexos en los periodos o fracciones de periodo de despacho contenidos en la hora. De esta manera, en cada hora del día, cada Unidad de Central Eléctrica tendrá programada una cantidad en reserva para proveer el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, o una cantidad en Reserva Rodante de diez minutos, o Reserva NO Rodante de diez minutos, o Reserva Rodante Suplementaria o Reserva NO Rodante Suplementaria. Con base en esta asignación de Servicios Conexos y en el costo ofrecido por el generador por reservar capacidad para proveerlos, se calculan los costos en que habría incurrido el generador respecto a los Servicios Conexos.

5.4.6 Precios de la energía y los Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real

- (a) **Los precios nodales de la energía.** Para cada hora del día y para cada nodo, se conoce el precio medio horario de la energía en el Mercado de Tiempo Real.
- (b) **Los precios de los Servicios Conexos.** Para cada hora del día y para cada zona de reserva, se conocen los precios promedio horarios de cada uno de los tipos de reserva en el Mercado de Tiempo Real.

5.4.7 Programa de producción de energía y los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Se refiere a las cantidades medias de generación de cada Unidad de Central Eléctrica y la asignación de los cinco tipos de reservas en cada hora, resultado del Mercado del Día en Adelanto.

5.4.8 Costos asociados al Programa de producción de energía y Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Se refiere al costo de los arranques, los cambios de configuración, la producción de energía, y los correspondientes a los Servicios Conexos asignados durante el día.

5.4.9 Información del seguimiento de las Instrucciones de Despacho

- (a) Para cada hora del día, se conoce un indicador que señala si la Unidad de Central Eléctrica siguió o no siguió las instrucciones de despacho durante el Día de Operación.

5.4.10 Pagos a los Generadores asociados a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real

- (a) El Generador no recibirá pago por la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real cuando:
- (i) la Unidad de Central Eléctrica que representa total o parcialmente se declara auto-asignable en alguna hora del día; o cuando
 - (ii) la parte de la Unidad de Central Eléctrica que representa utiliza Ofertas de Venta para Unidades No Programables; o cuando
 - (iii) el estado inicial de la Unidad de Central Eléctrica que representa total o parcialmente fue inducido por una instrucción de despacho realizada a solicitud del Generador el día anterior, entre la última instrucción de arranque y el final del día anterior; o cuando
 - (iv) durante el día alguna instrucción de despacho es realizada a solicitud del Generador.
- (b) El pago máximo asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real requiere:
- (i) Calcular el costo en el que habría incurrido el Generador si hubiera seguido las instrucciones de Asignación y Despacho durante el Día de Operación;
 - (ii) Encontrar el valor de la diferencia entre el costo en (i) y el costo correspondiente al programa de Asignación y Despacho resultante del Mercado del Día en Adelanto;
 - (iii) Determinar los ingresos que el Generador habría obtenido por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real si hubiera seguido las instrucciones de Asignación y Despacho durante el Día de Operación;
- (c) El valor del pago máximo por la Garantía de Suficiencia de Ingresos es el mayor entre cero y la diferencia entre los costos calculada en (b)(ii) anterior menos los ingresos adicionales obtenidos en el Mercado de Tiempo Real determinados en el inciso (b)(iii) anterior.
- (d) La Unidad de Central Eléctrica sólo podrá recibir la parte del pago máximo correspondiente a la fracción de las horas del día en que siguió las instrucciones de despacho.
- (e) El pago diario que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real al Generador f , que representa total o parcialmente a una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , que cumple con las condiciones requeridas, se determina con el siguiente procedimiento:
- (i) **Identificación de intervalos sub-horarios.** Cada día está dividido de acuerdo a los segmentos de tiempo que van del inicio al final de cada instrucción de despacho y del final de una instrucción de despacho al inicio de la siguiente instrucción de despacho. Estos segmentos se subdividen en cada instante que corresponda al inicio de cada hora del día. Cada subdivisión tendrá asociado un solo estado de la Unidad de Central Eléctrica y una sola configuración (cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con varias configuraciones). El conjunto de todos los intervalos sub-horarios, en la hora h , para la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , se identificará con $LSI(f, u, h)$. El inicio de la subdivisión l , en la

hora h , para la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , se identificará como $TFS_{f,u,h,l}$. El final de la subdivisión l , en la hora h , para la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , se identificará como $TFS_{f,u,h,l}$.

- (ii) **Cálculo de la cantidad media de generación por intervalo sub-horario.** Para cada intervalo sub-horario de cada hora, para cada Unidad de Central Eléctrica representada total o parcialmente por un Generador, se calcula la cantidad media correspondiente a la instrucción de despacho, el valor resultante se le denominará: $PmGenSbi_{f,u,h,l}$
- (iii) **Identificación de los arranques instruidos a una Unidad de Central Eléctrica durante el día.** Ocurre un arranque en cada hora del día en la que la Unidad de Central Eléctrica está en un estado distinto del estado “Parada” y el estado de la Unidad de Central Eléctrica en la hora anterior es igual al estado “Parada”.
- (iv) **Cálculo del costo de los arranques instruidos durante el día.** Cuando el modelo de costos de la Unidad de Central Eléctrica incluye el costo de arranque, para cada arranque, con la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de arranque, se calcula el costo correspondiente al tiempo que la Unidad de Central Eléctrica ha estado “Parada” antes de arrancar, y se agrega el valor del costo de arranque. El símbolo $CoArrIns_{f,u,D}^{TR}$, identifica la suma de los costos de todos los arranques instruidos durante el día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
- (v) **Cálculo del costo de los cambios de configuración instruidos.** Cuando la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, utilizando la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de cambio de configuración, se acumulan los costos correspondientes a los cambios de configuración instruidos durante el día que no fueron cancelados o reemplazados por una instrucción posterior. El símbolo $CoTraIns_{f,u,D}^{TR}$, identifica el valor de la suma de los costos de los cambios de configuración instruidos durante el día D , por la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
- (vi) **Cálculo de los costos de producción.** Para cada día, utilizando la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de despacho, se calcula el costo de producción en cada intervalo sub-horario en el que el estado de la Unidad de Central Eléctrica es “Operando como Generador”, y si la Unidad de Central Eléctrica está modelada con base en varias configuraciones, también se calcula el costo de producción en los estados en los que se está “Cambiando la configuración”. En los demás estados de la Unidad de Central Eléctrica el costo de producción será cero. El costo de producción en cada intervalo sub-horario es el producto de la duración del intervalo sub-horario, por, la suma del costo de producción por unidad de tiempo a carga nula, más, los incrementos de costo de producción por unidad de tiempo correspondientes a las ofertas incrementales de energía que tienen los menores costos incrementales, hasta alcanzar la cantidad media de generación en el intervalo sub-horario. El símbolo $CoProIns_{f,u,D}^{TR}$, identifica el valor de la suma de los costos de producción en todos los intervalos sub-horarios contenidas dentro del día D , de la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f ; $\forall f \in G, u \in U(f)$.
- (vii) **Cálculo de los costos para proveer Servicios Conexos.** Para todo el día, utilizando la oferta de costos vigente al cierre del periodo de recepción de ofertas del Mercado de Tiempo Real para cada hora considerada, se calcula el costo de proveer los Servicios Conexos programados en el Mercado en Tiempo Real que se refieren a: la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, la Reserva Rodante o NO Rodante de diez minutos, y la Reserva Rodante o NO Rodante Suplementaria:

$$CoSvsCnx_{f,u,D}^{TR} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{h \in H(D)} CoReg_{f,u,h}^{TR} \cdot CpReg_{f,u,h}^{TR} + \\ \sum_{h \in H(D)} CoRR10_{f,u,h}^{TR} \cdot CpRR10_{f,u,h}^{TR} + \\ \sum_{h \in H(D)} CoRNR10_{f,u,h}^{TR} \cdot CpRNR10_{f,u,h}^{TR} + \\ \sum_{h \in H(D)} CoRRSup_{f,u,h}^{TR} \cdot CpRRSup_{f,u,h}^{TR} + \\ \sum_{h \in H(D)} CoRNRSup_{f,u,h}^{TR} \cdot CpRNRSup_{f,u,h}^{TR} ; \\ \forall f \in G, u \in U(f) \end{array} \right.$$

(Ec. 327)

(viii) El costo en el que habría incurrido el Generador f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D que hubiera seguido las Instrucciones de Asignación y Despacho durante el Día de Operación, es:

$$CoIns_{f,u,D}^{TR} = CoArrIns_{f,u,D}^{TR} + CoTraIns_{f,u,D}^{TR} + CoProIns_{f,u,D}^{TR} + CoSvsCnx_{f,u,D}^{TR} ;$$

$\forall f \in G, u \in U(f)$

(Ec. 328)

(ix) El costo correspondiente al programa del Mercado del Día en Adelanto en el que habría incurrido el Generador f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D se determina como se explicó en 4.4.7(a)(iii), 4.4.7(a)(iv), 4.4.7(a)(v) y 4.4.7(a)(vi), el resultado es:

$$CoPrG_{f,u,D}^{MA} = CoArrPA_{f,u,D}^{MA} + CoTraPA_{f,u,D}^{MA} + CoProPA_{f,u,D}^{MA} + CoSvsCnx_{f,u,D}^{MA} ;$$

$\forall f \in G, u \in U(f)$

(Ec. 329)

(x) **Cálculo de los ingresos o egresos por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real** (Unidades de Central Eléctrica que entregan energía en un solo nodo). Para cada día, para cada Unidad de Central Eléctrica que entrega su energía en un solo nodo, se calculan los ingresos por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real, sumando para todas las horas y todos los intervalos sub-horarios contenidos en el día, los productos del precio medio horario de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo donde entrega la Unidad de Central Eléctrica, por la diferencia entre la cantidad media instruida en el intervalo sub-horario y la cantidad media programada en el Mercado del Día en Adelanto y por la duración del intervalo sub-horario:

$$InEne_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{l \in LSI(h)} \max\{0, PrEne_{N(u),h}^{TR} \cdot (PmGenSbi_{f,u,h,l} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l})$$

$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US$

(Ec. 330)

$$EgEne_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{l \in LSI(h)} \max\{0, -PrEne_{N(u),h}^{TR} \cdot (PmGenSbi_{f,u,h,l} - PmGen_{f,u,h}^{MA})\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l})$$

$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US$

(Ec. 331)

(xi) Cálculo de los ingresos o egresos por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real (Unidades de Central Eléctrica que entregan energía en varios nodos). Para cada día, para cada Unidad de Central Eléctrica que entrega su energía en varios nodos, se calculan los ingresos por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real, sumando para todas las horas, todos los intervalos sub-horarios contenidos en cada hora, y todos los nodos en los que entrega energía, los productos del precio medio horario de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo donde entrega energía la Unidad de Central Eléctrica,

por la diferencia entre, la fracción de la cantidad media instruida en el intervalo sub-horario que debe entregar en el nodo según la configuración en la que opera, y la fracción de la cantidad media programada en la hora que debe entregar en el nodo según la configuración programada en el Mercado del Día en Adelanto, y por la duración del intervalo sub-horario:

$$InEne_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{l \in LSI(h)} \sum_{n \in N(u)} \max \left\{ 0, PrEne_{n,h}^{TR} \cdot \begin{pmatrix} FDP_{n,u,k^{TR}(u,h,l)} PmGenSbi_{f,u,h,l} \\ -FDP_{n,u,k(u,h)} PmGen_{f,u,h}^{MA} \end{pmatrix} \right\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK$$

(Ec. 332)

$$EgEne_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} \sum_{l \in LSI(h)} \sum_{n \in N(u)} \max \left\{ 0, -PrEne_{n,h}^{TR} \cdot \begin{pmatrix} FDP_{n,u,k^{TR}(u,h,l)} PmGenSbi_{f,u,h,l} \\ -FDP_{n,u,k(u,h)} PmGen_{f,u,h}^{MA} \end{pmatrix} \right\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK$$

(Ec. 333)

- (xii) **Cálculo de los ingresos y egresos por la venta de Servicios Conexos.** Para el día, se calculan los ingresos y egresos por el aumento o disminución en la provisión de los Servicios Conexos, relacionados con: el servicio para Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, como se explicó en 5.2.4(b); la Reserva Rodante de diez minutos, como se explicó en 5.2.5(b); la Reserva NO Rodante de diez minutos, como se explicó en 5.2.6(b); la Reserva Rodante Suplementaria, como se explicó en 5.2.7(b); y la Reserva NO Rodante Suplementaria, como se explicó en 5.2.8(b):

$$InSvsCnx_{f,u,D}^{TR} = \begin{cases} PaDiReg_{f,u,D}^{TR} \\ + PaDiRR10_{f,u,D}^{TR} \\ + PaDiRNR10_{f,u,D}^{TR} \\ + PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} \\ + PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} \end{cases}; \forall f \in G, u \in U(f)$$

(Ec. 334)

$$EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR} = \begin{cases} CaDiReg_{f,u,D}^{TR} \\ + CaDiRR10_{f,u,D}^{TR} \\ + CaDiRNR10_{f,u,D}^{TR} \\ + CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} \\ + CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} \end{cases}; \forall f \in G, u \in U(f)$$

(Ec. 335)

- (xiii) **Cálculo del precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real.** Cuando el incremento en los costos es mayor que los ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos en el MTR en el día, el precio que se le pagará al generador por cada hora que la Unidad de Central Eléctrica siguió instrucciones de despacho por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos es mayor que cero, en el caso contrario es cero:

$$PrGSI_{f,u,D}^{TR} = \frac{\max \{ 0, (CoIns_{f,u,D}^{TR} - CoPrG_{f,u,D}^{MA}) - (InEne_{f,u,D}^{TR} - EgEne_{f,u,D}^{TR} + InSvsCnx_{f,u,D}^{TR} - EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR}) \}}{HE_{f,u,D}};$$

$$\forall f \in G, u \in U(f)$$

(Ec. 336)

- (xiv) **Cálculo del número de horas en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos.** Cada hora en la que la Unidad de Central Eléctrica no siguió instrucciones de despacho el Día de Operación, es una hora en la que no se hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado

de Tiempo Real. El símbolo $HNP_{f,u,D}$ representa el número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , no se le hará el pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos debido a no haber seguido instrucciones de despacho.

- (xv) **Cálculo del pago al Generador por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real.** El pago asociado a la Garantía de Suficiencia de Ingresos del día D , a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , es el resultado de aplicar el precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, a las horas del día en las que la Unidad de Central Eléctrica cumple las condiciones para recibir el pago:

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR} = PrGSI_{f,u,D}^{TR} (HE_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}); \forall f \in G, u \in U(f) \quad (Ec. 337)$$

- (xvi) Fin del Procedimiento.

- (f) El pago diario total que le corresponde por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 338)$$

B1001 Pago por: Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real a los Generadores

En donde:

G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$HE_{f,u,D}$	Número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , este asignado para operar como generador en el Mercado del Tiempo Real.
$K(u)$	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
$LSI(h)$	Conjunto de todos los intervalos sub-horarios que se forman al dividir el día, de acuerdo a los segmentos de tiempo que van del inicio al final de cada instrucción de despacho, y del final de una instrucción de despacho al inicio de la siguiente instrucción de despacho, y posteriormente, subdividir estos segmentos, en el instante correspondiente al inicio de cada hora, para la hora h .
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .

$CoArrIns_{f,u,D}^{TR}$	Suma de los costos de los arranques ordenados durante la operación, calculados con base en la oferta de costos vigente en el momento es que se dio la instrucción de arrancar al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D . Expresado en \$.
$CoArrPA_{f,u,D}^{MA}$	Suma de los costos de todos los arranques programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CoIns_{f,u,D}^{TR}$	Costo en el que habría incurrido el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , si hubiera seguido las instrucciones de despacho durante el día D . Expresado en \$.
$CoPrgr_{f,u,D}^{MA}$	Costo correspondiente al programa del Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CoProIns_{f,u,D}^{TR}$	Valor de la suma de los costos de producción correspondientes a la cantidad media instruida en el Mercado de Tiempo Real, en cada uno de los intervalos sub-horarios en los que la Unidad de Central Eléctrica no está parada ni arrancando, durante el día D , calculados con base en la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de despacho a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f . Expresada en \$.
$CoProPA_{f,u,D}^{MA}$	Valor de la suma de los costos de producción por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , para todas las horas del día D . Expresado en \$.
$CoReg_{f,u,h}^{TR}$	Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoRRN10_{f,u,h}^{TR}$	Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoRRNSup_{f,u,h}^{TR}$	Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoRR10_{f,u,h}^{TR}$	Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$CoSvcCnx_{f,u,D}^{MA}$	Costo de los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , en el periodo de asignación j . Expresado en \$.
$CoSvcCnx_{f,u,D}^{TR}$	Costo de los Servicios Conexos asignados en el Mercado de Tiempo Real para el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D . Expresado en \$.
$CoTraIns_{f,u,D}^{TR}$	Valor de la suma de los costos de los cambios de configuración instruidos en el Mercado de Tiempo Real, que son iniciados por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , calculados con base en la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de cambio de configuración, dentro del día D . Expresado en \$.

$CoTraPA_{f,u,D}^{MA}$	Valor de la suma de los costos de las transiciones entre configuraciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto, que son iniciadas por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , dentro del periodo de asignación j . Expresado en \$.
$CpReg_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRNR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRNRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRR10_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CpRRSup_{f,u,h}^{TR}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$FDP_{n,u,k}$	Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica u y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica u ; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1$; $\forall u, k \in K(u)$. Es una cantidad adimensional.
$CoTraIns_{f,u,D}^{TR}$	Valor de la suma de los costos de los cambios de configuración instruidos en el Mercado de Tiempo Real, al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , que son iniciados dentro del día D . Expresado en \$.
$HNP_{f,u,D}$	Número de horas del día D , en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el día de operación.
$InEne_{f,u,D}^{TR}$	Ingreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por producir la energía instruida durante el día D , Expresado en \$.
$EgEne_{f,u,D}^{TR}$	Egreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por producir la energía instruida durante el día D , Expresado en \$.
$InSvsCnx_{f,u,D}^{TR}$	Ingreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR}$	Egreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$k(u, h)$	Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , en el Mercado del Día en Adelanto.

$k^{TR}(u, h, l)$	Configuración instruida para la operación de la Unidad de Central Eléctrica u , de la hora h , en la subdivisión l , en el Mercado de Tiempo Real.
$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$PaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario por el incremento y decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad de energía asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario por el incremento y decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$PaDiRNR10_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRNR10_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento y decremento de la cantidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGenSbi_{f,u,h,l}$	Cantidad de energía media de la instrucción de despacho por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , durante el sub-intervalo l . Expresada en MWh .
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrGSI_{f,u,D}^{TR}$	Precio horario que se pagará por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora del día D , si cumple las condiciones respecto al seguimiento de las instrucciones de despacho en la hora considerada durante el día de operación. Expresado en $\$/h$.
$TFS_{h,l}$	Final de la subdivisión l medido respecto al inicio del día, en la hora h . Expresado en horas (normalmente no es un número entero).
$TIS_{h,l}$	Inicio de la subdivisión l medido respecto al inicio del día, en la hora h . Expresado en horas (normalmente no es un número entero).

5.4.11 Cargos para Recuperar los Pagos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real

- (a) La cantidad pagada en cada día a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real es distribuida entre los compradores de energía en proporción a la energía física comprada.
- (b) La cantidad diaria pagada a los Generadores en el día D es:

$$PaDiGenGSI_D^{TR} = \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotGSI_{f,s,D}^{TR}$$

(Ec. 339)

- (c) En 4.1.155 se describe el cálculo de las compras de energía física para Entidades Responsables de Carga y Comercializadores, su valor se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}$
- (d) Como se explica en 4.1.166 las Compras Totales de Energía Física, es la suma de las Compras de Energía Física en todas las Cuentas de Orden de todos los participantes, en la hora h :

$$CmTotEneFis_D = \sum_{h \in H(D)} \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h}$$

(Ec. 340)

- (e) El precio por unidad de energía física comprada en el Mercado de Tiempo Real que permite distribuir la totalidad de los pagos a los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos durante el día D considerado, es:

$$PrDisGSI_D^{TR} = \frac{PaDiGenGSI_D^{TR}}{CmTotEneFis_D}$$

(Ec. 341)

- (f) El cargo horario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, asociados a cada Cuenta de Orden s , en la hora h es:

$$CaHrGSI_{f,s,h}^{TR} = PrDisGSI_D^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 342)$$

- (g) El cargo diario por la contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real correspondiente a cada Participante del Mercado f comprador de energía física, asociados a cada Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiGSI_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrGSI_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 343)$$

B1118 Cargo por: Contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaDiGSI_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario del Participante del Mercado f , asociado a la Cuenta de Orden s , en el día D , por su contribución para el pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaHrGSI_{f,s,h}^{TR}$	Cargo horario del Participante del Mercado f , asociado a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por su contribución para el pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de energía física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h^{TR}$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiGenGSI_D^{TR}$	Pago en el día D a la totalidad de los Generadores por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresada en \$.
$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PrDisGSI_D^{TR}$	Precio unitario para distribuir el pago de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real en el día D . Expresado en $\$/MWh$.

5.5 Exceso/Faltante de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real

- 5.5.1 Al pagar al Precio Marginal Local la diferencia entre la energía inyectada en un nodo y la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y cobrar al Precio Marginal Local la diferencia entre la energía retirada de un nodo y la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, se está colectando un incremento (o decremento) en comparación a la renta de congestión calculada en el Mercado del Día en Adelanto. Este cambio en la renta de congestión se le llamará Exceso/Faltante de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real y será reembolsado/cobrado a los Participantes del Mercado en proporción a sus Compras Totales de Energía Física.

5.5.2 Cálculo del Precio de Reembolso del Exceso de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real.

- (a) El Exceso/Faltante de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real en cada hora, se calcula aplicando la Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real a la diferencia entre la energía tomada del sistema y la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, y a la diferencia entre la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto y la energía realmente entregada al sistema.
- (b) En el caso de las Unidades de Central Eléctrica que entregan su energía en un solo nodo, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento o disminución en la energía entregada respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngGen_{f,u,h}^{TR} = -PrCng_{N(u),h}^{TR} \cdot (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 344)

- (c) En el caso de las Unidades de Central Eléctrica que entregan su energía en varios nodos, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento o disminución en la energía entregada respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngGen_{f,u,h}^{TR} = - \sum_{n \in N(u)} PrCng_{n,h}^{TR} \cdot (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u,h)} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 345)

- (d) En el caso de las importaciones, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , en la hora h , por el aumento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía importada en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngImp_{f,i,h}^{TR} = -PrCng_{n(i),h}^{TR} \cdot (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA});$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 346)

- (e) En el caso de los Centros de Carga Directamente Modelados, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al cargo que se hizo a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en el nodo n , a la hora h , por el aumento en la energía consumida en cada nodo en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en el mismo nodo en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngCDM_{f,n,h}^{TR} =$$

$$PrCng_{n,h}^{TR} \cdot \left[\sum_{s \in S(f)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} \left(1 + FDP_{nt_h} \frac{PrCngPnt_h}{PrCng_{n,h}^{TR}} \right) - \sum_{s \in S(f)} PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA} \right]$$

$$\forall f \in ERC, n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 347)

- (f) En el caso de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al cargo que se hizo a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en el nodo n , a la hora h , por el aumento en la energía consumida en cada nodo en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en la misma zona en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngCIM_{f,z,h}^{TR} = PrZCng_{z,h}^{TR} \left[\sum_{s \in S(f)} PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrCngPnt_h}{PrZCng_{z,h}^{TR}} \right) - \sum_{s \in S(f)} PmCZO_{f,s,z,h}^{MA} \right];$$

$\forall f \in SM, z \in Z, h \in H(D)$

(Ec. 348)

- (g) En el caso de las exportaciones, su contribución al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora, debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado $f \in ERC$, en el nodo n , a la hora h , por el aumento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía exportada en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntCngExp_{f,i,h}^{TR} = PrCng_{n(i),h}^{TR} \cdot [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}]; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 349)

- (h) El Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora en el Mercado de Tiempo Real, es la suma para todos los Participantes del Mercado, en la hora h , de las contribuciones calculadas anteriormente para sus representados:

$$RntCng_h^{TR} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} RntCngGen_{f,u,h}^{TR} \\ \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} RntCngImp_{f,i,h}^{TR} \\ \sum_{f \in ERC} \sum_{n \in N} RntCngCDM_{f,n,h}^{TR} \\ \sum_{f \in SM} \sum_{z \in Z} RntCngCIM_{f,z,h}^{TR} \\ \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} RntCngExp_{f,i,h}^{TR} \end{cases} \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 350)

- (i) Cómo se explica en 4.1.166 las Compras Totales de Energía Física, es la suma de las Compras de Energía Física en todas las Cuentas de Orden, de todos los Participantes del Mercado, en la hora h :

$$CmTotEneFis_h = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 351)

- (j) El precio unitario de reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en cada hora h es igual al Exceso de Cobro por Congestión Colectado en cada hora h , entre, el valor de la Compra Total de Energía Física para esa hora h :

$$PrRmbRntCng_h^{TR} = \frac{RntCng_h^{TR}}{CmTotEneFis_h}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 352)

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$IMP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
$K(u)$	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$U(f)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de energía física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFi_s^{TR}$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$FDP_{n,u,k}$	Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la unidad; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1$; $\forall u, k \in K(u)$. Es una cantidad adimensional.
$FDPnt_h$	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre los consumidores en la hora considerada. Cantidad adimensional.
$\mathcal{N}(u)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .

$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,n,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la zona de carga a la que pertenece el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u que representa, en la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la cantidad medida para la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrCngPnt_h$	Componente de Congestión Marginal del precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$ (bajo la regulación actual, tiene valor de cero).
$PrCng_{n,h}^{TR}$	Componente de Congestión Marginal del precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRmbRntCng_h^{TR}$	Precio unitario de reembolso a los compradores de energía física, por el Exceso de Cobro por Congestión colectado en la hora h . La cantidad puede resultar negativa. Expresado en $\$/MWh$.
$RntCng_h^{TR}$	Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora h . La cantidad puede resultar negativa. Expresada en $\$$.
$RntCngCDM_{f,n,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en el mismo nodo en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en $\$$.

$RntCngCIM_{f,n,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en el nodo n , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en el mismo nodo en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en \$.
$RntCngExp_{f,i,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía programada para ser exportada en la interconexión internacional i , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía exportada en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en \$.
$RntCngGen_{f,u,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento en la energía entregada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en \$.
$RntCngImp_{f,i,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía programada para ser importada en la interconexión internacional i , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía importada en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en \$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado n .

5.5.3 Reembolso o Desembolso del Exceso o Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real

- (a) A cada Participante del Mercado le será reembolsada (o cobrada) la fracción del Exceso o Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado en Tiempo Real proporcional a sus compras de energía física.
- (b) En 4.1.155, se describe el cálculo de las compras de energía física para Suministradores, Usuarios Calificados, Generadores y Comercializadores, su valor se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}^{TR}$
- (c) El pago o cargo horario de cada Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por el reembolso o desembolso del Exceso o Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real es el precio de reembolso, por las compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden:

$$PaHrRntCng_{f,s,h}^{TR} = \max\{0, PrRmbRntCng_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}^{TR}\}; \quad \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 353)$$

$$CaHrRntCng_{f,s,h}^{TR} = \max\{0, -PrRmbRntCng_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}^{TR}\}; \quad \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 354)$$

- (d) El pago y cargo diario de cada Participante del Mercado f , a las Cuenta de Orden s , en el día D , por el reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado Tiempo Real es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes del día:

$$PaDiRntCng_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRntCng_{f,s,h}^{TR}; \quad \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 355)$$

B2518 Pago por: Reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real

$$CaDiRntCng_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRntCng_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 356)

B2518 Cargo por: Reembolso del Faltante de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
CmEnFi_{f,s,h}	Compra de energía física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PaDiRntCng_{f,s,D}^{TR}	Pago diario al Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
CaDiRntCng_{f,s,D}^{TR}	Cargo diario al Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en el día D , por el desembolso del Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa. Expresado en \$.
PaHrRntCng_{f,s,h}^{TR}	Pago horario al Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en la hora h , por el reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
CaHrRntCng_{f,s,h}^{TR}	Cargo horario del Participante del Mercado f , agregados en la Cuenta de Orden s , en la hora h , por el desembolso del Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa. Expresado en \$.
PrRmbRntCng_h^{TR}	Precio unitario de reembolso a los compradores de energía física, por el Exceso de Cobro por Congestión colectado en la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

5.6 Devolución del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real

5.6.1 Al pagar al Precio Marginal Local la diferencia entre la energía inyectada en un nodo y la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y cobrar al Precio Marginal Local la diferencia entre la energía retirada de un nodo y la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, se está colectando un incremento (o decremento) en comparación con el Sobrecobro por Pérdidas Marginales calculado en el Mercado del Día en Adelanto. A este cambio se le llamará Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real; podrá tener un valor positivo o negativo, y será devuelto a los Participantes del Mercado en proporción a sus Compras de Energía Física.

5.6.2 Cálculo del Exceso o Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real

(a) El Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en cada hora, se calcula multiplicando el resultado de la diferencia entre el Precio Marginal Local y la Componente de Congestión Marginal del mismo, determinados en el Mercado de Tiempo Real, por la diferencia entre la energía

tomada del sistema y la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, y a la diferencia entre la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto y la energía realmente entregada al sistema.

- (b) En el caso de las Unidades de Central Eléctrica que entregan su energía en un solo nodo, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al pago horario que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , colectado en la hora h , por el aumento en la energía entregada respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerGen_{f,u,h}^{TR} = - (PrEne_{N(u),h}^{TR} - PrCng_{N(u),h}^{TR}) (PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 357)

- (c) En el caso de las Unidades de Central Eléctrica que entregan su energía en varios nodos, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al pago horario que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , colectado en la hora h , por el aumento en la energía entregada respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerGen_{f,u,h}^{TR} = - \sum_{n \in N(u)} (PrEne_{n,h}^{TR} - PrCng_{n,h}^{TR}) (PmGen_{f,u,n,h}^{ME} - FDP_{n,u,k(u),h} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA});$$

$$\forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 358)

- (d) En el caso de las importaciones, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al pago horario que se hizo al Participante del Mercado f , en la interconexión internacional i , colectado en la hora h , por el aumento en la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía importada en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerImp_{f,i,h}^{TR} = - (PrEne_{n(i),h}^{TR} - PrCng_{n(i),h}^{TR}) (PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA});$$

$$\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 359)

- (e) En el caso de los Centros de Carga Directamente Modelados, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al cargo horario que se hizo a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada nodo n , colectado en la hora h , por el aumento en la energía consumida en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en el mismo nodo en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerCDM_{f,n,h}^{TR} =$$

$$(PrEne_{n,h}^{TR} - PrCng_{n,h}^{TR}) \cdot \sum_{s \in S(f)} \left[PmCDMS_{f,s,n,h}^{ME} \cdot \left(1 + FDP_{ntCDM,n,h} \cdot \frac{PrEne_{nt,h} - PrCng_{nt,h}}{PrEne_{n,h}^{TR} - PrCng_{n,h}^{TR}} \right) - PmCDMS_{f,s,n,h}^{MA} \right];$$

$$\forall f \in ERC, n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 360)

- (f) En el caso de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al cargo horario que se hizo a la Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, en cada Zona de Carga Z , colectado en la hora h , por el aumento en la energía consumida en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en la misma Zona de Carga en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerCIM_{f,z,h}^{TR} =$$

$$(PrZene_{z,h}^{TR} - PrZCng_{z,h}^{TR}) \cdot \sum_{s \in S(f)} \left[PmCZO_{f,s,z,h}^{ME} \cdot \left(1 + FDP_{nt,z,h} \cdot \frac{PrEne_{nt,h} - PrCng_{nt,h}}{PrZene_{z,h}^{TR} - PrZCng_{z,h}^{TR}} \right) - PmCIDMS_{f,s,z,h}^{MA} \right];$$

$$\forall f \in ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 361)

- (g) En el caso de las exportaciones, su contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales debido al cargo horario que se hizo al Participante del Mercado f , a través la interconexión internacional i , colectado en la hora h , por el aumento en la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía exportada en el Mercado del Día en Adelanto es:

$$RntPerExp_{f,i,h}^{TR} = (PrEne_{n(i),h}^{TR} - PrCng_{n(i),h}^{TR}) [PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}];$$

$$\forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 362)

- (h) El Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real, colectado en cada hora h , es la suma para todos los Participantes del Mercado, de las contribuciones calculadas anteriormente:

$$RntPer_h^{TR} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} RntPerGen_{f,u,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} RntPerImp_{f,i,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in SM \cup UC} \sum_{n \in N} RntPerCDM_{f,n,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in SM} \sum_{z \in Z} RntPerCIM_{f,z,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} RntPerExp_{f,i,h}^{TR} \end{array} \right. \quad \forall h \in H(D)$$

(Ec. 363)

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
ERC	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
EXP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
IMP(f)	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado f puede importar energía.
K(u)	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica u .
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
N(u)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
NZ(z)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
U(f)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.

UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
FDP_{n,u,k}	Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica u , que corresponde al nodo n , cuando la Unidad de Central Eléctrica u opera en la configuración k . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica u entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica u ; esto es: $\sum_{n \in N(u)} FDP_{n,u,k} = 1$; $\forall u, k \in K(u)$. Es una cantidad adimensional.
FDP_{nt,h}	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas para la hora h , entre los consumidores en la hora considerada. Cantidad adimensional.
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
N(u)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica u entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en <i>MWh</i> .
PmCIMS_{f,s,z,h}^{MA}	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado f , para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmCIMS_{f,s,z,h}^{ME}	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en <i>MWh</i> .
PmExp_{f,i,h}^{MA}	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmExp_{f,i,h}^{TR}	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmGen_{f,u,h}^{MA}	Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .

$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmImp_{f,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado f , para ser importada a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrCng_{n,h}^{TR}$	Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$RntPer_h^{TR}$	Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora h . La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$RntPerCDM_{f,n,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, en la hora h , debido al cargo horario que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo n , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en el mismo nodo en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$RntPerCIM_{f,z,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, en la hora h , debido al cargo horario que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga z , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía comprada en la misma Zona de Carga en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$RntPerExp_{f,i,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía programada para ser exportada en la interconexión internacional i , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía exportada en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$RntPerGen_{f,u,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , por el aumento en la energía entregada en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$RntPerImp_{f,i,h}^{TR}$	Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real, debido al pago que se hizo al Participante del Mercado f , por el aumento en la energía programada para ser importada en la interconexión i , en la hora h , en el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía importada en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado n .

5.6.3 Devolución del Exceso o Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales a los Compradores de Energía Física

- (a) El Exceso o Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real, en cada hora, será devuelto o cobrado a los compradores de energía en proporción a las Compras de Energía Física de cada uno durante cada hora del día.
- (b) Cómo se explica en 4.1.16, las Compras Totales de Energía Física en una hora específica, es la suma de las Compras de Energía Física en todas las Cuentas de Orden de todos los Participantes del Mercado, en la hora h :

$$CmTotEneFis_h^{TR} = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h}^{TR} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 364)

- (c) El precio unitario de reembolso o desembolso del Exceso o Déficit de Cobro por Pérdidas Marginales es igual al Exceso o Déficit de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora h , entre, el valor de la Compra Total de Energía Física para esa hora:

$$PrRmbRntPer_h^{TR} = \frac{RntPer_h^{TR}}{CmTotEneFis_h} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 365)

- (d) A cada Participante del Mercado le será reembolsada (o cobrada) la fracción del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real proporcional a sus Compras de Energía Física.
- (e) En 4.1.15 se describe el cálculo de las Compras de Energía Física para Suministradores, Usuarios Calificados, Generadores y Comercializadores f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en la hora h , su valor se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}$
- (f) El pago y cargo horario al Participante del Mercado f , por Cuenta de Orden s , en la hora h debido al reembolso o desembolso del Exceso o Déficit de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real es el precio de reembolso por sus Compras de Energía Física:

$$PaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} = \max \{0, PrRmbRntPer_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\} ; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 366)

$$CaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} = \max \{0, -PrRmbRntPer_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\} ; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 367)

- (g) El pago y cargo diario al Participante del Mercado f , a cada Cuenta de Orden s , en el día D , por el reembolso o desembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes del día:

$$PaDiRntPer_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 368)

B1218 Pago por: Reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real

$$CaDiRntPer_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 369)

B1218 Cargo por: Desembolso del Déficit de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compra de energía física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en MWh .
$CmTotEneFis_h$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PaDiRntPer_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario del Participante del Mercado f , asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D , por el reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaDiRntPer_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario del Participante del Mercado f , asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D , por el desembolso del Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa.
$PaHrRntPer_{f,s,h}^{TR}$	Pago horario del Participante del Mercado f , asociado a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por el reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaHrRntPer_{f,s,h}^{TR}$	Cargo horario del Participante del Mercado f , asociados a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por el desembolso del Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$PrRmbRntPer_h^{TR}$	Precio unitario de reembolso a los Compradores de Energía Física, por el Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, en la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$RntPer_h^{TR}$	Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora h . La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en \$.

5.7 Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real

- 5.7.1** En las Transacciones Bilaterales Financieras el emisor está obligado a entregar al receptor el valor de mercado de una cantidad de energía o de Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real. En el Mercado de Tiempo Real se procesarán tanto Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades fijas de energía o de un Servicio Conexo, como Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades expresadas como una fracción de la energía entregada por una Unidad de Central Eléctrica o la consumida por un Centro de Carga.
- 5.7.2** En 4.8.3 ya se describió cómo se especifica una Transacción Bilateral Financiera por una cantidad fija; para facilitar la referencia se repite a continuación:
- Un identificador de la transacción: para facilitar cualquier referencia a la transacción.
 - La identificación del Emisor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
 - La Cuenta de Orden del participante emisor: permite dirigir el resultado de la liquidación de la transacción a una Cuenta de Orden específica.

- (d) La identificación del Receptor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
- (e) La Cuenta de Orden del participante Receptor.
- (f) El mercado al que se refiere la transacción (Mercado del Día en Adelanto, o Mercado de Tiempo Real)
- (g) El producto o servicio objeto de la transacción (Energía, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva NO Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria, Reserva NO Rodante Suplementaria).
- (h) La cantidad acordada en cada hora de vigencia de la transacción (MW).
- (i) La identificación de un NodoP al que se refiere la transacción.
- (j) La fecha inicial del periodo de vigencia de la transacción.
- (k) La fecha final del periodo vigencia de la transacción.
- (l) El día de la semana en el que es aplicable la transacción (Lunes, Martes, ..., Domingo).
- (m) La hora inicial del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.
- (n) La hora final del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.

5.7.3 En el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades referidas a la energía entregada por una Unidad de Central Eléctrica o la consumida por un Centro de Carga, se considera que cada transacción se caracteriza por:

- (a) La fracción de la energía generada por una Unidad de Central Eléctrica o consumida por un Centro de Carga a la que se refiere la transacción;
- (b) La identificación de la Unidad de Central Eléctrica o del Centro de Carga que sirve como referencia, y
- (c) La declaración de si será liquidada sólo en ciertas horas del día, en los días contenidos en un periodo de vigencia definido o sólo cuando correspondan a un día de la semana especificado.

5.7.4 En el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades referidas a los Servicios Conexos provistos por una Unidad de Central Eléctrica o consumidos por un Centro de Carga, se considera que cada transacción se caracteriza por:

- (a) La fracción de los Servicios Conexos provistos por una Unidad de Central Eléctrica o la fracción de la obligación de un Centro de Carga a la que se refiere la transacción;
- (b) La identificación de la Unidad de Central Eléctrica o del Centro de Carga que sirve como referencia, y
- (c) La declaración de si será liquidada sólo en ciertas horas del día, en los días contenidos en un periodo de vigencia definido o sólo cuando correspondan a un día de la semana especificado.

5.7.5 Por lo anterior, cada transacción por cantidades referidas a la energía entregada por una Unidad de Central Eléctrica o la consumida por un Centro de Carga que se registre en el Sistema de Transacciones Bilaterales Financieras y que sea puesta a disposición del Sistema de Liquidaciones está caracterizada por lo siguiente:

- (a) Un identificador de la transacción: para facilitar cualquier referencia a la transacción.
- (b) La identificación del emisor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
- (c) La Cuenta de Orden del Participante del Mercado emisor: permite dirigir el resultado de la liquidación de la transacción a una Cuenta de Orden específica.
- (d) La identificación del receptor de la transacción: puede ser cualquier Participante del Mercado.
- (e) La Cuenta de Orden del Participante del Mercado receptor.

- (f) El producto o servicio objeto de la transacción (Energía, Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, Reserva Rodante de diez minutos, Reserva NO Rodante de diez minutos, Reserva Rodante Suplementaria, Reserva NO Rodante Suplementaria).
- (g) El mercado al que se refiere la transacción (Mercado del Día en Adelanto, o Mercado de Tiempo Real)
- (h) Tipo de referencia: (Unidad de Central Eléctrica, o Centro de Carga).
- (i) Identificación de la Unidad de Central Eléctrica a la que se refiere la transacción (en caso de que esté referida a una Unidad de Central Eléctrica).
- (j) Identificación del Centro de Carga al que se refiere la transacción (en caso de que esté referida a un Centro de Carga).
- (k) La cantidad de energía expresada como una fracción de la energía entregada por la Unidad de Central Eléctrica o el Centro de Carga en cada hora de vigencia de la transacción (pu).
- (l) La fecha inicial del periodo de vigencia de la transacción.
- (m) La fecha final del periodo vigencia de la transacción.
- (n) El día de la semana en el que es aplicable la transacción (Lunes, Martes, ..., Domingo).
- (o) La hora inicial del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.
- (p) La hora final del bloque de horas en el que es aplicable la transacción.

5.7.6 Pago y cargo a los Participantes Receptores de Productos Comercializados en el Mercado de Tiempo Real

- (a) La liquidación de las Transacciones Bilaterales Financiera por cantidades fijas en el Mercado de Tiempo Real prácticamente es idéntica a la liquidación que se hace en el Mercado del Día en Adelanto para este tipo de transacciones. La liquidación de las transacciones referidas a la producción de una Unidad de Central Eléctrica o el consumo de energía de un Centro de Carga es ligeramente distinta, como se verá enseguida.
- (b) Si la Transacción Bilateral Financiera es de las que se liquida con base en los precios del Mercado de Tiempo Real pero no está vigente en el día considerado en la liquidación del Mercado de Tiempo Real, el valor monetario de la transacción es cero:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = 0; \quad \forall t \in TBFF^{TR} \cup TBFRg^{TR} \cup TBFrc^{TR}, \quad D \in DVT(t) \quad (Ec. 370)$$

- (c) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija, el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es energía, y la Transacción Bilateral Financiera está vigente en el día D considerado en $DVT(t)$, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, P_t \cdot \sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{TR} \right\}; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t) \quad (Ec. 371)$$

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} \max \left\{ 0, -P_t \cdot \sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} PrEne_{n,h}^{TR} \right\}; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t) \quad (Ec. 372)$$

- (d) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$VaDiTBFF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrReg_{r,h}^{TR} \right];$$

$$\forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 373)

- (e) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante de diez minutos, y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBFF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRR10_{r,h}^{TR} \right];$$

$$\forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 374)

- (f) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva NO Rodante de diez minutos y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBFF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRNR10_{r,h}^{TR} \right];$$

$$\forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 375)

- (g) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva Rodante Suplementaria y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBFF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRRSup_{r,h}^{TR} \right];$$

$$\forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 376)

- (h) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral Financiera t es Reserva NO Rodante Suplementaria y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBFF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRNRSup_{r,h}^{TR} \right];$$

$$\forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 377)

- (i) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t referida a la generación de energía de una Unidad de Central Eléctrica y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \sum_{f \in G(u(t))} \sum_{n \in N(u(t))} \max \{0, PrEne_{n,h}^{TR} \cdot PmGen_{f,u,n,h}^{ME}\};$$

$$\forall t \in TBFRg^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 378)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \sum_{f \in G(u(t))} \sum_{n \in N(u(t))} \max \{0, -PrEne_{n,h}^{TR} \cdot PmGen_{f,u,n,h}^{ME}\};$$

$$\forall t \in TBFRg^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 379)

- (j) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t referida al consumo de energía de un Centro de Carga Especial –Directamente Modelado y la Transacción Bilateral Financiera t está vigente en el día D considerado, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D es:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \max \{0, PrEne_{n(q(t)),h}^{TR} \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME}\};$$

$$\forall t \in TBFRc^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 380)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \max \{0, -PrEne_{n(q(t)),h}^{TR} \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME}\};$$

$$\forall t \in TBFRc^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 381)

- (k) El pago y cargo diario a un Participante de Mercado f , por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en la que es el receptor:

$$PaDiTBF_{f,t,D}^{TR} = VaDiTBF_{t,D}^{TR};$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCR^{TR}(f, s)$$

(Ec. 382)

$$CaDiTBFneg_{f,t,D}^{TR} = VaNegDiTBF_{t,D}^{TR};$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCR^{TR}(f, s)$$

(Ec. 383)

- (l) El pago y cargo diario total en el Mercado de Tiempo Real a un Participante del Mercado f , asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D , por todas las Transacciones Bilaterales Financieras en las que es el receptor:

$$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR} = \sum_{t \in TSCR^{TR}(f,s)} PaDiTBF_{f,t,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 384)

B1911 Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real al Receptor

$$CaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{t \in TSCR^{TR}(f,s)} CaDiTBFneg_{f,t,D}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 385)

B1911 Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real al Receptor

En donde:

$BT(t, D)$	Conjunto de horas del día D , en las que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t . Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$DVT(t)$	Conjunto de días en los que está vigente la Transacción Bilateral Financiera t .
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
FrE_t	Fracción de la energía de una Unidad de Central Eléctrica o de un centro de carga que establece la cantidad de energía que evaluada al precio en los puntos de entrega o de consumo define el monto de dinero que pasa del emisor al receptor en la Transacción Bilateral Financiera. Cantidad adimensional.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$G(u)$	Conjunto de Generadores que representan total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica de central eléctrica u .
$N(u)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía.
$NT(t)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado que conforman el nodo distribuido utilizado en la Transacción Bilateral Financiera t .
$R(n)$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo n .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
P_t	Cantidad especificada en la Transacción Bilateral Financiera t . Expresada en MW .
$TBFF^{TR}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades fijas liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real.
$TBFRC^{TR}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras, por cantidades referidas a la energía consumida por un Centro de Carga Especial –Directamente Modelado, liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real.
$TBFrg^{TR}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades referidas a la energía entregada por un generador liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real.
$TSCR^{TR}(f, s)$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado de Tiempo Real, en las que el Participante del Mercado f aparece como receptor, y están agrupadas en la Cuenta de Orden s del Participante del Mercado.
$PaDiTBF_{f,t,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , por la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , liquidable con base en los Precios Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor en la Transacción Bilateral Financiera t . Expresado en \$.
$CaDiTBF_{f,t,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , por la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , liquidable con base en los Precios Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor en la Transacción Bilateral Financiera t . Expresado en \$.

$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , en la Cuenta de Orden s , en el día D , por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras. Expresado en \$.
$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , en la Cuenta de Orden s , en el día D , por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras. Expresado en \$.
$PmCar_{f,q,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa el Centro de Carga Especial –Directamente Modelado q , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la cantidad medida para la Unidad de Central Eléctrica u , en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MW .
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrReg_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRN10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRNSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRR10_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrRRSup_{r,h}^{TR}$	Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva r , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$q(t)$	Centro de Carga al que está referida la Transacción Bilateral Financiera t .
$u(t)$	Unidad de Central Eléctrica a la que está referida la Transacción Bilateral Financiera t .
$VaDiTBF_{t,D}^{TR}$	Valor monetario diario de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR}$	Obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$W_{n,t}$	Factor de ponderación del nodo n de la red del Modelo Comercial del Mercado en la conformación del nodo n distribuido empleado en la Transacción Bilateral Financiera t . Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} = 1$. Es una cantidad adimensional.

5.7.7 Cargo y Pago a los Participantes Emisores en las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real

- (a) Utilizando el valor monetario calculado en 5.7.5 para cada Transacción Bilateral Financiera, el cargo y pago diario a un Participante del Mercado f emisor, por cada Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , es:

$$CaDiTBF_{f,t,D}^{TR} = VaDiTBF_{t,D}^{TR}, \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{TR}(f, s) \quad (Ec. 386)$$

$$PaDiTBF_{f,t,D}^{TR} = VaNegDiTBF_{t,D}^{TR}, \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{TR}(f, s) \quad (Ec. 387)$$

- (b) El cargo y pago diario total en el Mercado de Tiempo Real a un Participante del Mercado f emisor, por todas las Transacciones Bilaterales Financieras, asociadas a un Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR} = \sum_{t \in TSCe^{TR}(f,s)} CaDiTBF_{f,t,D}^{TR} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 388)

B2010 Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real al Emisor

$$PaDiTotTBFneg_{f,s,D}^{TR} = \sum_{t \in TSCe^{TR}(f,s)} PaDiTBFneg_{f,t,D}^{TR} ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 389)

B2010 Pago por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real al Emisor

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$TSCe^{TR}(f,s)$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado de Tiempo Real, en las que el Participante del Mercado f aparece como EMISOR, y están agrupadas en la Cuenta de Orden s del participante.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaDiTBF_{f,t,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f por la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, en la que es el EMISOR en la transacción. Expresado en \$.
$PaDiTBF_{f,t,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f por la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, en la que es el EMISOR en la transacción. Expresado en \$.
$CaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, en la Cuenta de Orden s , en el día D , que es el EMISOR de las transacciones. Expresado en \$.
$PaDiTotTBF_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real, en la Cuenta de Orden s , en el día D , que es el EMISOR de las transacciones. Expresado en \$.
$VaDiTBF_{t,D}^{TR}$	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.
$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR}$	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t , en el día D , en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.

CAPÍTULO 6**Liquidación de Servicios no Basados en el Mercado Eléctrico Mayorista****6.1 Servicios de Transmisión**

- 6.1.1** Esta sección describe el mecanismo de liquidación para los distribuidores respecto al Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.
- 6.1.2** Los transportistas tienen el derecho a recibir el pago por la prestación del servicio público de Transmisión de Energía Eléctrica que prestan a los Participantes del Mercado, de acuerdo con las tarifas reguladas aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. En consecuencia, la Comisión Reguladora de Energía ha emitido, mediante el Acuerdo Núm. A/045/2015, las tarifas reguladas para el Servicio Público de Transmisión.
- 6.1.3** El CENACE es quien debe pagar al Transportista por los servicios prestados en la Red Nacional de Transmisión a los Participantes del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 6.1.4** Con el propósito de que los procedimientos de cálculo de los cargos correspondientes sean consistentes con las Tarifas Reguladas de Transmisión, la Secretaría de Energía consultó a la Comisión Reguladora de Energía respecto a diversos temas mediante el oficio 318.040/16 de fecha 01 de diciembre de 2016. En respuesta a dicho oficio, el 11 de enero de 2017, la Comisión Reguladora de Energía emitió el oficio SE/UAE/165/2017 del cual se desprende lo siguiente:
- (i) **Tema 4:** En tanto la Comisión Reguladora de Energía no emita la regulación relacionada con las pérdidas reconocidas de Transmisión, el CENACE no deberá procesar ningún pago por la diferencia entre las pérdidas observadas y las reconocidas a nivel de Transmisión.
 - (ii) **Tema 11:** Para los Sistemas de Abasto Aislado con interconexión a la Red Nacional de Transmisión, las Tarifas Reguladas de Transmisión se deberán de aplicar al valor neto entre la generación y consumo; dicho criterio se aclarará en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que emita la Comisión Reguladora de Energía.
 - (iii) **Tema 12:** La forma de calcular el valor neto entre generación y consumo (en particular, si se calculará en cada hora de manera individual, o si se compensará entre diferentes horas) podrán ser definidas una vez que la Comisión Reguladora de Energía emita las Disposiciones Administrativas de Carácter General al respecto. *En cuanto el criterio en mención se establezca, se supondrá que la compensación se lleva a cabo en cada hora individualmente.*
 - (iv) **Tema 13:** Cuando se aplica el neteo para los Sistemas de Abasto Aislado, la tarifa de transmisión que aplica a la cantidad neta (en el caso de transmisión, la tarifa de generadores o la tarifa de consumidores) será la cual la Comisión Reguladora de Energía aclarará una vez que emita las Disposiciones Administrativas de Carácter General al respecto. *En cuanto el criterio en mención se establezca, se supondrá que aplica la tarifa correspondiente al sentido del flujo neto de energía.*
 - (v) **Tema 15:** Los activos pagarán la tarifa de “consumidor” cuando extraen energía de la Red Nacional de Transmisión, sin importar qué tipo de activo es o qué tipo de participante de mercado los representa; asimismo, la tarifa de “generador” se paga a cuando los activos inyectan energía a la Red Nacional de Transmisión, incluyendo las importaciones.
 - (vi) **Tema 16:** De conformidad con el Acuerdo Núm. A/045/2015, las tarifas de Transmisión aplican para Centros de Carga y Centrales Eléctricas en función del nivel de tensión al que se conectan o interconectan directamente a la Red Nacional de Transmisión. *Dado que el acuerdo Núm. A/045/2015 establece que “La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el MEM...” y “La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes...”, se entiende que las Tarifas de Transmisión se aplican a todos los activos, aun cuando su conexión directa a la Red Nacional de Transmisión es a través de la Red General de Distribución.*

(vii) **Tema 17:** Los Centros de Carga o Unidades de Central Eléctrica pagarán la tarifa de Transmisión correspondiente por la cantidad de energía medida o consumida por el usuario final. *No es relevante la cantidad de energía comprada o vendida al Mercado Eléctrico Mayorista, o bien, la cantidad de energía que se transporta por la Red Nacional de Transmisión.*

(viii) **Tema 25:** Las transacciones de importación y exportación realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista pagarán tarifa de Transmisión; las importaciones pagarán la tarifa aplicable a los “generadores” y las exportaciones pagarán la tarifa aplicable a los “consumidores”.

6.1.5 De acuerdo con el Manual de Importaciones y Exportaciones, el enlace Cd. Industrial-Laredo cuenta con 2 líneas de transmisión, una en 230 kV y otra en 138 kV. Sin embargo, se considera como un solo enlace para fines de liquidaciones y se modela en el nodo de 138 kV. Por lo anterior, las transacciones de importación y exportación realizadas mediante el enlace Cd. Industrial-Laredo pagarán la tarifa de transmisión que determine la CRE. En su defecto, pagarán la tarifa de transmisión asociada con el nodo modelado por el CENACE.

6.1.6 Cargos por el Consumo de Energía

(a) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados C , agregados a la Cuenta de Orden S , en la hora h , es el producto entre la tarifa de transmisión para consumidores aprobada por la Comisión Reguladora de Energía dependiendo del nivel de tensión del nodo donde cada Centro de Carga Directamente Modelado consume la energía, por la energía consumida en el Centro de Carga correspondiente:

$$CaHrTtransCDM_{f,s,c,h} = TtransC_{V(c)} \cdot PmCDMSc_{f,s,c,h}^{ME};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), c \in C, h \in H(D)$$

(Ec. 390)

(b) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados C , agregados a la Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos horarios:

$$CaDiTtransCDM_{f,s,c,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTtransCDM_{f,s,c,h};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), c \in C, h \in H(D)$$

(Ec. 391)

(c) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTtransCDM_{f,s,D} = \sum_{c \in C} CaDiTtransCDM_{f,s,c,D}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 392)

(d) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados a la Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el producto entre la tarifa de transmisión para consumidores aprobada por la Comisión Reguladora de Energía dependiendo del nivel de tensión de la Zona de Carga donde los Centros de Carga Indirectamente Modelados consumen la energía, por la energía consumida en la Zona de Carga correspondiente:

$$CaHrTtransCIM_{f,s,z,h} = \sum_{v \in V} TtransC_{V(z)} \cdot PmCZo_{f,s,z,v,h}^{ME};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 393)

- (e) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados a la Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , es la suma de los cargos horarios:

$$CaDiTtransCIM_{f,s,z,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTtransCIM_{f,s,z,h};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 394)

- (f) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por el consumo de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, agregados en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTtransCIM_{f,s,D} = \sum_{z \in Z} CaDiTtransCIM_{f,s,z,D}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 395)

6.1.7 Cargos por la Exportación de Energía

- (a) El cargo horario al Participante del Mercado f , en cada interconexión internacional i , agregados a la cuenta de orden S , en cada hora h , por la exportación de energía en el Mercado de Tiempo Real, es el producto entre la tarifa de transmisión para consumidores aprobada por la Comisión Reguladora de Energía dependiendo del nivel de tensión de la interconexión internacional donde el Participante del Mercado exporta la energía, por la cantidad de energía programada para ser exportada en la interconexión internacional correspondiente:

$$CaHrTtransExp_{f,s,i,h} = TtransC_{V(n(i))} \cdot PmExp_{f,s,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 396)

- (b) El cargo diario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , para todas las horas del día D , por la energía (programada) para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiTtransExp_{f,s,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTtransExp_{f,s,i,h}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXP$$

(Ec. 397)

- (c) El cargo diario total por la energía programada para ser exportada para el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTtransExp_{f,s,D} = \sum_{i \in EXP} CaDiTtransExp_{f,i,D}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXP$$

(Ec. 398)

6.1.8 Cargo por la Energía Generada

- (a) El cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , agregados a la Cuenta de Orden S , en cada hora h , es el producto de la tarifa de transmisión aprobada por la Comisión Reguladora de Energía para la generación, dependiendo del nivel de tensión del nodo donde la Unidad de Central Eléctrica entrega la energía, por la energía entregada en el nodo correspondiente:

$$CaHrTransGen_{f,s,u,h} = TtransG_{V(u)} \cdot PmGen_{f,s,u,h}^{ME}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 399)

- (b) El cargo diario al Participante del Mercado f , que representa toda o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , por la energía generada, es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiTransGen_{f,s,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTransGen_{f,s,u,h}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in U(f)$$

(Ec. 400)

- (c) El cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , por la energía generada en el nodo correspondiente, es la suma, de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTransGen_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiTransGen_{f,s,u,D}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 401)

6.1.9 Cargo por la Energía Importada

- (a) El cargo horario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , agregados a la cuenta de orden s , en cada hora h , por la importación de energía para el Mercado en Tiempo Real, es el producto de la tarifa de transmisión para generadores aprobada por la Comisión Reguladora de Energía dependiendo del nivel de tensión de la interconexión internacional donde el Participante del Mercado importa la energía, por la cantidad de energía programada para ser importada en la interconexión internacional correspondiente:

$$CaHrTtransImp_{f,s,i,h} = TtransC_{V(n(i))} \cdot PmImp_{f,s,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMP, h \in H(D)$$

(Ec. 402)

- (b) El cargo diario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , agregados a la cuenta de orden s , en el día D , por la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real, es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiTtransImp_{f,s,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTtransImp_{f,s,i,h}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMP$$

(Ec. 403)

- (c) El cargo diario total por la energía programada para ser importada para el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTtransImp_{f,s,D} = \sum_{i \in IMP} CaDiTtransImp_{f,s,i,D}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMP$$

(Ec. 404)

Cargo a los Participantes del Mercado por Servicios de Transmisión

- (a) El cargo diario total por el Servicio de Transmisión en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , agregadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotTtrans_{f,s,D} = CaDiTotTtransCDM_{f,s,D} + CaDiTotTtransCIM_{f,s,D} + CaDiTotTtransExp_{f,s,D} + CaDiTotTransGen_{f,s,D} + CaDiTotTransImp_{f,s,D}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 405)

C5012 Cargo por: Tarifa de Transmisión de Energía

En donde:

<i>C</i>	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
<i>EXP</i>	Conjunto de interconexiones internacionales en las que los Participantes del Mercado pueden exportar energía.
<i>IMP</i>	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que los Participantes del Mercado pueden importar energía.
<i>H(D)</i>	Conjunto de horas del día <i>D</i> (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>UC</i>	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
<i>U(f)</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>USC(f, s)</i>	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado <i>f</i> , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> .
<i>V</i>	Conjunto de niveles de tensión en el sistema. Para efectos de las Tarifas de Transmisión aprobadas por la CRE, solo se distinguen niveles $\geq 220 \text{ kV}$ y $< 220 \text{ kV}$.
<i>Z</i>	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
<i>CaDiTtransCDM_{f,s,c,D}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante el día <i>D</i> , por el consumo de energía de su Centro de Carga Directamente Modelado <i>c</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiTtransCIM_{f,s,z,D}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , de la Zona de Carga <i>z</i> durante el día <i>D</i> , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaDiTotTtransCDM_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante el día <i>D</i> , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaDiTotTtransCIM_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante el día <i>D</i> , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaHrTtransCDM_{f,s,c,h}</i>	Cargo horario al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante la hora <i>h</i> , por el consumo medido de energía de su Centro de Carga Directamente Modelado <i>c</i> Expresado en \$.
<i>CaHrTtransCIM_{f,s,z,h}</i>	Cargo horario al Participante del Mercado <i>f</i> , asociado a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en la Zona de Carga <i>z</i> durante la hora <i>h</i> , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaDiTtransExp_{f,s,i,D}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , agrupada en la cuenta de orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaDiTotTtransExp_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real a través las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> . Expresado en \$.
<i>CaHrTtransExp_{f,s,i,h}</i>	Cargo horario al Participante del Mercado <i>f</i> , por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real a través de la Interconexión Internacional <i>i</i> , agrupada en la cuenta de orden <i>s</i> , en la hora <i>h</i> . Expresado en \$.

$CaDiTransGen_{f,s,u,D}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , y la Cuenta de Orden s , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por la generación de energía. Expresado en \$.
$CaDiTotTransGen_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D , por la energía generada. Expresado en \$.
$CaHrTransGen_{f,s,u,h}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u asociada a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por la energía generada. Expresado en \$.
$CaDiTtransImp_{f,s,i,D}$	Cargo diario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D . Expresado en \$.
$CaDiTotTtransImp_{f,s,D}$	Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s en el día D . Expresado en \$.
$CaHrTtransImp_{f,s,i,h}$	Cargo horario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$CaDiTotTtrans_{f,s,D}$	Cargo diario total por la energía programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , por todas sus transacciones asociadas a la cuenta de orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PmCDMSc_{f,s,c,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, del Centro de Carga Directamente Modelado c , del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, <u>no</u> incluye su contribución a las pérdidas aprobadas de distribución, ya que el Tema 17 del oficio SE/UAE/165/2017 estableció que la Tarifa de Transmisión se aplica a la cantidad de energía medida o consumida por el usuario final, sin importar el retiro de la Red Nacional de Transmisión que esto haya causado. Expresada en MWh .
$PmCZo_{f,s,z,v,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horario del consumo medido (o estimado) de los Centros de Carga Indirectamente Modelados del Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , en la tensión v , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, <u>no</u> incluye su contribución a las pérdidas aprobadas de distribución, ya que el Tema 17 del oficio SE/UAE/165/2017 estableció que la Tarifa de Transmisión se aplica a la cantidad de energía medida o consumida por el usuario final, sin importar el retiro de la Red Nacional de Transmisión que esto haya causado. Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía en el Mercado de Tiempo Real exportada por el Participante del Mercado f a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,s,u,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f y la Cuenta de Orden s , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía importada en el Mercado de Tiempo Real, por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$TtransC_V$	Tarifa de transmisión aprobada por la CRE para consumidores (demanda) en el nivel de tensión V . Expresada en $\$/MWh$ (la tarifa de la CRE se establece en $\$/kWh$).

$TtransG_V$	Tarifa de transmisión aprobada por la CRE para generadores (generación) en el nivel de tensión V . Expresada en $\$/MWh$ (la tarifa de la CRE se establece en $\$/kWh$).
$n(i)$	Nodo de la red en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i .
$V(c)$	Nivel de tensión del nodo donde se conecta el Centro de Carga Directamente Modelado c .
$V(z)$	Nivel de tensión de los Centros de Carga Indirectamente Modelados de la Zona de Carga z .
$V(n(i))$	Nivel de tensión en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión internacional i .
$V(u)$	Nivel de tensión en que se interconecta la Unidad de Central Eléctrica u .

Pago a los Transportistas por Servicios de Transmisión

- (a) El ingreso diario total de transmisión recolectado a través de los cargos a los Participantes del Mercado en el día D , es:

$$IngDiTotTrans_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotTtrans_{f,s,D}$$

(Ec. 406)

- (b) El pago diario total a cada transportista tr , en el día D , es:

$$PaDiTotTrans_{tr,D} = IngDiTotTrans_D \cdot FDIngTrans_{tr}; \forall tr \in T$$

(Ec. 407)

C4921 Pago por: Tarifa de Transmisión

En donde:

T	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a cada transportista tr .
$IngDiTotTrans_D$	Ingreso diario total del día D . Expresado en \$.
$CaDiTotTtrans_{f,s,D}$	Cargo diario total por la energía programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , por todas sus transacciones asociadas a la cuenta de orden s , en el día D . Expresado en \$.
$PaDiTotTrans_{tr,D}$	Pago diario al transportista tr , durante el día D , por el servicio de transmisión. Expresado en \$.
$FDIngTrans_{tr}$	Factor de distribución de ingresos de transmisión correspondiente al transportista tr , en caso de que exista más de un transportista. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución de ingresos de todos los transportistas sea igual a la unidad: $\sum_{t \in T} FDIngTrans_t = 1$. Cantidad adimensional.

6.2 Servicios de Distribución

- 6.2.1** Esta sección describe el mecanismo de liquidación para los distribuidores respecto al Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.
- 6.2.2** Los distribuidores tienen el derecho a recibir el pago por la prestación del servicio público de Distribución de Energía Eléctrica que prestan a los Participantes del Mercado, de acuerdo con las tarifas reguladas aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. En consecuencia, la Comisión Reguladora de Energía ha emitido, mediante el Acuerdo Núm. A/074/2015, las tarifas reguladas para el Servicio Público de Transmisión.
- 6.2.3** El CENACE es quien debe pagar al Distribuidor por los servicios prestados en las Redes Generales de Distribución a los Participantes del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista.

6.2.4 Con el propósito de que los procedimientos de cálculo de los cargos correspondientes sean consistentes con las Tarifas Reguladas de Distribución, la Secretaría de Energía consultó a la Comisión Reguladora de Energía respecto a diversos temas mediante el oficio 318.040/16 de fecha 1 de diciembre de 2016. En respuesta a dicho oficio, el 11 de enero de 2017, la Comisión Reguladora de Energía emitió el oficio SE/UAE/165/2017 del cual se desprende lo siguiente:

- (i) **Tema 5:** Para las Tarifas Reguladas de Distribución definidas en función de demanda, los criterios definidos en el acuerdo A/058/2016 de la Comisión Reguladora de Energía especifican cuál es la “demanda” aplicable a cada Centro de Carga. *Específicamente, dicho acuerdo establece “que los cargos expresados en \$/kW-mes son equivalentes a la demanda máxima registrada medida en kilowatts, dentro de los doce meses anteriores. Los doce meses se contarán a partir del mes inmediato anterior al del día que se trate.”*
- (ii) **Tema 6:** Para las Tarifas Reguladas de Distribución definidas en función de demanda, los criterios definidos en el acuerdo A/058/2016 de la Comisión Reguladora de Energía especifican cuál valor se debe usar para la “demanda” de cada Centro de Carga, cuando la demanda no se considera en su tarifa final. *Específicamente, dicho acuerdo establece “se usará la demanda contratada para los usuarios cuya demanda no se mide.”*
- (iii) **Tema 7:** Se entenderá que la palabra “generador” se utiliza en el acuerdo A/074/2016 como sinónimo de “Central Eléctrica” en términos de la Ley de la Industria Eléctrica. *Por lo tanto, todas las Centrales Eléctricas pagarán las Tarifas Reguladas de Distribución, con independencia de la modalidad de su representante ante el Mercado Eléctrico Mayorista.*
- (iv) **Tema 8:** Las Centrales Eléctricas conectadas a las redes de distribución pagarán el 95% del valor normal de la tarifa de distribución por la energía inyectada, y pagarán el 100% de la tarifa de distribución por la energía consumida, sea por usos propios o no.
- (v) **Tema 9:** Se utilizará la capacidad neta de cada Central Eléctrica para determinar la tarifa de Distribución aplicable a su energía inyectada en la Red General de Distribución.
- (vi) **Tema 10:** La tarifa aplicable a las Centrales Eléctricas conectadas a las Redes Generales de Distribución puede ser el de Pequeña Demanda Baja Tensión (Columna 3), Gran Demanda Baja Tensión (Columna 4) o Grand Demanda Media Tensión (Columna 5). La tarifa aplicable debe basarse en la generación de la Central Eléctrica, sin importar el tamaño de la Central Eléctrica o el tipo de Centro de Carga en caso de que haya sistema de Abasto Aislado. *Para guardar consistencia con la respuesta al Tema 9, se entenderá que la capacidad neta de la Central Eléctrica se utiliza para distinguir entre la tarifa Pequeña Demanda Baja Tensión (Columna 3) y Gran Demanda Baja Tensión (Columna 4).*
- (vii) **Tema 11:** Para los Sistemas de Abasto Aislado con interconexión a las Redes Generales de Distribución, las Tarifas Reguladas de Distribución se deberán de aplicar al valor neto entre la generación y consumo; dicho criterio se aclarará en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (viii) **Tema 12:** La forma de calcular el valor neto entre generación y consumo (en particular, si se calculará en cada hora de manera individual, o si se compensará entre diferentes horas) podrán ser definidas una vez que la Comisión Reguladora de Energía emita las Disposiciones Administrativas de Carácter General al respecto. *En cuanto el criterio en mención se establezca, se supondrá que la compensación se lleva a cabo en cada hora individualmente.*
- (ix) **Tema 13:** Cuando se aplica el neteo para los Sistemas de Abasto Aislado, la tarifa de distribución que aplica a la cantidad neta (en el caso de distribución, la tarifa asociada con una cantidad en particular de demanda o de consumo) será la cual la Comisión Reguladora de Energía aclarará una vez que emita las Disposiciones Administrativas de Carácter General al respecto. *En cuanto el criterio en mención se establezca, se supondrá que aplica la tarifa correspondiente al sentido del flujo neto de energía.*

- (x) **Tema 14:** Los Centros de Carga o Unidades de Central Eléctrica pagarán la tarifa de Distribución correspondiente por la cantidad de energía medida o consumida por el usuario final. *No es relevante la cantidad de energía comprada o vendida al Mercado Eléctrico Mayorista, o bien, la cantidad de energía que se inyecta a las Redes Generales de Distribución.*
- 6.2.5** El Distribuidor enviará al CENACE de forma diaria la información requerida para calcular el cargo correspondiente al Servicio de Distribución con el fin de que sea incluido en los Estados de Cuenta Diarios de cada Participante de Mercado, Cuenta de Orden y activo de referencia, por lo anterior se deberá especificar lo siguiente:
- (a) El total de los consumos o demandas, según aplica, por los Centros de Carga conectadas a la Redes Generales de Distribución, desagregadas por División de Distribución y por la tarifa de distribución aplicable.
- (b) El total de la energía generada o capacidad de generación instalada, según aplica, por las Unidades de Central Eléctrica conectadas a la Redes Generales de Distribución, desagregadas por División de Distribución y por la tarifa de distribución aplicable.
- 6.2.6** Los Distribuidores tienen la obligación de pagar el valor de las pérdidas de energía en exceso a las aprobadas que ocurran en sus Redes Generales de Distribución; y tienen el derecho a recibir el valor de los ahorros en pérdidas de energía que ocurran en sus Redes Generales de Distribución respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía.
- 6.2.7** La diferencia entre las pérdidas observadas y las reconocidas, será pagado o cobrado por el Distribuidor. Este cálculo lo realizará el CENACE en forma diaria y formará parte del Estado de Cuenta Diario.
- 6.2.8 Importe por cobrar por el servicio de distribución en suministros conectados a las Redes Generales de Distribución en forma diaria por División de Distribución**
- (a) La Distribuidora realizará la toma de lecturas de todos los Centros de Carga que reciban energía eléctrica de las Redes Generales de Distribución. Dichas lecturas, y los procesos de estimación y cálculo que se realicen sobre ellas, deberán dar como resultado el consumo o demanda total, según se requiere, desglosado por:
- (i) Tarifa aplicable de Distribución (el uso de consumo o de demanda dependerá de cuál tarifa de distribución es aplicable)
- (ii) División de Distribución
- (iii) Participante de Mercado y Cuenta de Orden que representa el Centro de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista
- (b) Las Tarifas de Distribución se asignarán a cada Centro de Carga considerando los siguientes criterios:
- (i) **Tarifa DB1 Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes:** su correlativo con las tarifas finales son 01, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F. Para obtener la cantidad de energía que determina cuál tarifa de distribución es aplicable, se debe obtener el consumo promedio diario de cada servicio con base en los doce meses anteriores y multiplicarlo por 30.5; si el valor obtenido es de hasta 150 kWh o menor, dicho Centro de Carga pagará la Tarifa de Distribución DB1.
- (ii) **Tarifa DB2, Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh – mes:** su correlativo con las tarifas finales son 01, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC. Para obtener la cantidad de energía que determina cuál tarifa de distribución es aplicable, se debe obtener el consumo promedio diario de cada servicio con base en los doce meses anteriores y multiplicarlo por 30.5, si el valor obtenido es mayor a 150 kWh, dicho Centro de Carga pagará la Tarifa de Distribución DB2.
- (iii) **Tarifa PDBT, Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW - mes:** su correlativo son las tarifas finales son 02, 05, 5A, 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N y EA. Para el caso de las tarifas 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N y EA, solo puede aplicarse la tarifa PDBT cuando el servicio se toma en Baja Tensión. En el caso de las tarifas 05, 5A, 06, 09, 9M, 9CU, 9N y EA, para obtener la cantidad de demanda que determina cuál tarifa de distribución es aplicable, se debe utilizar la demanda

contratada o, en caso de que no exista demanda contratada, se debe obtener el consumo promedio diario de cada servicio con base en los doce meses anteriores y dividirlo por 24. Si el valor obtenido es de hasta 25 *kW* o menor, dicho Centro de Carga pagará la Tarifa de Distribución PDBT.

- (iv) **Tarifa GDBT, Gran Demanda Baja Tensión mayor a 25 *kW* – mes:** su correlativo con las tarifas finales son 03, 05, 5A, 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N y EA. Para el caso de las tarifas 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N y EA, solo puede aplicarse la tarifa PDBT cuando el servicio se toma en Baja Tensión. En el caso de las tarifas 05, 5A, 06, 09, 9M, 9CU, 9N y EA, para obtener la cantidad de demanda que determina cuál tarifa de distribución es aplicable, se debe utilizar la demanda contratada o, en caso de que no exista demanda contratada, se debe obtener el consumo promedio diario de cada servicio con base en los doce meses anteriores y dividirlo por 24. Si el valor obtenido es mayor a 25 *kW*, dicho Centro de Carga pagará la Tarifa de Distribución GDBT.
- (v) **Tarifa GDMT, Gran Demanda en Media Tensión:** su correlativo con las tarifas finales son 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N, EA, OM, HM, HMC, OMF, HMF y HMFC. Para el caso de las tarifas 06, 07, 09, 9M, 9CU, 9N y EA, sólo aplicará la tarifa GDMT cuando el servicio se toma en Media Tensión.
- (c) En caso de que las Centrales Eléctricas y Centros de Carga en un Sistema de Abasto Aislado no cuenten con medición individual, la determinación de cuál tarifa de distribución es aplicable, así como la aplicación de las tarifas de distribución, se realizará con base en la inyección o retiro neto. Para la aplicación de dichas tarifas, se incluirán los consumos y demandas netas de dichos sistemas de Abasto Aislado dentro de los consumos y demandas netas de cada Participante de Mercado. Lo anterior, sin perjuicio de que la Distribuidora o el CENACE aplicará estimaciones de la generación y consumo por separado a fin de aplicar las obligaciones de servicios conexos, de Certificados de Energías Limpias y de Potencia, y los demás cobros prorrateados en el Mercado Eléctrico Mayorista.

6.2.9 Generación Local por parte de Usuarios de Distribución.

- (a) La Distribuidora realizará la toma de lecturas de todas las Centrales Eléctricas que inyectan energía eléctrica de las Redes Generales de Distribución. Dichas lecturas, y los procesos de estimación y cálculo que se realicen sobre ellas, deberán dar como resultado el consumo o demanda total, según se requiere, desglosado por:
 - (i) Tarifa aplicable de Distribución (el uso de consumo o de demanda dependerá de cuál tarifa de distribución es aplicable)
 - (ii) División de Distribución
 - (iii) Participante de Mercado y Cuenta de Orden que representa el Centro de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista
- (b) Con los registros obtenidos se aplicarán los mismos criterios establecidos en el numeral anterior para determinar cuál tarifa de distribución corresponde a cada Central Eléctrica.
- (c) En caso de que las Centrales Eléctricas y Centros de Carga en un Sistema de Abasto Aislado no cuenten con medición individual, la determinación de cuál tarifa de distribución es aplicable, así como la aplicación de las tarifas de distribución, se realizará con base en la inyección o retiro neto. Para la aplicación de dichas tarifas, se incluirán los consumos y demandas netas de dichos sistemas de Abasto Aislado dentro de los consumos y demandas netas de cada Participante de Mercado. Lo anterior, sin perjuicio de que la Distribuidora o el CENACE aplicará estimaciones de la generación y consumo por separado a fin de aplicar las obligaciones de servicios conexos, de Certificados de Energías Limpias y de Potencia, y los demás cobros prorrateados en el Mercado Eléctrico Mayorista.

6.2.10 El distribuidor, de forma diaria, deberá integrar la información generada de acuerdo con las tarifas de distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, desglosadas por Participante del Mercado *f*, Cuenta de Orden *s*, en el día *D*, en cada división de distribución *div* y la tarifa de distribución aplicable *td*. Esta información puede ser concentrada en un archivo digital para su envío al CENACE a través de correo electrónico o en el Sistema de Información del Mercado del Mercado Eléctrico Mayorista.

6.2.11 Cargos a los Participantes del Mercado por los Servicios de Distribución.

- (a) La Comisión Reguladora de Energía ha aprobado los cargos por servicios de Distribución (tarifas de distribución) correspondiente a la división, al nivel de tensión, nivel de consumo (o generación) y demanda (o capacidad instalada).
- (b) El cargo diario al Participante del Mercado es el producto de la tarifa de distribución definida por la Comisión Reguladora de Energía para el nivel de tensión, nivel de consumo (o generación) y demanda (o capacidad instalada), por la cantidad de energía consumida (o generada) y la cantidad de demanda (o capacidad instalada).

6.2.12 Cargo por el Consumo de Energía.

- (a) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados a la Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotDistCDM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} (BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot ConsDM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot DemDM_{f,s,td,div})$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(Ec. 408)

- (b) El cargo diario total para cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de los Centros de Carga Indirectamente Modelados agregados en la Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotDistCIM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} (BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot ConsIM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot DemIM_{f,s,td,div})$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f),$$

(Ec. 409)

6.2.13 Cargos por la Energía Generada.

- (a) El cargo diario a cada Participante de Mercado f por la tarifa de distribución asociada con la generación de sus Centrales Eléctricas Directamente Modeladas, agregados a la Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotDistGDM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} 0.95 * (BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot GenDM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot GenCapDM_{f,s,td,div})$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(Ec. 410)

- (b) El cargo diario a cada Participante de Mercado f por la tarifa de distribución asociada con la generación de sus Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas, agregados a la Cuenta de Orden S , en el día D , es:

$$CaDiTotDistGIM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} 0.95 * (BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot GenIM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot GenCapIM_{f,s,td,div})$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(Ec. 411)

Cargo a los Participantes del Mercado por Servicios de Distribución

- (a) El cargo diario total por el Servicio de Distribución en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , agregadas en una Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotDist_{f,s,D} = CaDiTotDistCDM_{f,s,D} + CaDiTotDistCIM_{f,s,D} + CaDiTotDistGDM_{f,s,D} + CaDiTotDistGIM_{f,s,D}; \quad \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 412)

C5212 Cargo por: Tarifa de Distribución de Energía**6.2.14 Pago a los Distribuidores por Servicios de Distribución.**

- (a) El ingreso diario total de distribución recolectado a través de los cargos a los Participantes del Mercado en el día D , es:

$$IngDiTotDist_D = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDist_{f,s,D}$$

(Ec. 413)

- (b) El pago diario a cada distribuidor dr , en el día D , es:

$$PaDiTotDist_{dr,D} = IngDiTotDist_D \cdot FDIngDist_{dr}; \forall t \in DIS$$

(Ec. 414)

C5114 Pago por: Tarifa de Distribución

En donde:

DD	Conjunto de Divisiones de Distribución (16 Divisiones).
ERC	Conjunto de Entidades Responsable de Carga.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
TD	Conjunto de Tarifas de Distribución td aprobadas por la CRE (DB1, DB2, PDBT, GDBT, GDMT).
$BiCons_{td}$	Variable binaria. Toma valor de 1 en caso de que la tarifa de distribución td sea cobrada en función del consumo o generación de energía y valor de 0 en caso contrario. Cantidad adimensional.
$BiDem_{td}$	Variable binaria. Toma valor de 1 en caso de que la tarifa de distribución td sea cobrada en función de la demanda o capacidad y valor de 0 en caso contrario. Cantidad adimensional.
$CaDiTotDistCDM_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
$CaDiTotDistCIM_{f,s,D}$	Cargo diario total del Participante del Mercado f , agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
$CaDiTotDistGDM_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctricas Directamente Modeladas, agregados en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por la tarifa de distribución asociada con su generación. Expresado en \$.
$CaDiTotDistGIM_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctricas Indirectamente Modeladas, a la Cuenta de Orden s , durante el día D , por la tarifa de distribución asociada con su generación. Expresado en \$.
$CaDiTotDist_{f,s,D}$	Cargo diario total del Participante del Mercado f , agregadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por la tarifa de distribución. Expresado en \$.
$tdC_{td,div}$	Tarifa de Distribución aprobada por la CRE para una tensión y nivel de consumo td , en la división div . Expresada en \$/kWh-mes.
$tdD_{td,div}$	Tarifa de Distribución aprobada por la CRE para una tensión y nivel de demanda td , en la división div . Expresada en \$/kW-mes.

ConsDM _{<i>f,s,td,div</i>}	Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todos los Centros de Carga Directamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kWh</i> .
ConsIM _{<i>f,s,td,div</i>}	Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kWh</i> .
DemDM _{<i>f,s,td,div</i>}	Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todos los Centros de Carga Directamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kW</i> -mes.
DemIM _{<i>f,s,td,div</i>}	Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kW</i> -mes.
GenDM _{<i>f,s,td,div</i>}	Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todas las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas cuya generación corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kWh</i> .
GenIM _{<i>f,s,td,div</i>}	Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todas las Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados cuya generación corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kWh</i> .
GenCapDM _{<i>f,s,td,div</i>}	Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todas las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas cuya generación corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kW</i> -mes.
GenCapIM _{<i>f,s,td,div</i>}	Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado f , agregado en la Cuenta de Orden s , en total para todas las Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados cuya generación corresponde a tarifa de distribución td en la división de distribución div . Expresada en <i>kW</i> -mes.
IngDiTotDist _{<i>D</i>}	Ingreso diario total en el día D . Expresado en \$.
PaDiTotDist _{<i>dr,D</i>}	Pago diario al Distribuidor dr , durante el día D , por el servicio de transmisión. Expresado en \$.
FDIngDist _{<i>dr</i>}	Factor de distribución de ingresos de Distribución correspondiente al distribuidor dr . Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución de ingresos de todos los distribuidores sea igual a la unidad: $\sum_{t \in DIS} FDIngDist_t = 1$. Cantidad adimensional.

6.3 Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y Servicio de Control del Sistema

- 6.3.1** La Comisión Reguladora de Energía ha aprobado las tarifas de operación del CENACE, aplicables a generadores (generación) y otro a cargas (consumo) en *pesos/MWh*.
- 6.3.2** Esta sección describe el mecanismo de liquidación para el CENACE respecto al Servicio Público de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y Servicio de Control del Sistema.
- 6.3.3** Con el propósito de que los procedimientos de cálculo de los cargos correspondientes sean consistentes con las Tarifas Reguladas de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, la Secretaría de Energía consultó a la Comisión Reguladora de Energía respecto a diversos temas mediante el oficio 318.040/16 de fecha 01 de diciembre de 2016. En respuesta a dicho oficio, el 11 de enero de 2017, la Comisión Reguladora de Energía emitió el oficio SE/UAE/165/2017 del cual se desprende lo siguiente:

- (i) **Tema 23:** La cantidad de energía sobre la cual se cobrará la tarifa de operación del CENACE se aclara en el Acuerdo A/058/2016 de la Comisión Reguladora de Energía. *La tarifa de operación del CENACE se aplicará a las compras y ventas de energía física en el Mercado Eléctrico Mayorista.*
- (ii) **Tema 24:** La aplicación de la tarifa del CENACE a los contratos bilaterales, se determina en el Acuerdo A/058/2016 de la Comisión Reguladora de Energía. *Los contratos bilaterales son de naturaleza financiera, no representan una transacción física, por lo tanto, dichos contratos no estarán sujetos al cobro de la tarifa del CENACE.*
- (iii) **Tema 25:** Las transacciones de importación y exportación realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista pagarán la tarifa del CENACE; las importaciones pagarán la tarifa aplicable a los “generadores” y las exportaciones pagarán la tarifa aplicable a los “consumidores”.

6.3.4 Cargos por el Consumo de Energía

- (a) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados a la Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en la hora h , es el producto de la tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable al consumo, por la energía retirada por los Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo correspondiente, en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCenaceCDM_{f,s,n,h} = TCenaceC \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 415)

- (b) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, agregados a la Cuenta de Orden S , en cada nodo n , en el día D , es la suma de los cargos horarios:

$$CaDiCenaceCDM_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrTCenaceCDM_{f,s,n,h}; \quad \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 416)

- (c) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados, de cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos correspondientes a cada nodo:

$$CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D} = \sum_{n \in N} CaDiCenaceCDM_{f,s,n,D} \quad \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 417)

- (d) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, de cada Cuenta de Orden S , para cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el producto de la tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable al consumo, por la energía consumida por los Centros de Carga Indirectamente Modelados, en la Zona de Carga correspondiente, en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h} = TCenaceC \cdot PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}; \quad \forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 418)

- (e) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, de cada Cuenta de Orden S , en cada Zona de Carga Z , en el día D , es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h}; \quad \forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, n \in NZ(z),$$

(Ec. 419)

- (f) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por en el consumo de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, de cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D} = \sum_{z \in Z} CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D}; \forall f \in SM, s \in S(f) \quad (Ec. 420)$$

6.3.5 Cargos por la Exportación de Energía

- (a) El cargo horario al Participante del Mercado f , en cada interconexión internacional i , en cada hora h , por la exportación de energía en el Mercado de Tiempo Real, es el producto de la tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable al consumo, por la energía programada para ser exportada por el Participante del Mercado, a través de la interconexión internacional correspondiente en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCenaceExp_{f,i,h} = TCenaceC \cdot PmExp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 421)$$

- (b) El cargo diario al Participante del Mercado f , en cada interconexión internacional i , para todas las horas del día D , por la energía (programada) para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real será igual a la suma, de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiCenaceExp_{f,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceExp_{f,i,h}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s) \quad (Ec. 422)$$

- (c) El cargo diario total al Participante del Mercado f , en las interconexiones internacionales, agrupadas a la Cuenta de Orden S , en el día D , por la energía programada para ser exportada para el Mercado de Tiempo Real por será igual a la suma, para todas las interconexiones internacionales asociadas a la Cuenta de Orden del participante, de los cargos diarios correspondientes a cada una de las interconexiones en la Cuenta de Orden:

$$CaDiTotCenaceExp_{f,s,D} = \sum_{i \in EXP} CaDiCenaceExp_{f,i,D}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 423)$$

6.3.6 Cargo por la Energía Generada

- (a) Cuando una Unidad de Central Eléctrica entrega su energía en un solo nodo, el cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante la hora h , es el producto de la tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable a generación, por la energía entregada en el nodo correspondiente, en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCenaceGen_{f,u,h} = TCenaceG \cdot PmGen_{f,u,N(u),h}^{ME}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D) \quad (Ec. 424)$$

Cuando una Unidad de Central Eléctrica entrega su energía en varios nodos, la distribución de la cantidad generada entre los nodos depende de la configuración en la que opera. Como el pago de la energía se hace con base en las mediciones horarias de la energía entregada en cada nodo, no es necesario conocer la o las configuraciones bajo las que se operó en la hora. El cargo horario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de la Central Eléctrica u , en la hora h , es la suma del producto de la Tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable a generación, por la energía entregada en los nodos correspondientes:

$$CaHrCenaceGen_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} TCenaceG \cdot PmGen_{f,u,n,h}^{ME}; \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D) \quad (Ec. 425)$$

- (b) El cargo diario por la energía generada al Participante del Mercado f , que representa toda o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma, para todas las horas del día, de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiCenaceGen_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceGen_{f,u,h}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \quad (Ec. 426)$$

- (c) El cargo diario total por la energía generada al Participante del Mercado f , por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotCenaceGen_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiCenaceGen_{f,u,D}; \forall f \in G, s \in S(f) \quad (Ec. 427)$$

6.3.7 Cargo por la Energía Importada

- (a) El cargo horario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en cada hora h , por la importación de energía en el Mercado en Tiempo Real es el producto de la tarifa del CENACE aprobada por la Comisión Reguladora de Energía por la operación aplicable a generación, por la energía programada para ser importada por el Participante del Mercado a través de la interconexión internacional correspondiente, en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCenaceImp_{f,i,h} = TCenaceG \cdot PmImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D) \quad (Ec. 428)$$

- (b) El cargo diario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , por la energía programada para ser importada en el Mercado de Tiempo Real es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$CaDiCenaceImp_{f,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceImp_{f,i,h}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f, s) \quad (Ec. 429)$$

- (c) El cargo diario total al Participante del Mercado f , a través las interconexiones internacionales, agrupados en la Cuentas de Orden s , en el día D , por la energía programada para ser importada para el Mercado de Tiempo Real es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaDiTotCenaceImp_{f,s,D} = \sum_{i \in IMP} CaDiCenaceImp_{f,i,D}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 430)$$

Cargo a los Participantes del Mercado por Servicios del CENACE

- (a) El cargo diario total por el Servicio del CENACE al Participante del Mercado f , agregadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$\begin{aligned} CaDiTotCenace_{f,s,D} &= CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D} + CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D} + CaDiTotCenaceExp_{f,s,D} \\ &\quad + CaDiTotCenaceGen_{f,s,D} + CaDiTotCenaceImp_{f,s,D} \end{aligned} \quad (Ec. 431)$$

C5412 Cargo por: Tarifa por Servicio de CENACE

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
EXP	Conjunto de interconexiones internacionales en las que los Participantes del Mercado pueden exportar energía.

IMP	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que los Participantes del Mercado pueden importar energía.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
N(u)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica u , puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega.
U(f)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UK	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
US	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
USC(f, s)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
CaDiTotCenace_{f,s,D}	Cargo diario total por los servicios del CENACE al Participante del Mercado f , agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
CaDiCenaceCDM_{f,s,n,D}	Cargo diario al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , en nodo n , durante el día D , por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D}	Cargo diario al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , de la Zona de Carga z durante el día D , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D}	Cargo diario total al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , durante el día D , por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D}	Cargo diario total al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , durante el día D , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
CaHrCenaceCDM_{f,s,n,h}	Cargo horario al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , en nodo n , durante la hora h , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h}	Cargo horario al Participante del Mercado f , a la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z durante la hora h , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
CaDiCenaceExp_{f,i,D}	Cargo diario al Participante del Mercado f , por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en el día D . Expresado en \$.
CaDiTotCenaceExp_{f,s,D}	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.

$CaHrCenaceExp_{f,i,h}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$CaDiCenaceImp_{f,i,D}$	Cargo por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en el día D , Expresado en \$.
$CaDiTotCenaceImp_{f,s,D}$	Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
$CaHrTransImp_{f,i,h}$	Cargo horario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , en la hora h . Expresado en \$.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma División de Distribución y tensión. Expresada en MWh .
$PmCIMS_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma División de Distribución y tensión, para el Participante del Mercado f , en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horario del consumo medido (o estimado) del Participante del Mercado f , de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, agrupados en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria exportada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la cantidad medida para la Unidad de Central Eléctrica u , entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmImp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria importada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$TCenaceG$	Tarifa del CENACE aprobada por la CRE para la operación aplicable a generación. Expresada en $\$/MWh$.
$TCenaceC$	Tarifa del CENACE aprobada por la CRE por la operación aplicable al consumo. Expresada en $\$/MWh$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo n de la red del Modelo Comercial de Mercado.
$n(i)$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .

6.3.8 Pago al CENACE por Servicios de Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional y operación del Mercado.

- (a) El pago diario total al CENACE es igual al ingreso diario total recolectado a través de los cargos a los Participantes del Mercado en el día D , es:

$$PaDiTotCenace_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotCenace_{f,s,D}$$

(Ec. 432)

C5323 Pago por: Tarifa del CENACE

En donde:

- $CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D}$ Cargo diario total al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
- $CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D}$ Cargo diario total al Participante del Mercado f , agrupados en la Cuenta de Orden s , durante el día D , por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
- $CaDiTotCenaceExp_{f,s,D}$ Cargo diario total al Participante del Mercado f , en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
- $CaDiTotCenaceGen_{f,s,D}$ Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D , por la energía generada en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
- $CaDiTotCenaceImp_{f,s,D}$ Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden s , el día D ,. Expresado en \$.
- $CaDiTotCenace_{f,s,D}$ Cargo diario total por los Servicios de CENACE al Participante del Mercado f , en la Cuenta de Orden s , el día D ,. Expresado en \$.
- $PaDiTotCenace_D$ Pago diario total al CENACE, durante el día D , por el servicio del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado. Expresado en \$.

6.4 Vigilancia del Mercado

6.4.1 Pago a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para realizar la función de vigilancia.

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión de Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del pago el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C5524**

6.4.2 Cargos a los Participantes del Mercado por la función de Vigilancia del Mercado.

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión de Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del cargo el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C5612**

6.5 Servicios Conexos no Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista

6.5.1 Pago a los Generadores por el servicio de Reserva de Potencia Reactiva

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del pago el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C5701**

6.5.2 Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de Reserva de Potencia Reactiva

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del cargo el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C5812**

6.5.3 Pago a los Generadores por el servicio de Potencia Reactiva

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del pago el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C5901**

6.5.4 Cargo a los Participantes del Mercado por el servicio de Potencia Reactiva

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del cargo el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C6012**

6.5.5 Pago a los Generadores por el Servicio de Arranque de Emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del Sistema

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del pago el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C6101**

6.5.6 Cargo a los Participantes del Mercado por el Servicio de Arranque de Emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema

- (a) Se liquidará en los términos de la regulación tarifaria que emita la Comisión Reguladora de Energía.
- (b) Para identificar el concepto, la forma de agregación y el receptor del cargo el Folio Único de Liquidación deberá contener los caracteres: **C6212**

CAPÍTULO 7 Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia

7.1 Precio Neto de Potencia

7.1.1 Cada año, en los primeros dos meses del año, se lleva a cabo el Mercado para el Balance de Potencia, en el que se determina el Precio Neto de Potencia que será aplicado en cada zona de precios de Potencia. Una zona de precios de Potencia es un conjunto de nodos que pertenecen a un Sistema Interconectado y posiblemente a una o más zonas de Potencia definidas en ese Sistema Interconectado que como resultado del Mercado para el Balance de Potencia les corresponde el mismo Precio Neto de Potencia. Con base en este precio se liquidan las Ofertas Netas de Potencia y las Obligaciones Netas de Potencia de los Participantes con unidades de central eléctrica conectadas en los nodos de la zona de precios de potencia, o con cargas eléctricas suministradas en los nodos de la zona de precios de potencia.

7.1.2 Las Ofertas Netas de Potencia y las Obligaciones Netas de Potencia dependen de la Capacidad Entregada por los Generadores, de las Obligaciones Brutas de Potencia de las Entidades Responsables de Carga y de las Transacciones Bilaterales de Potencia entre Generadores y Entidades Responsables de Carga, relativas al año anterior, que hayan sido informadas al CENACE como se describe en las Bases del Mercado Eléctrico.

7.1.3 Pago a los Participantes por su Oferta Neta de Potencia.

El día en que se programó la liquidación del Mercado de Balance de Potencia correspondiente a cada año, se pagará a los Participantes por su Oferta Neta de Potencia en la zona de precios de Potencia, al Precio Neto de Potencia correspondiente:

$$PaONP_{f,s,p,D} = \begin{cases} PrPot_{p,a} OfeNetPot_{f,s,p,a} \cdot 1 \text{ Año} ; & \text{si } D = DL(a) \\ 0 ; & \text{si } D \neq DL(a) \end{cases} \quad \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f), p \in P(a)$$

(Ec. 433)

El pago total a los a los Participantes por sus Ofertas Netas de Potencia en cada Sistema Eléctrico Interconectado es la suma respecto a las zonas de precios de potencia consideradas:

$$PaTotONP_{f,s,D} = \sum_{p \in P(a)} PaONP_{f,s,p,D} ; \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 434)

E2713 Pago por: Oferta Neta de Potencia a los Participantes

En donde:

G	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a generadores.
P(a)	El conjunto de zonas de precios netos de potencia, resultantes del Mercado para el Balance de Potencia realizado para el año a .
S(f)	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a suministradores.
UC	El conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
DL(a)	Fecha del día en que será liquidado el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año a .
OfeNetPot_{f,s,p,a}	Oferta Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año a . Expresada en MW.
PaONP_{f,s,p,D}	Pago por la Oferta Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día D . Expresado en \$.
PaTotONP_{f,s,D}	Pago por las Ofertas Netas de Potencias asociadas a la Cuenta de Orden s , del participante f , en las diversas zonas de precios netos de potencia, que resultaron en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día D . Expresado en \$.
PrPot_{p,a}	Precio Neto de la Potencia en la zona de precios netos de potencia p , durante el año a . Expresado en \$/MW-Año.

7.1.4 Cargo a los Participantes por su Obligación Neta de Potencia

El día en que se programó la liquidación del Mercado de Balance de Potencia correspondiente a cada año, se cobrará a los Participantes por su Obligación Neta de Potencia en una zona de precios de Potencia, al Precio Neto de Potencia correspondiente:

$$FAPot_{p,a} = \min \left[1, \frac{\sum_{f \in G \cup SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} (OfeNetPot_{f,s,p,a})}{\sum_{f \in G \cup SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} (OblNetPot_{f,s,p,a})} \right] ; p \in P(a)$$

$$CaOblNP_{f,s,p,D} = \begin{cases} PrPot_{p,a} OblNetPot_{f,s,p,a} FAPot_{p,a} \cdot 1 \text{ Año} ; & \text{si } D = DL(a) \\ 0 ; & \text{si } D \neq DL(a) \end{cases} \quad \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f), p \in P(a)$$

(Ec. 435)

El cargo total a los a los Participantes por sus Obligaciones Netas de Potencia en cada Sistema Eléctrico Interconectado es la suma respecto a las zonas de precios de potencia consideradas:

$$CaTotOblNP_{f,s,D} = \sum_{p \in P(a)} CaOblNP_{f,s,p,D} ; \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 436)

E2613 Cargo por: Obligación Neta de Potencia a los Participantes

En donde:

G	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a generadores.
P(a)	El conjunto de zonas de precios netos de potencia, resultantes del Mercado para el Balance de Potencia realizado para el año a .
S(f)	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a suministradores.
UC	El conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
DL(a)	Fecha del día en que será liquidado el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año a .
FAPot_{p,a}	Factor de Ajuste de Potencia en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año a . Cuando la oferta neta de Potencia sea menor que la obligación neta de Potencia en el Sistema Interconectado o Zona de Potencia, FAPot_{p,a} < 1 . Cantidad adimensional.
OblNetPot_{f,s,p,a}	Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año a . Expresada en MW.
CaOblNP_{f,s,p,D}	Cargo por la Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día D . Expresado en \$.
CaTotOblNP_{f,s,D}	Cargo por las Obligaciones Netas de Potencias asociadas a la Cuenta de Orden s , del participante f , en las diversas zonas de precios netos de potencia, que resultaron en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día D . Expresado en \$.
PrPot_{p,a}	Precio Neto de la Potencia en el la zona de precios netos de potencia p , durante el año a . Expresado en \$/MW-Año.

7.1.5 Cargo a las Entidades Responsables de Carga por su Contribución al Pago de Potencia Eficiente

Debido a que es posible que las Ofertas de Potencia Neta en las diversas zonas de precios sean mayores que las Obligaciones Netas de Potencia, cuando esto ocurre, la diferencia es potencia neta eficiente que es pagada. El pago, se distribuye entre las Entidades Responsables de Carga en proporción a sus Obligaciones Brutas de Potencia. El precio para distribuir el costo de la Potencia Eficiente en cada Sistema Eléctrico Interconectado es:

$$PrPPE_a = \frac{\sum_{p \in P(a)} PrPot_{p,a} \max[0, \sum_{f \in G \cup SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} (OfeNetPot_{f,s,p,a} - OblNetPot_{f,s,p,a})]}{\sum_{f \in SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} OblBruPot_{f,s,a}} ; \forall a \in A$$

(Ec. 437)

El cargo a las Entidades Responsables de Carga por la Potencia Eficiente en el Sistema Eléctrico Interconectado es:

$$CaPPE_{f,s,D} = \begin{cases} PrPPE_a \cdot OblBruPot_{f,s,a} \cdot 1 \text{ Año} ; & \text{si } D = DL(a) \\ 0 ; & \text{si } D \neq DL(a) \end{cases} \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 438)

E4413 Cargo por: Contribución al Pago de Potencia Eficiente

En donde:

A	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
G	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a generadores.
CaPPE_{f,s,D}	Cargo para contribuir al pago de la Potencia Eficiente en el Sistema Eléctrico Interconectado al que pertenecen la Entidades Responsables de Carga con obligaciones Brutas de Potencia durante el año que se liquida el día D ; el cargo se aplica a la Cuenta de Orden s , del participante f . Expresado en \$.
P(a)	El conjunto de zonas de precios netos de potencia, resultantes del Mercado para el Balance de Potencia realizado para el año a .
S(f)	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a suministradores.
UC	El conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
PrPot_{p,a}	Precio Neto de la Potencia en el la zona de precios netos de potencia p , durante el año a . Expresado en \$/MW-Año.
PrPPE_a	Precio para distribuir el pago realizado a la Potencia Eficiente respecto a las obligaciones de las Entidades Responsables de Carga, durante el año a . Expresado en \$/MW-Año.
OblBruPot_{f,s,a}	Obligación Bruta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , correspondiente al año a . Expresada en MW.
OblNetPot_{f,s,p,a}	Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año a . Expresada en MW.
OfeNetPot_{f,s,p,a}	Oferta Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden s , del participante f , en la zona de precios netos de potencia p , resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año a . Expresada en MW.

CAPÍTULO 8**Liquidación de Conceptos Complementarios****8.1 Exceso/Ahorro de Pérdidas de Energía en las Redes de Transmisión y Distribución**

8.1.1 Los Transportistas y Distribuidores responsables de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución tienen un incentivo para reducir las pérdidas de energía reales en la Red Eléctrica. El incentivo es que el valor económico de una reducción de las pérdidas reales respecto a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es pagado al Transportista o Distribuidor que logra la reducción; mientras que, el valor económico de un exceso de las pérdidas reales respecto a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía es cobrado al Transportista o Distribuidor responsable del aumento en las pérdidas.

8.1.2 En las Redes que correspondan al Mercado Eléctrica Mayorista:

- La Comisión Reguladora de Energía tiene la facultad para determinar el valor de pérdidas reconocidas para la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Por ende, la Comisión Reguladora de Energía tiene la facultad para determinar el valor de pérdidas reconocidas en las Redes que correspondan al Mercado Eléctrica Mayorista, las cuales consisten en la Red Nacional de Transmisión y parte de las Redes Generales de Distribución.
- Las pérdidas reales en las Redes que correspondan al Mercado Eléctrica Mayorista se reflejarán en los Precios Marginales Locales usados de la energía comprada y vendida por los Participantes del Mercado. Por lo tanto, si existe una diferencia entre

las pérdidas reconocidas y las pérdidas reales, será necesaria una operación para asignar los costos (positivos o negativos) de esta diferencia a los Transportistas y Distribuidores correspondientes, y a la vez, devolver estos costos a los Participantes del Mercado.

- (c) La diferencia entre las pérdidas reconocidas y reales se valora al Precio Marginal Local promedio de la energía en la sección de la red donde ocurren, para lo cual se utilizan los precios que se determinan en el Mercado de Tiempo Real. Esta cantidad es cobrada (o pagada si el resultado es negativo) al Transportista o Distribuidor correspondiente.
- (d) En caso de que la Comisión Reguladora de Energía no determine un valor aprobado de pérdidas de energía para alguna sección de la red eléctrica, el pago señalado en esta sección no se aplicará; más bien, de acuerdo con el Tema 4 del oficio SE/UAE/2017, se supondrá que las pérdidas observadas son reconocidas en sus valores reales.
- (e) La cantidad media horaria de las pérdidas de energía reales en cada sección de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista en la sección w , en la hora h , se determina sumando los valores horarios medidos de: (a) la cantidad vendida al Mercado Eléctrico Mayorista por las Centrales Eléctricas interconectadas a la sección de red, (b) el negativo de la cantidad neta que sale de la sección de red hacia los sistemas externos a través de las interconexiones internacionales a las que está conectada (en caso de existir importaciones netas a través de las interconexiones internacionales, este término resultará positivo), (c) la cantidad media recibida de las secciones de red vecinas a través de diversos puntos de entrega entre secciones de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (en caso de que la sección en cuestión es exportador neto a secciones vecinas de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, este término tendrá valor negativo), y (d) el negativo de la cantidad vendida por el Mercado Eléctrico Mayorista a representantes de Centros de Carga en nodos incluidos en la sección de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista:

$$PmPer_{w,h}^{ME} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} \sum_{n \in NS(w)} PmGen_{f,u,n,h}^{ME} \\ - \sum_{n \in NS(w)} \sum_{i \in II(n)} PmInt_{i,h}^{ME} \\ + \sum_{j \in WV(w)} \sum_{l \in L(j,w)} PmTra_{j,w,l,h}^{ME} \\ - \sum_{n \in NS(w)} PmEnt_{n,h}^{ME} \end{cases}$$

$$\forall w \in W, h \in H(D)$$

(Ec. 140)

- (f) Las pérdidas de energía no aprobadas en la sección w , en la hora h , son el resultado de restar a las pérdidas medidas y las pérdidas aprobadas:

$$PmPerNoA_{w,h}^{TR} = PmPer_{w,h}^{ME} - PmPerApr_{w,h}^{TR}; \quad \forall w \in W, h \in H(D)$$

(Ec. 141)

- (g) El precio medio al que se carga o paga al Transportista o Distribuidor encargado de la sección de Red Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, en la sección w , en la hora h , se calcula:

$$PrPerNoA_{w,h}^{TR} = \frac{1}{|NS(w)|} \cdot \sum_{n \in NS(w)} PrEne_{n,h}^{TR}; \quad \forall w \in W, h \in H(D)$$

(Ec. 142)

- (h) El cargo o pago horario al Transportista o Distribuidor encargado de cada sección w de la Red Eléctrica del Mercado, en la hora h , por el exceso o reducción de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas es:

$$CaHrPNA_{w,h}^{TR} = \max \{0, PrPerNoA_{w,h}^{TR} \cdot PmPerNoA_{w,h}^{TR}\}; \forall w \in W, h \in H(D) \quad (Ec. 143)$$

$$PaHrPNA_{w,h}^{TR} = \max \{0, -PrPerNoA_{w,h}^{TR} \cdot PmPerNoA_{w,h}^{TR}\}; \forall w \in W, h \in H(D) \quad (Ec. 144)$$

- (i) El cargo y pago diario al Transportista o Distribuidor encargado de cada sección de la Red Eléctrica del Mercado w , en el día D , por el exceso de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas es:

$$CaDiPNA_{w,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrPNA_{w,h}^{TR}; \forall w \in W \quad (Ec. 145)$$

F2814 Cargo por: Exceso de pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

$$PaDiPNA_{w,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPNA_{w,h}^{TR}; \forall w \in W \quad (Ec. 146)$$

F2814 Pago por: Reducción de pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

- (j) En 4.1.15, se explicó cómo se calculan las compras de energía física asociadas a una Cuenta de Orden, de los diversos participantes, para una hora específica; el valor de las cuales se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}$. En 4.1.16 se calculan las compras totales de energía física para cada hora, el valor de las cuales se representa con el símbolo: $CmTotEneFis_h$.
- (k) El precio de distribución, entre los compradores de energía física, del valor monetario del exceso o reducción de pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado en la hora h , es:

$$PrDisPNA_h^{TR} = \frac{\sum_{w \in W} CaHrPNA_{w,h}^{TR}}{CmTotEneFis_h}; h \in H(D) \quad (Ec. 147)$$

$$PrDisRPA_h^{TR} = \frac{\sum_{w \in W} PaHrPNA_{w,h}^{TR}}{CmTotEneFis_h}; h \in H(D) \quad (Ec. 148)$$

- (l) El pago o cargo horario por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o disminución al Participante del Mercado f , asociado a cada Cuenta de Orden s , en la hora h , por la compra de energía física es:

$$PaHrPNA_{f,s,h}^{TR} = PrDisPNA_h^{TR} CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 149)$$

$$CaHrPNA_{f,s,h}^{TR} = PrDisRPA_h^{TR} CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D) \quad (Ec. 150)$$

- (m) El pago y cargo diario por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o disminución al Participante del Mercado f , correspondiente a cada Cuenta de Orden S , en cada día D , comprador de energía física es:

$$PaDiPNA_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPNA_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f) \quad (Ec. 151)$$

F2918 Pago por: Distribución del Valor del Exceso de Pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

$$CaDiPNA_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrPNA_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 152)

F2918 Cargo por: Distribución del Valor de la Reducción de Pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

En donde:

C	Conjunto de participantes del mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los participantes del mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
II(n)	Conjunto de interconexiones internacionales, cuyo nodo de entrega/recepción es el nodo n . Solo puede haber dos casos: (1) el conjunto es vacío, o (2) solo tiene una interconexión internacional.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
L(j, w)	Conjunto de puntos de entrega entre la sección j de la Red Eléctrica del Mercado y la sección w de la Red Eléctrica del Mercado.
NS(w)	Conjunto de nodos en la sección w de la Red Eléctrica del Mercado.
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .
SM	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
U(f)	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f .
UC	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
W	Conjunto de secciones de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.
WV(w)	Conjunto la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista y las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista vecinas a la sección w .
CaDiPNA_{w,D}^{TR}	Cargo diario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, en el día D , por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en \$.
PaDiPNA_{w,D}^{TR}	Pago diario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, en el día D , por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en \$.
CaHrPNA_{w,h}^{TR}	Cargo horario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, pago en la hora h , por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en \$.
PaHrPNA_{w,h}^{TR}	Pago horario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, pago en la hora h , por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en \$.
CmEnFi_{f,s,h}	Compra PM de Energía Física del Participante Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .

$CmTotEneFis_h$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora h . Expresada en MWh .
$ NS(w) $	Número de elementos en el conjunto $NS(w)$. Cantidad adimensional.
$PaDiPNA_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden s , en el día D , por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso y reducción, Expresado en \$.
$CaDiPNA_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden s , en el día D , por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso y reducción, Expresado en \$.
$PaHrPNA_{f,s,h}^{TR}$	Pago horario al Participante del Mercado f , comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o reducción. Expresado en \$
$CaHrPNA_{f,s,h}^{TR}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden s , en la hora h , por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o reducción. Expresado en \$
$PmEnt_{n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media entregada en el nodo n de alguna sección de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, al Distribuidor que da el servicio en la zona de carga a la que pertenece el nodo, medida durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmGen_{f,u,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , de la <u>cantidad</u> medida entregada en el nodo n , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmInt_{i,h}^{ME}$	Cantidad de energía media entregada a un sistema eléctrico externo (o recibida del sistema eléctrico externo cuando el valor es negativo), medida en la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmPer_{w,h}^{ME}$	Cantidad de energía media de las pérdidas de energía medidas, en la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora h . Expresado en MWh .
$PmPerApr_{w,h}^{TR}$	Cantidad de energía media de las pérdidas de energía aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, en la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmPerNoA_{w,h}^{TR}$	Cantidad de energía media del exceso de las pérdidas de energía medidas respecto al valor aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, en la sección w de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmTra_{j,w,l,h}^{ME}$	Cantidad de energía media entregada por la sección j a la sección w , en el punto de entrega l , medida durante la hora h , entre ambas secciones de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. El valor puede ser negativo. Expresada en MWh .
$PrDisPNA_h^{TR}$	Precio de distribución, entre los compradores de energía física, del valor monetario del exceso de pérdidas en las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrDisRPA_h^{TR}$	Precio de distribución, entre los compradores de energía física, del valor monetario del ahorro de pérdidas en las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Locales el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrPerNoA_{w,h}^{TR}$	Precio medio aplicado al exceso de las pérdidas de energía medidas respecto al valor aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, en la sección w , durante la hora h , de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Expresado en $\$/MWh$.

8.1.3 Redes Generales de Distribución

- (a) La energía que se cobra a las Entidades Responsables de Carga por el consumo de sus Centros de Carga Directamente Modelados e Indirectamente Modelados en cada Zona de Carga incluye las pérdidas técnicas y no técnicas aprobadas por la CRE al Distribuidor que da su servicio a los consumidores en cada Zona de Carga. La diferencia entre la cantidad cobrada a las Entidades Responsables de Carga y la cantidad medida en cada Zona de Carga es pagada (o cobrada si resulta negativa) al Distribuidor al promedio del Precio Marginal Local en la Zona de Carga determinado en el Mercado de Tiempo Real.
- (b) El exceso (o ahorro si el resultado es negativo) de pérdidas de energía en las Redes Generales de Distribución que atienden a los consumidores en cada Zona de Carga, calculado para cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el resultado de la diferencia entre la energía medida que le fue entregada a la zona, y la energía que fue cobrada las Entidades Responsables de Carga por sus Centros de Carga Directamente e Indirectamente Modelados:

$$\begin{aligned}
 PmPerRNO_{z,h}^{ME} &= PmEnt_{z,h}^{ME} + GenDist_{z,h}^{ME} \\
 &\quad - \sum_{f \in ERC} \sum_{n \in NZ(z)} PmCDM_{f,n,h}^{ME} \\
 &\quad - \sum_{f \in ERC} PmCIM_{f,z,h}^{ME} + Pnt_{z,h} \\
 &\quad \forall z \in Z, h \in H(D)
 \end{aligned}$$

(Ec. 153)

- (c) Mediante el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017, la Comisión Reguladora de Energía estableció que el costo de las pérdidas no-técnicas aprobadas en cada zona de distribución y tensión se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico en condiciones de regularidad en la misma zona de distribución y tensión. Por lo tanto, siempre y cuando permanezca vigente dicha regulación, no se realizará un ajuste generalizado para asignar el costo de pérdidas no-técnicas de distribución a todos los Centros de Carga Directamente o Indirectamente Modelados en el Sistema Eléctrico Nacional. Mientras permanezca vigente esta regulación, las pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada $Pnt_{z,h}$, tendrá valor de cero. Lo anterior, porque las pérdidas no-técnicas aprobadas en cada zona de distribución y tensión se encontrarán incluidos en los términos $PmCDM_{f,n,h}^{ME}$ y $PmCIM_{f,z,h}^{ME}$.
- (d) El cargo y pago horario por el exceso o reducción de pérdidas de energía en las Red Generales de Distribución que atiende a los consumidores en cada Zona de Carga Z , en la hora h , es el producto del precio zonal de la energía la Zona de Carga determinado en el Mercado de Tiempo Real por el exceso o reducción de pérdidas calculado para la Zona de Carga:

$$CaHrPerRNO_{z,h}^{TR} = \max \{0, PrZEne_{z,h}^{TR} \cdot PmPerRNO_{z,h}^{ME}\}; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 154)

$$PaHrPerRNO_{z,h}^{TR} = \max \{0, -PrZEne_{z,h}^{TR} \cdot PmPerRNO_{z,h}^{ME}\}; \forall z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 155)

- (e) El cargo y pago diario por el exceso o ahorro de pérdidas de energía en las Redes Generales de Distribución que atiende a los consumidores en cada Zona de Carga Z , en el día D , es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$CaDiPerRNO_{z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrPerRNO_{z,h}^{TR}; \forall z \in Z$$

(Ec. 156)

F4114 Cargo por: Exceso de pérdidas en la Zona de Carga

$$PaDiPerRNO_{z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPerRNO_{z,h}^{TR}; \forall z \in Z$$

(Ec. 157)

F4114 Pago por: Ahorro de pérdidas en la Zona de Carga

En donde:

ERC	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
NZ(z)	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la Zona de Carga z .
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
CaDiPerRNO_{z,D}^{TR}	Cargo diario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga z , en el día D , por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, con infraestructura que NO es parte de la Red Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista. Expresado en \$.
PaDiPerRNO_{z,D}^{TR}	Pago diario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga z , en el día D , por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, con infraestructura que NO es parte de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Expresado en \$.
CaHrPerRNO_{z,h}^{TR}	Cargo horario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga z , en la hora h , por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, con infraestructura que NO es parte de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Expresado en \$.
PaHrPerRNO_{z,h}^{TR}	Pago horario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga z , en la hora h , por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía, con infraestructura que NO es parte de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Expresado en \$.
Pnt_h	Pérdidas NO técnicas aprobadas en la Zona de Carga z , durante la hora h , a asignarse de forma generalizada a las Entidades Responsables de Carga. Mientras permanezca vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, tendrá valor de cero porque las pérdidas no-técnicas se asignarán a los Centros de Carga que reciben el Suministro Eléctrico legalmente en la zona de distribución y tensión donde ocurran las pérdidas no-técnicas. Expresado en <i>MWh</i> .
PmEnt_{z,h}^{ME}	Cantidad de energía media entregada en la Zona de Carga z , medida durante la hora h de alguna sección de las Redes Eléctrica que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, al Distribuidor que da el servicio en la Zona de Carga a la que pertenece el nodo. Expresada en <i>MWh</i> .
GenDist_{z,h}^{ME}	Cantidad de energía media generada en la Zona de Carga z , medida durante la hora h , y entregada al Distribuidor que da el servicio en la Zona de Carga. Expresada en <i>MWh</i> .
PmCDM_{f,n,h}^{ME}	Cantidad de energía media del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados del Participante del Mercado f , conectadas al nodo n , durante la hora h . Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, incluye su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión. Expresada en <i>MWh</i> .

$PmCIM_{f,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media del consumo medido en la Zona de Carga de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas de distribución y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión, para el Participante del Mercado f , en la Zona de Carga z , durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmPerRNO_{z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media del exceso (o ahorro) de pérdidas de energía en las Redes Generales de Distribución o en las Redes Nacionales de Transmisión que atienden a los consumidores en cada Zona de Carga, calculado para la Zona de Carga z , y para la hora h . Expresada en MWh .
$PrZEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en la zona z , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

8.2 Intercambios con Sistemas Externos para Asegurar Confiabilidad

8.2.1 Cuando, para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE programa la importación o exportación de energía con sistemas externos, el intercambio acordado debe quedar debidamente registrado.

- (a) Si el acuerdo con el sistema externo sucede después de la hora de cierre de ofertas del Mercado del Día en Adelanto para el día en el que ocurrirá el intercambio, éste se registra únicamente como un intercambio programado en el Mercado de Tiempo Real y se liquidará dicha cantidad en el Mercado de Tiempo Real.
- (b) Si el acuerdo con el sistema externo sucede antes de la hora de cierre de ofertas del Mercado del Día en Adelanto para el día en el que ocurrirá el intercambio, éste se registra como un intercambio programado en el Mercado del Día en Adelanto y se liquidará dicha cantidad en el Mercado del Día en Adelanto, mientras cualquier ajuste al intercambio programado se liquidará el Mercado de Tiempo Real. En cualquier caso, debe indicarse:
 - (i) el sistema externo con el que se acordó el intercambio;
 - (ii) la cantidad media horaria que se acordó importar o exportar en cada hora a través de cada interconexión internacional; y
 - (iii) el precio pagado o cobrado al sistema externo por cada MWh de energía recibida o entregada en cada hora y en cada interconexión internacional.
- (c) Cabe señalar que las diferencias entre los intercambios programados y los intercambios medidos se liquidarán a través del tipo de cobro por Desbalance en Interconexiones Internacionales (intercambio inadvertido), aun cuando existen intercambios para asegurar confiabilidad.

8.2.2 Pago y cargo a Representantes de Sistemas Externos por Intercambios

- (a) El pago o cargo horario a cada sistema externo x , con el que se acordó un intercambio para asegurar la Confiabilidad, en una interconexión internacional específica i , en una hora h , es la suma de los productos del precio acordado por la cantidad comprada o la cantidad vendida en la hora:

$$PaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR} = PrIEC_{i,h} \cdot PmISE_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \forall x \in X, i \in I, h \in H(D) \quad (Ec. 158)$$

$$CaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR} = PrIEC_{i,h} \cdot PmESE_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \forall x \in X, i \in I, h \in H(D) \quad (Ec. 159)$$

- (b) El pago y cargo diario a cada sistema externo x , con el que se acordaron intercambios para asegurar la Confiabilidad a través de una interconexión internacional específica i , en el día D , es la suma de pagos y cargos horarios:

$$PaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR}; \forall x \in X, i \in I \quad (Ec. 160)$$

$$CaDiCnfSE_{x,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCnfSE_{x,i,h}^{TR}; \forall x \in X, i \in I$$

(Ec. 161)

- (c) El pago y cargo diario total a cada sistema externo x , con el que se acordaron intercambios para asegurar la Confiabilidad a través de todas las interconexiones internacionales, en el día D , es la suma de pagos y cargos diarios asociados a cada una de las interconexiones internacionales:

$$PaDiTotCnfSE_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} PaDiCnfSE_{x,i,D}^{TR}; \forall x \in X$$

(Ec. 162)

F3115 Pago por: Intercambio acordado con el Sistema Externo

$$CaDiTotCnfSE_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} CaDiCnfSE_{x,i,D}^{TR}; \forall x \in X$$

(Ec. 163)

F3115 Cargo por: Intercambio acordado con el sistema externo

En donde:

$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
I	Conjunto de interconexiones internacionales.
X	Conjunto de sistemas externos con los que se intercambia energía.
$PaDiCnfSE_{x,i,D}^{TR}$	Pago diario al sistema externo x , a través de la interconexión internacional i , en el día D , por los intercambios acordados con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$CaDiCnfSE_{x,i,D}^{TR}$	Cargo diario al sistema externo x , a través de la interconexión internacional i , en el día D , por los intercambios acordados con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$PaDiTotCnfSE_{x,D}^{TR}$	Pago diario total al sistema externo x , a través de todas las interconexiones internacionales, en el día D , por los intercambios acordados con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$CaDiTotCnfSE_{x,D}^{TR}$	Cargo diario total al sistema externo x , a través de todas las interconexiones internacionales, en el día D , por los intercambios acordados con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$PaHrCnfSE_{x,i,h}^{TR}$	Pago horario al sistema externo x , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , por el intercambio acordado con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$CaHrCnfSE_{x,i,h}^{TR}$	Cargo horario al sistema externo x , a través de la interconexión internacional i , en la hora h , por el intercambio acordado con CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
$PmESE_{x,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media de exportación hacia el sistema externo x , a través de la interconexión i , para ser implementada durante la hora h que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real. Expresada en MWh .
$PmISE_{x,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media de importación hacia el sistema externo x , a través de la interconexión i , para ser implementada durante la hora h que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real. Expresada en MWh .
$PrIEC_{i,h}$	Precio acordado por la energía importada o exportada por el CENACE, desde o hacia un sistema externo, para asegurar la Confiabilidad, a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.

8.2.3 Cargo a Compradores de Energía Física por Intercambios para Asegurar Confiabilidad

- (a) El valor monetario que será distribuido, en cada hora h , entre los Participantes del Mercado en proporción a sus compras físicas de energía es el que permite saldar la diferencia entre el intercambio al precio acordado con el sistema externo y el resultado de la liquidación en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real de los intercambios acordados por el CENACE para asegurar la Confiabilidad, este valor es:

$$VaIEC_h^{TR} = \begin{cases} \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrIEC_{i,h} (PmISE_{x,i,h}^{TR} - PmESE_{x,i,h}^{TR}) \\ - \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrEne_{n(i),h}^{MA} (PmISE_{x,i,h}^{MA} - PmESE_{x,i,h}^{MA}) \\ - \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrEne_{n(i),h}^{TR} [(PmISE_{x,i,h}^{TR} - PmESE_{x,i,h}^{TR}) - (PmISE_{x,i,h}^{MA} - PmESE_{x,i,h}^{MA})] \end{cases}$$

$$\forall h \in H(D)$$

(Ec. 164)

- (b) En 4.1.15 se describe el cálculo de las Compras de Energía Física para Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Generadores y Comercializadores, su valor se representa con el símbolo: $CmEnFi_{f,s,h}$
- (c) Las Compras Totales de Energía Física en una hora h específica, es la suma de las Compras de Energía Física en todas las Cuentas de Orden de todos los Participantes del Mercado:

$$CmTotEneFis_h = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} CmEnFi_{f,s,h} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 165)

- (d) El precio unitario horario, con base en el cual será distribuido entre los Participantes del Mercado compradores de energía física el valor correspondiente a los intercambios con sistemas externos acordados por el CENACE para asegurar la Confiabilidad es:

$$PrDisIEC_h^{TR} = \frac{VaIEC_h^{TR}}{CmTotEneFis_h} ; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 166)

- (e) El cargo y pago horario a cada Participante del Mercado f , por las compras de energía física asociadas a cada Cuenta de Orden s , en la hora h , son:

$$CaHrIEC_{f,s,h}^{TR} = \max\{0, PrDisIEC_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 167)

$$PaHrIEC_{f,s,h}^{TR} = \max\{0, -PrDisIEC_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 168)

- (f) El cargo y pago diario a cada Participante del Mercado f , por las Compras de Energía Física asociadas a cada Cuenta de Orden s , en el día D , son:

$$CaDiIEC_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrIEC_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 169)

F3218 Cargo por: Contribución al pago de intercambios por Confiabilidad

$$PaDiIEC_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrIEC_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 170)

F3218 Pago por: Contribución al cargo de intercambios por Confiabilidad

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
H(D)	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
I	Conjunto de interconexiones internacionales.
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
X	Conjunto de sistemas externos con los que se intercambia energía.
CaDiIEC_{f,s,D}^{TR}	Cargo diario al Participante del Mercado f , por sus compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D , para contribuir al pago y cobro del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
PaDiIEC_{f,s,D}^{TR}	Pago diario al Participante del Mercado f , por sus compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D , para contribuir al pago y cobro del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
CaHrIEC_{f,s,h}^{TR}	Cargo horario al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden s , en la hora h , para contribuir al pago o cargo del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
PaHrIEC_{f,s,h}^{TR}	Pago horario al Participante del Mercado f , correspondiente a las compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden s , en la hora h , para contribuir al pago o cargo del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en \$.
CmEnFi_{f,s,h}	Compra de Energía Física al Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
CmTotEneFis_h	Compra Total de Energía Física de los participantes, durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
n(i)	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
PmESE_{x,i,h}^{MA}	Cantidad de energía media de exportación hacia el sistema externo x , que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , para ser implementada durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .
PmESE_{x,i,h}^{TR}	Cantidad de energía media de exportación hacia el sistema externo x , que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real, a través de la interconexión internacional i , para ser implementada durante la hora h . Expresada en <i>MWh</i> .

$PmISE_{x,i,h}^{MA}$	Cantidad de energía media de importación hacia el sistema externo x , que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional i , para ser implementada durante la hora h . Expresada en MWh .
$PmISE_{x,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media de importación hacia el sistema externo x , que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real, a través de la interconexión internacional i , para ser implementada durante la hora h . Expresada en MWh .
$PrDisIEC_h^{TR}$	Precio unitario para la hora h , con base en el cual será distribuido entre los compradores de energía física el valor monetario correspondiente a los intercambios con sistemas externos acordados por el CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $\$/MWh$.
$PrEne_{n,h}^{MA}$	Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrEne_{n,h}^{TR}$	Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$PrIEC_{i,h}$	Precio acordado por la energía importada o exportada por el CENACE, desde o hacia un sistema externo, para asegurar la Confiabilidad, a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresado en $\$/MWh$.
$VaIEC_h^{TR}$	Cantidad que en la hora h , será distribuida entre los compradores de energía física para saldar la diferencia entre el intercambio al precio acordado con el sistema externo y el resultado de la liquidación en los mercados del Día en Adelanto y de Tiempo Real de los intercambios acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $\$$.

8.3 Desbalance en Interconexiones Internacionales

- 8.3.1. El intercambio medido en una interconexión internacional en una hora específica es el valor de la potencia media que fluye desde/hacia el sistema externo. El desbalance del intercambio en una interconexión internacional en una hora específica es la diferencia entre el intercambio medido y el intercambio programado para los Participantes del Mercado en la interconexión internacional en la hora especificada, más, el intercambio acordado entre CENACE con algún sistema externo con el propósito de enfrentar una amenaza a la Confiabilidad del suministro. Los desbalances en las interconexiones internacionales ocurren por diversas razones, no imputables directamente a los participantes que importan o exportan energía, ni al resto de los participantes. El intercambio de energía medida (Importación y exportación) será con respecto al medidor que se acuerde en los términos del contrato pactado con el sistema externo.
- 8.3.2. Los registros de desbalance se concilian con los Sistemas Eléctricos Vecinos con quienes se tengan convenios y/o contratos que establezcan la manera en que se lleva a cabo la compensación de este desbalance (pudiesen ser en especie o en efectivo). La frecuencia de estas compensaciones también es acordada bilateralmente entre el CENACE y cada uno de los Sistemas Eléctricos Vecinos, a nivel de interconexión internacional. La compensación en especie se puede programar en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real. Cuando se realice una compensación monetaria, la cantidad y el Precio del intercambio por desbalance serán registrados para proceder a su liquidación.
- 8.3.3. Pago o cargo al CENACE (Representante de Sistemas Vecinos) por los Desbalances en interconexiones internacionales
- (a) En cada una de las interconexiones internacionales, la cantidad acordada de cobro o pago con el Sistema Eléctrico Vecino en la hora es la suma del producto del precio del desbalance en el intercambio por la cantidad del desbalance:

$$CaHrAcDes_{x,i,h}^{TR} = PrDes_{n(i),h} PmDesExp_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \quad \forall x \in X, i \in I, h \in H(D) \quad (\text{Ec. 470})$$

$$PaHrAcDes_{x,i,h}^{TR} = PrDes_{n(i),h} PmDesImp_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \quad \forall x \in X, i \in I, h \in H(D) \quad (\text{Ec. 471})$$

- (b) La cantidad acordada de cobro o pago diario al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino) en la interconexión internacional es la suma de pagos o cargos horarios:

$$CaDiAcDes_{x,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrAcDes_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \quad \forall x \in X, i \in I \quad (\text{Ec. 472})$$

$$PaDiAcDes_{x,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrAcDes_{x,i,h}^{TR} \cdot 1 \text{ hora}; \quad \forall x \in X, i \in I \quad (\text{Ec. 473})$$

- (c) El pago o cargo diario al Sistema Eléctrico Vecino por el desbalance compensado monetariamente es la suma de pagos o cargos diarios asociados a cada una de las interconexiones internacionales:

$$CaDiTotAcDes_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} CaDiAcDes_{x,i,D}^{TR}; \quad \forall x \in X$$

$$PaDiTotAcDes_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} PaDiAcDes_{x,i,D}^{TR}; \quad \forall x \in X$$

(Ec. 474)

F6315 Cargo al CENACE o a los representantes del sistema externo por el desbalance acordado monetariamente

F6315 Pago al CENACE o a los representantes del sistema externo por el desbalance acordado monetariamente

En donde:

$n(i)$	El nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
I	El conjunto de interconexiones internacionales.
X	El conjunto los Sistemas Eléctricos Vecinos, externos o extranjeros con los que se intercambia energía.
$PaHrAcDes_{x,i,h}^{TR}$	Pago horario al sistema externo x , por la energía de desbalance en la interconexión internacional i , durante la hora h . El pago horario se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en \$.
$CaHrAcDes_{x,i,h}^{TR}$	Pago o Cargo horario al sistema externo x , por la energía de desbalance en la interconexión internacional i , durante la hora h . El cargo horario se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en \$.
$PrDes_{n(i),h}$	Precio de la energía de desbalance con el sistema externo, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PmDesImp_{x,i,h}^{TR}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser importada desde el Sistema Eléctrico Vecino en la hora h en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$PmDesExp_{x,i,h}^{TR}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser exportada hacia el Sistema Eléctrico Vecino en la hora h en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$PaDiAcDes_{x,i,D}^{TR}$	
$CaDiAcDes_{x,i,D}^{TR}$	Pago o Cargo diario al sistema externo x , por la energía de desbalance en la interconexión internacional i , la interconexión internacional i . El pago o cargo diario se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en \$.

(Continúa en la Cuarta Sección)

CUARTA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

(Viene de la Tercera Sección)

$PaDiTotAcDes_{x,D}^{TR}$

$CaDiTotAcDes_{x,D}^{TR}$

Pago o Cargo al sistema externo x , por la energía de desbalance en las interconexiones internacionales. El pago o cargo se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en \$.

8.3.4. Cargo a los Participantes del Mercado por los Desbalances en interconexiones internacionales

- (d) En cada hora, se determina el valor monetario del desbalance y se distribuye entre los Participantes del Mercado en proporción a sus compras PM de Energía Física. Esto toma en cuenta todos los desbalances que ocurran, independientemente de si el operador del sistema los va a compensar en especie posteriormente, o si el desbalance que está ocurriendo es el resultado de una compensación en especie de desbalances previos (programados en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real), o si la compensación del desbalance es monetaria. Para la energía medida, se utilizará aquella energía reportada según el medidor que se acuerde en el contrato pactado con el sistema externo. El valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales, en cada hora es:

$$\begin{aligned} VaDII_h^{TR} = & \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrEne_{n(i),h}^{MA} (PmDesExp_{x,i,h}^{MA} - PmDesImp_{x,i,h}^{MA}) \cdot 1 \text{ hora} \\ & + \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmDesExp_{x,i,h}^{TR} - PmDesImp_{x,i,h}^{TR}) \cdot 1 \text{ hora} \\ & - \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrEne_{n(i),h}^{TR} (PmDesExp_{x,i,h}^{MA} - PmDesImp_{x,i,h}^{MA}) \cdot 1 \text{ hora} \\ & - \sum_{x \in X} \sum_{i \in I} PrDes_{n(i),h} (PmDesExp_{x,i,h}^{TR} - PmDesImp_{x,i,h}^{TR}) \cdot 1 \text{ hora} \end{aligned}$$

$\forall h \in H(D)$

(Ec. 475)

- (e) El precio unitario con el que se distribuye el valor monetario del desbalance de las interconexiones internacionales entre los participantes en proporción a sus compras de energía física es:

$$PrDII_h^{TR} = \frac{VaDII_h^{TR}}{CmTotEnFis_h}; \forall h \in H(D)$$

(Ec. 476)

- (f) El cargo o pago horario a los Participantes de Mercado para distribuir el valor monetario del desbalance de las interconexiones internacionales, por las compras de energía física asociadas a cada Cuenta de Orden es:

$$PaHrDII_{f,s,h}^{TR} = \min [0, PrDII_h^{TR}] \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(F), h \in H(D)$$

$$CaHrDII_{f,s,h}^{TR} = \max [0, PrDII_h^{TR}] \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 477)

- (g) El cargo o pago diario a los Participantes de Mercado, para distribuir el valor monetario del desbalance de las interconexiones internacionales:

$$PaDiDII_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrDII_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

$$CaDiDII_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrDII_{f,s,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(F)$$

(Ec. 478)

F3018 Cargo por: Contribución de los Participantes del Mercado al pago del desbalance en interconexiones internacionales

F3018 Pago por: Contribución de los Participantes del Mercado al cargo del desbalance en interconexiones internacionales

En donde:

$n(i)$	El nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión i .
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$S(f)$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado.
X	El conjunto los Sistemas Eléctricos Vecinos, externos o extranjeros con los que se intercambia energía.
$PrDes_{n(i),h}$	Precio de la energía de desbalance con el sistema externo, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PmDesImp_{x,i,h}^{TR}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser importada desde el Sistema Eléctrico Vecino en la hora h en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$PmDesExp_{x,i,h}^{TR}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser exportada hacia el Sistema Eléctrico Vecino en la hora h en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$VaDII_h^{TR}$	El valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales, en la hora h a ser distribuido entre los compradores de Energía Física. Expresado en \$.
$PrEne_{n(i),h}^{MA}$	Precio medio de la energía en el Mercado de Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PmDesExp_{x,i,h}^{MA}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Día en Adelanto para ser exportada hacia el Sistema Eléctrico Vecino, en la hora h , en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$PmDesImp_{x,i,h}^{MA}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Día en Adelanto para ser importada desde el Sistema Eléctrico Vecino, en la hora h , en la interconexión internacional i . Expresado en \$/MWh.
$PrEne_{n(i),h}^{TR}$	Precio medio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
$PrDII_h^{TR}$	El precio unitario para distribuir el valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales en la hora h . Expresado en \$/MW.
$CmTotEnFis_h$	Compras Totales de energía física en la hora h . Expresado en MW.
$PaHrDII_{f,s,h}^{TR}$	
$CaHrDII_{f,s,h}^{TR}$	Pago o cargo horario al Participante del Mercado f , de la cuenta de Orden del Participante del Mercado s correspondiente a la distribución el valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales. Expresado en \$.
$CmEnFi_{f,s,h}$	Compras de energía física del Participante del Mercado f , de la cuenta de Orden del Participante del Mercado s , en la hora h . Expresado en MW.
$PaDiDII_{f,s,D}^{TR}$	
$CaDiDII_{f,s,D}^{TR}$	Pago o cargo diario al Participante del Mercado f , de la cuenta de Orden del Participante del Mercado s correspondiente a la distribución el valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales. Expresado en \$.

8.4 Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía

8.4.1 El sistema de liquidaciones procesa diariamente las multas instruidas por la Comisión Reguladora de Energía cuya fecha de aplicación coincida con la fecha del día que se está liquidando.

8.4.2 La información mínima que recibe el sistema de liquidaciones por cada multa instruida por la Comisión Reguladora de Energía es la siguiente:

- Identificador de la multa: permite relacionarla con una descripción de la multa y hacer el seguimiento de su procesamiento.
- Clave del Integrante de la Industria Eléctrica que recibe la multa (por ejemplo: Suministrador, Usuario Calificado, Generador, Comercializador, Transportista, o Distribuidor)
- Clave de la Cuenta de Orden del Integrante de la Industria Eléctrica que recibe la multa donde será cargado el monto de la multa.
- Fecha del día en el que debe ser procesada la multa en las liquidaciones.
- Monto de la multa expresada en (\$).

8.4.3 Cargo por Multas a Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores

- El cargo por las multas instruidas por la Comisión Reguladora de Energía del Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor e , en cada Cuenta de Orden S , aplicables en el día D , es:

$$CaTotMul_{e,s,D} = \sum_{m \in MUL(D)} CaMul_{e,s,m,D}; \forall e \in F \cup TRA \cup DIS, s \in SE(e)$$

(Ec. 479)

F2316 Cargo por: Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
DIS	Conjunto de los Distribuidores.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MUL(D)$	Conjunto de multas instruidas por la CRE que deben aplicarse el día D .
$SE(e)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor e .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
TRA	Conjunto de los Transportistas.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaMul_{e,s,m,D}$	Cargo diario del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor e , en cada Cuenta de Orden S , por la multa m , instruida por la CRE para ser aplicada el día D . Expresado en (\$).
$CaTotMul_{e,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor e , en cada Cuenta de Orden S , por las multas instruidas por la CRE, para ser aplicadas el día D . Expresado en (\$).

8.4.4 Pagos de los Ingresos por Multas al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

- El Fondo de Servicio Universal Eléctrico recibe los montos de las multas que cada día se aplican a los Participantes del Mercado, los Transportistas y los Distribuidores. En términos del artículo 166 de la Ley de la Industria Eléctrica, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico recibirá los montos de las multas independientemente de que haya llegado a su requerimiento anual. Por lo anterior:

- (i) Los montos recibidos por multas con anterioridad a que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico haya llegado a su requerimiento anual se tomarán en cuenta en el año en curso, por lo que resultarán en una reducción en la contribución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto en el mismo año.
- (ii) Los montos recibidos por multas con posterioridad a que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico haya llegado a su requerimiento anual resultarán en contribuciones a dicho Fondo que rebasen su requerimiento anual; dichos fondos se tomarán en cuenta en el año siguiente.
- (b) El pago por multas instruidas por la Comisión Reguladora de Energía al Fondo de Servicio Universal Eléctrico es:

$$PaDiFSUMul_D = \sum_{e \in FUTRAUDIS} \sum_{s \in SE(e)} CaTotMul_{e,s,D}$$

(Ec. 480)

F2406 Pago por: Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
DIS	Conjunto de los Distribuidores.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
SE(e)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor <i>e</i> .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
TRA	Conjunto de los Transportistas.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$CaTotMul_{e,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor <i>e</i> , a la Cuenta de Orden <i>s</i> , por las multas instruidas por la CRE, para ser aplicadas el día <i>D</i> . Expresado en (\$).
$PaDiFSUMul_D$	Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por las multas instruidas por la CRE y aplicadas durante el día <i>D</i> . Expresado en (\$).

8.5 Penalizaciones Estipuladas en las Reglas del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado sin un Destino Explícito

8.5.1 Las Bases del Mercado Eléctrico prevén la posibilidad de que las Reglas del Mercado estipulen penalizaciones adicionales para garantizar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, y que cuando no se indique expresamente el destino del monto ingresado por estos conceptos, su destino sea el Fondo de Capital de Trabajo. Actualmente las Bases establecen dos penalizaciones que se pueden incluir en esta categoría:

- (a) Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real; y
- (b) Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de activación de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias en el Mercado de Tiempo Real.

8.5.2 En los dos casos anteriores se hace una evaluación mensual de cada uno de los servicios de acuerdo con la metodología establecida en el “Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos”. El resultado de la evaluación indicará si el servicio prestado por una Unidad de Central Eléctrica durante el mes alcanzó el estándar mínimo de cumplimiento. Cuando para alguno de los servicios evaluados no se alcance el estándar mínimo de cumplimiento, se revocan todos los pagos realizados en el mes por ese servicio a los representantes de la Unidad de Central Eléctrica. La forma de revocar los pagos realizados en cada día del mes es mediante una penalización diaria igual al pago neto recibido en el Mercado de un Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real por el servicio, siempre que el pago neto haya sido igual o mayor que cero. Por otra parte, el valor diario resultante de acumular todas las penalizaciones mencionadas se pagará al Fondo de Capital de Trabajo.

8.5.3 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en Mercado de Tiempo Real

(a) El cargo diario correspondiente a la penalización por el incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en un mes, al Generador f , que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es igual al pago por el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto calculado en 4.3.6(b), más el pago por el servicio Reserva de Regulación en el Mercado de Tiempo Real menos el cargo por el servicio de Reserva de Regulación en el Mercado de Tiempo Real determinado en 5.2.4(b), siempre que el resultado agregado tenga un valor igual o mayor que cero:

$$CaPenReg_{f,u,D} = \begin{cases} \max(0, PaDiReg_{f,u,D}^{MA} + PaDiReg_{f,u,D}^{TR} - CaDiReg_{f,u,D}^{TR}); & \text{si } D \in DI(m), m \in MFReg(u) \\ 0; & \text{si } D \in DI(m), m \notin MFReg(u) \end{cases}$$

$$\forall D \in DI(m), f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 481)

(b) El cargo diario total al Generador f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$CaTotPenReg_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaPenReg_{f,u,D} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 482)

F3301 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

En donde:

$DI(m)$	Conjunto de días en el mes m .
G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MFReg(u)$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica u incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de regulación de frecuencia.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaPenReg_{f,u,D}$	Cargo aplicado al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica u , en el mes al que pertenece el día D por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. Expresado en \$.

$CaTotPenReg_{f,s,D}$	Cargo aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. Expresado en \$.
$PaDiReg_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$PaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario por el incremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad de energía asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.
$CaDiReg_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario por el decremento respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de la cantidad de energía asignada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.

8.5.4 Penalización por incumplimientos a instrucciones de activación de la Reserva Rodante de diez minutos

- (a) El cargo diario correspondiente a la penalización por el incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos en un mes, al Generador f , que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es igual al pago por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto calculado en 4.3.7(b), más el pago por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real menos el cargo por el servicio de Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real determinado en 5.2.5(b), siempre que el resultado agregado tenga un valor igual o mayor que cero:

$$CaPenRR10_{f,u,D} = \begin{cases} \max(0, PaDiRR10_{f,u,D}^{MA} + PaDiRR10_{f,u,D}^{TR} - CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}); & \text{si } D \in DI(m), m \in MFRR10(u) \\ 0; & \text{si } D \in DI(m), m \notin MFRR10(u) \end{cases}$$

$$\forall D \in DI(m), f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 483)

- (b) El cargo diario al Generador f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, tiene agrupadas en una Cuenta de Orden, correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva rodante de diez minutos es:

$$CaTotPenRR10_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaPenRR10_{f,u,D}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 484)

F3401 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de reserva rodante de diez minutos

En donde:

$DI(m)$	Conjunto de días en el mes m .
G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MFRR10(u)$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica u incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva rodante de diez minutos.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .

$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaPenRR10_{f,u,D}$	Cargo diario aplicado al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica u , en el mes al que pertenece el día D por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$CaTotPenRR10_{f,s,D}$	Cargo diario aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$PaDiRR10_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$PaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el decremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

8.5.5 Penalización por incumplimientos a instrucciones de activación de Reserva no Rodante de diez minutos

- (a) El cargo diario correspondiente a la penalización por el incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos en un mes, al Generador f que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es igual al pago por el servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto calculado en 4.3.8(b), más el pago por el servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real menos el cargo por el servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real determinado en 5.2.6(b), siempre que el resultado agregado tenga un valor igual o mayor que cero:

$$CaPenRR10_{f,u,D} = \begin{cases} \max(0, PaDiRR10_{f,u,D}^{MA} + PaDiRR10_{f,u,D}^{TR} - CaDiRR10_{f,u,D}^{TR}); & \text{si } D \in DI(m), m \in MFRNR10(u) \\ 0; & \text{si } D \in DI(m), m \notin MFRNR10(u) \end{cases} \quad \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

(Ec. 485)

- (b) El cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos es:

$$CaTotPenRR10_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaPenRR10_{f,u,D}; \quad \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 486)

F4501 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos

En donde:

$DI(m)$	Conjunto de días en el mes m .
G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MFRNR10(u)$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica u incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva NO rodante de diez minutos.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaPenRRR10_{f,u,D}$	Cargo diario aplicado al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica u , en el mes al que pertenece el día D por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$CaTotPenRRR10_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$PaDiRRR10_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$PaDiTotRRR10_{f,s,D}^{TR}$	Pago diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al incremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiTotRRR10_{f,s,D}^{TR}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día el día D , correspondiente al decremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

8.5.6 Penalización por incumplimientos a instrucciones de activación de la Reserva Rodante Suplementaria

- (a) El cargo diario correspondiente a la penalización por el incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante Suplementaria en un mes, al Generador f que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es igual al pago por el servicio de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto calculado en 4.3.9(b), más el pago por el servicio de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real menos el cargo por el servicio de Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real determinado en 5.2.7(b), siempre que el resultado agregado tenga un valor igual o mayor que cero:

$$CaPenRRSup_{f,u,D} = \begin{cases} \max(0, PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA} + PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR} - CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}); & \text{si } D \in DI(m), m \in MFRRSup(u) \\ 0; & \text{si } D \in DI(m), m \notin MFRRSup(u) \end{cases}$$

$\forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$

(Ec. 487)

- (b) El cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante Suplementaria es:

$$CaTotPenRRSup_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaPenRRSup_{f,u,D} ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 488)

F4601 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva Rodante Suplementaria

En donde:

$DI(m)$	Conjunto de días en el mes m .
G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MFRRSup(u)$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica u incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva rodante suplementaria.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
$USC(f,s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaPenRRSup_{f,u,D}$	Cargo aplicado al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica u , en el mes al que pertenece el día D por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$CaTotPenRRSup_{f,s,D}$	Cargo aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$PaDiRRSup_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$PaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el incremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D por el decremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

8.5.7 Penalización por incumplimientos a instrucciones de activación de la Reserva NO Rodante Suplementaria

- (a) El cargo diario correspondiente a la penalización por el incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante suplementaria en un mes, al Generador f , que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es igual al pago por el servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto calculado en 4.3.10(b), más el pago por el servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real menos el cargo por el servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real determinado en 5.2.8(b), siempre que el resultado agregado tenga un valor igual o mayor que cero:

$$CaPenRNRSup_{f,u,D} = \begin{cases} \max(0, PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA} + PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR} - CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}); & \text{si } D \in DI(m), m \in MFRNRSup(u) \\ 0; & \text{si } D \in DI(m), m \in MFRNRSup(u) \\ & \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s) \end{cases}$$

(Ec. 489)

- (b) El cargo diario total al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria es:

$$CaTotPenRNRSup_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaPenRNRSup_{f,u,D}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec. 490)

F4701 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva no Rodante Suplementaria

En donde:

$DI(m)$	Conjunto de días en el mes m .
G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$MFRNRSup(u)$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica u incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva NO rodante suplementaria.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .
$USC(f, s)$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado f , y que están agrupadas en la Cuenta de Orden s .
$CaPenRNRSup_{f,u,D}$	Cargo diario aplicado al Participante del Mercado f , que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica u , por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria en el mes al que pertenece el día D . Expresado en \$.
$CaTotPenRNRSup_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria en el mes al que pertenece el día D . Expresado en \$.
$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{MA}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$PaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el incremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
$CaDiRNRSup_{f,u,D}^{TR}$	Cargo diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en el día el día D , por el decremento de la capacidad asignada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria, respecto a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.

8.5.8 Pago recaudación de penalizaciones al incumplimiento del Suministro de Servicios Conexos

- (a) La cantidad recaudada diariamente mediante las penalizaciones por el incumplimiento de los estándares mínimos requeridos para el suministro de los servicios conexos es transferida al Fondo de Capital de trabajo:

$$PaDiFCT_D = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenReg_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRR10_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRNR10_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRRSup_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRNRSup_{f,s,D} \end{array} \right.$$

(Ec. 491)

F4817 Pago por: Recaudación de penalizaciones al incumplimiento en Suministro de Servicios Conexos

En donde:

G	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado f .
$CaTotPenReg_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al participante f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de regulación de frecuencia en el mes al que pertenece el día D . Expresado en \$.
$CaTotPenRNR10_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$CaTotPenRNRSup_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$CaTotPenRR10_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en \$.
$CaTotPenRRSup_{f,s,D}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado f , por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el mes al que pertenece el día D correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante Suplementaria. Expresado en \$.
$PaDiFCT_D$	Pago al Fondo de Capital de Trabajo por las cantidades recaudadas mediante las penalizaciones por el incumplimiento de los estándares mínimos requeridos para el suministro de los servicios conexos durante el día D . Expresado en \$.

8.6 Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico

8.6.1 Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que los ingresos netos por el Sobrecobro por Pérdidas Marginales (hasta que se satisfagan los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico), así como las multas aplicadas en términos de la Ley, se destinarán al Fondo de Servicio Universal Eléctrico. En caso de que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reintegre fondos al CENACE, los fondos recibidos por el CENACE se distribuirán a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional, en función del Total de Compras Físicas de energía del mercado durante el periodo en que se generó el Sobrecobro.

8.6.2 Para procesar los reembolsos, el sistema de liquidaciones requiere la siguiente información sobre el reembolso:

- (a) Monto por reembolsar (\$)
- (b) Periodo al que corresponden las Compras de Energía Física entre las que se distribuirá el monto a reembolsar.
- (c) Fecha del día en el que debe ser procesada en las liquidaciones el reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los compradores de energía física

8.6.3 Para cada uno de los receptores del reembolso, se utiliza la información siguiente:

- (a) Clave del Participante del Mercado (puede ser: un Suministrador, un Usuario Calificado Participante del Mercado, u otro que haya exportado en el año considerado)
- (b) Clave de la Cuenta de Orden del Participante del Mercado a la que corresponden las Compras de Energía Física.
- (c) Periodo al que corresponden las Compras de Energía Física entre las que se distribuirá el monto a reembolsar.
- (d) Sistema Eléctrico Interconectado en el que compró la Energía Física
- (e) Energía física comprada en el Sistema Eléctrico Interconectado en el año especificado (MWh).

8.6.4 Pago a los Participantes del Mercado por el Reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico

- (a) El cociente de los reembolsos que hace el Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los Participantes del Mercado correspondientes al día que se está liquidando y a un año específico, entre, el monto de las compras de energía en el periodo correspondiente en todos los sistemas eléctricos interconectados es el precio unitario para distribuir estos reembolsos:

$$PrReeFSU_{p,D} = \frac{\sum_{DLQ=D} ReFSU_{p,DLQ}}{\sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{y \in Y} CmEneFis_{f,s,y,p}}; \forall a \in A$$

(Ec. 492)

- (b) El pago diario por el reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al Participante del Mercado f , comprador de energía, asociados a la Cuenta de Orden s , en el día D , es:

$$PaReeFSU_{f,s,D} = \sum_{p \in A} PrReeFSU_{p,D} \sum_{y \in Y} CmEneFis_{f,s,y,p}$$

(Ec. 493)

F3518 Pago por: Reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los compradores de Energía Física

En donde:

A	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
S(f)	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
Y	Conjunto de los sistemas interconectados mexicanos.
p	Periodo en el cual los Participantes de Mercado contribuyen al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
DLQ	Día en el que debe ser procesado en las liquidaciones una de las cantidades que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los compradores de energía.
CmEneFis_{f,s,y,p}	Compra de energía física del Participante del Mercado f , en el Sistema Interconectado y , asociada a la Cuenta de Orden s , durante el periodo p . Expresada en MWh .
PaReeFSU_{f,s,D}	Pago diario del Participante del Mercado f por el reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
PrReeFSU_{p,D}	Precio unitario para distribuir los reembolsos que hace el Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los Participantes del Mercado que compraron energía física en cualquiera de los Sistemas Eléctricos Interconectados, durante el periodo p y que deben ser liquidados el día D . Expresado en $\$/MWh$.
ReFSU_{p,DLQ}	Monto que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los Participantes del Mercado que compraron energía física en el periodo p , y que debe ser procesado en la liquidación de día DLQ . Expresado en \$.

8.6.5 Cargo al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por el Reembolso de Contribuciones no Utilizadas

- (a) Los reembolsos que hace el Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los Participantes del Mercado correspondientes al día que se está liquidando, se traducen en un cargo al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por la suma de los montos especificados:

$$CaFSURee_D = \sum_{p \in A} \sum_{DLQ=D} ReFSU_{p,DLQ}$$

(Ec. 494)

F3606 Cargo por: Reembolso a los compradores de energía de recursos no utilizados

En donde:

A	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
DLQ	Día en el que debe ser procesado en las liquidaciones una de las cantidades que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los compradores de energía.
CaFSURee_D	Cargo al Fondo de Servicio Universal Eléctrico correspondiente a los reembolsos a los Participantes del Mercado que deben ser procesados en la liquidación del día D . Expresado en \$.
ReFSU_{p,DLQ}	Monto que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los Participantes del Mercado que compraron energía física en el periodo p , y que debe ser procesado en la liquidación de día DLQ . Expresado en \$.

8.7 Cuentas Incobrables en el Fondo de Capital de Trabajo

8.7.1 Cuando las cuentas por cobrar son incobrables, la cantidad no cobrada se carga a los Participantes del Mercado de todos los Sistemas Interconectados, de acuerdo con sus compras de energía física. El precio unitario de las Cuentas Incobrables se calcula como el saldo actual de las cuentas no cobrables, dividido entre las Compras Totales de energía física en el año anterior. El precio unitario de las Cuentas Incobrables no podrá exceder los 50 pesos por MWh . El precio resultante se cobra diariamente a cada Participante del Mercado por sus compras de energía física.

8.7.2 Cargo a los Participantes del Mercado de las Cuentas Incobrables

(a) El precio unitario aplicable a las Compras de Energía Física en todos los Sistemas Interconectados para pagar cuentas incobrables se calcula como sigue:

$$PrCic_D = \min \left\{ \frac{SaCic_D}{\sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \sum_{y \in Y} CmEneFis_{f,s,y,AA(D)}}, 50 \right\}$$

(Ec. 495)

(b) El cargo horario en cada Cuenta de Orden de cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, por sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociadas a la Cuenta de Orden S , en cada nodo n , durante la hora h es:

$$CaHrCicCDM_{f,s,n,h} = PrCic_D \cdot PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME} (1 + FDPnt_{n,h});$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 496)

(c) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por sus Centros de Carga Directamente Modelados, en cada Cuenta de Orden S , en el día D , es la suma de sus cargos horarios correspondientes:

$$CaDiTotCicCDM_{f,s,D} = \sum_{n \in N} \sum_{h \in H(D)} CaHrCicCDM_{f,s,n,h}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 497)

F3702 Cargo: Contribución a Cuentas Incobrables de los Centros de Carga Directamente Modelados

(d) El cargo horario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , en la Zona de Carga Z , durante la hora h , por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es:

$$CaHrCicCIM_{f,s,z,h} = PrCic_D \cdot PmZO_{f,s,z,h}^{ME} (1 + FDPnt_{CIM_{z,h}});$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 498)

(e) El cargo diario total a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$, agrupadas en cada Cuenta de Orden S , durante el día D , por todas sus Centros de Carga Indirectamente Modelados es la suma de sus cargos horarios y diarios correspondientes:

$$CaDiTotCicCIM_{f,s,D} = \sum_{z \in Z} \sum_{h \in H(D)} CaHrCicCIM_{f,s,z,h}; \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec. 499)

F3703 Cargo: Contribución a Cuentas Incobrables de los Centros de Carga Indirectamente Modelados

- (f) El cargo al Participante del Mercado f , por la exportación de energía a través de una interconexión internacional i en el Mercado en Tiempo Real en cada hora h es el producto del precio unitario de las Cuentas Incobrables por la energía programada para ser exportada en el Mercado de Tiempo Real:

$$CaHrCicExp_{f,i,h} = PrCic_D \cdot PmExp_{f,i,h}^{TR}; \quad \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 500)

- (g) El cargo diario total a cada Participante del Mercado f agrupados en cada Cuenta de Orden s , durante el día D , por todas sus exportaciones de energía es la suma de sus cargos horarios y diarios correspondientes:

$$CaDiTotCicExp_{f,s,D} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} \sum_{h \in H(D)} CaHrCicExp_{f,i,h}; \quad \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 501)

F3705 Cargo: Contribución a Cuentas Incobrables de la Exportación

En donde:

C	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$EXP(f)$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
$EXPSC(f, s)$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en las que el Participante del Mercado f puede exportar energía.
F	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
G	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$H(D)$	Conjunto de horas del día D (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
N	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$NZ(z)$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga z .
$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado f .
SM	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
UC	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
Y	Conjunto de los sistemas interconectados mexicanos.
Z	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$AA(D)$	Año anterior correspondiente a la fecha del día D , al que se refiere la liquidación.
$CaDiTotCicCDM_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
$CaDiTotCicCIM_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , durante el día D para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.

$CaDiTotCicExp_{f,s,D}$	Cargo diario total al Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , en el día D , para contribuir al pago de las cuentas incobrables por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
$CaHrCicCDM_{f,s,n,h}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
$CaHrCicCIM_{f,s,z,h}$	Cargo horario al Participante del Mercado f , asociadas en la Cuenta de Orden s , en la Zona de Carga z , durante la hora h para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
$CaHrCicExp_{f,i,h}$	El cargo horario al Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h para contribuir al pago de las cuentas incobrables, por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
$CmEneFis_{f,s,y,a}$	Compra de energía física del Participante del Mercado f , asociada a la Cuenta de Orden s , en el Sistema Interconectado y , durante el año a . Expresada en MWh .
$FDPnt_h$	Factor de distribución de la cantidad de energía media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora h , entre los consumidores de la Zona de Carga en la hora considerada. Cantidad adimensional.
$PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado f , incluidas en la Cuenta de Orden s , conectadas al nodo n , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}$	Cantidad de energía media horaria del consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados incluyendo su contribución a las pérdidas técnicas aprobadas y, mientras esté vigente el Tema 1 del oficio SE/UAE/165/2017 de la CRE, las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución aprobadas que se le asignan por haber ocurrido en la misma zona de distribución y tensión del Participante del Mercado f , en la Cuenta de Orden s , en la zona de carga z , durante la hora h . Expresada en MW .
$PmExp_{f,i,h}^{TR}$	Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada físicamente por el Participante del Mercado f , a través de la interconexión internacional i , durante la hora h . Expresada en MW .
$PrCic_D$	Precio unitario aplicable el día D , para distribuir el pago de las cuentas incobrables entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$.
$SaCic_D$	Saldo de las cuentas no cobrables actualizado al día D . Expresado en \$.
$z(n)$	Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado n .

8.7.3 Pago al Fondo de Capital de Trabajo

- (a) El pago diario total al Fondo de Capital de Trabajo para enfrentar cuentas incobrables durante el día D , es la suma de lo que se colecta de los Compradores de Energía Física durante el día:

$$PaDiTotFCMCic_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} (CaDiTotCicCDM_{f,s,D}^{TR} + CaDiTotCicCIM_{f,s,D}^{TR} + CaDiTotCicExp_{f,s,D})$$

(Ec. 502)

F3817 Pago por: Contribución de Participantes del Mercado al Pago al Fondo de Capital de Trabajo por Cuentas Incobrables

En donde:

<i>C</i>	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
<i>F</i>	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
<i>G</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>SM</i>	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
<i>UC</i>	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
<i>CaDiTotCicCDM_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , asociadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante el día <i>D</i> para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaDiTotCicCIM_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , asociadas en la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante el día <i>D</i> para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en \$.
<i>CaDiTotCicExp_{f,s,D}</i>	Cargo diario total al Participante del Mercado <i>f</i> , asociada a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el día <i>D</i> , para contribuir al pago de las cuentas incobrables por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real. Expresado en \$.
<i>PaDiTotFCMCic_D</i>	Pago en el día <i>D</i> , de los Participantes del Mercado al Fondo de Capital de Trabajo para contribuir al pago de las cuentas incobrables. Expresado en \$.

8.8 Déficit/Superávit de los Contratos de Interconexión Legados

8.8.1 El Generador de Intermediación reporta semanalmente:

- Los ingresos y los egresos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) derivados de la aplicación de los términos de cada uno de los Contratos de Interconexión Legados que sigue vigente;
- los ingresos y egresos derivados de la participación del Generador de Intermediación como representante de cada uno de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado Eléctrico Mayorista; y
- Los costos administrativos que autorice la Comisión Reguladora de Energía.

8.8.2 El saldo neto de los ingresos y egresos mencionados se paga o cobra al Generador de Intermediación; las contrapartes son el resto de los Participantes del Mercado.

8.8.3 Pago o Cargo al Generador de Intermediación por el Déficit o Superávit de los Contratos de Interconexión Legados

- El sistema de liquidaciones requiere la siguiente información sobre los ingresos y egresos de los Contratos de Interconexión Legados:
 - Año y semana al que se refiere el reporte de ingresos y egresos.
 - Fecha del día en que se debe procesar la liquidación del déficit o superávit.
 - Ingreso semanal para la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos del Contrato de Interconexión Legado para el mes considerado expresado en (\$).

- (iv) Egreso semanal para la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos del Contrato de Interconexión Legado para al mes considerado expresado en (\$).
- (v) Ingreso semanal para la Comisión Federal de Electricidad a través del Generador de Intermediación que representa al Contrato de Interconexión Legado en el mercado expresado en (\$).
- (vi) Egreso semanal para la Comisión Federal de Electricidad a través del Generador de Intermediación que representa al Contrato de Interconexión Legado en el mercado expresado en (\$).
- (vii) Costo administrativo semanal autorizado por la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad, expresado en (\$).
- (b) El pago o cargo al Generador de Intermediación por el déficit incurrido por los Contratos de Interconexión Legados es:

$$PaCIL_D = \begin{cases} \max[0, (EgrCFE_r - IngCFE_r + EgrGIn_r - IngGIn_r + CAdCFE_r)]; & Si D = DLC(r) \text{ para algún } r \in R \\ 0 & Si D \neq DLC(r); \forall r \in R \end{cases}$$

(Ec. 503)

F3920 Pago por: Cancelación del déficit de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado de Tiempo Real

$$CaCIL_D = \begin{cases} \max[0, -(EgrCFE_r - IngCFE_r + EgrGIn_r - IngGIn_r + CAdCFE_r)]; & Si D = DLC(r) \text{ para algún } r \in R \\ 0 & Si D \neq DLC(r); \forall r \in R \end{cases}$$

(Ec. 504)

F3920 Cargo por: Cancelación del superávit de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

R	Conjunto de semanas en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
DLC(r)	Día en que deben ser procesados en las liquidaciones los ingresos y egresos correspondientes a la semana <i>r</i> , de los Contratos de Interconexión Legados; cada semana se procesa en un día distinto.
CAdCFE_r	Costo por la administración de los Contratos de Interconexión Legados, aprobado por la CRE a la Comisión Federal de Electricidad, correspondiente a la semana <i>r</i> . Expresado en \$.
EgrCFE_r	Egreso correspondiente a la semana <i>r</i> , de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
EgrGIn_r	Egreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana <i>r</i> , derivado de la participación en el mercado representando a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga asociados a los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
IngCFE_r	Ingreso correspondiente a la semana <i>r</i> , de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.

<i>IngGIn_r</i>	Ingreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana <i>r</i> , derivado de la participación en el mercado representando a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga asociados a los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>PaCIL_D</i>	Pago en el día <i>D</i> , al Generador de Intermediación por el déficit o superávit, resultante de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados, más el déficit o superávit, resultante de la participación en el mercado representando a los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas de los Contratos de Interconexión Legados, más los costos administrativos aprobados. La cantidad puede ser negativa. Expresado en \$.
<i>CaCIL_D</i>	Cargo en el día <i>D</i> , al Generador de Intermediación por el déficit o superávit, resultante de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados, más el déficit o superávit, resultante de la participación en el mercado representando a los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas de los Contratos de Interconexión Legados, más los costos administrativos aprobados. La cantidad puede ser negativa. Expresado en \$.

8.8.4 Cargo o Pago a los Participantes del Mercado por el Déficit o Superávit de los Contratos de Interconexión Legados.

- (a) El déficit (o superávit) mensual de los Contratos de Interconexión Legados se distribuye entre los Participantes del Mercado distintos del Generador de Intermediación, en proporción a las Compras de Energía Física del mes.
- (b) El precio unitario para distribuir el déficit semanal en proporción a las compras de energía física de los Participantes del Mercado en TODOS LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS durante la semana es:

$$PrDDC_r = \frac{EgrCFE_r - IngCFE_r + EgrGIn_r - IngGIn_r + CADCFE_r}{\sum_{f \in FG} \sum_{s \in S(f)} \sum_{y \in Y} CmMnEneFis_{f,s,y,r}}; \forall r \in R$$

(Ec. 505)

- (c) El cargo o pago diario a cada Participante del Mercado *f*, asociada a cada Cuenta de Orden *S*, en el día *D* por su contribución a la cancelación del déficit o superávit de los Contratos de Interconexión Legados proporcional a sus Compras de Energía Física es el producto del precio unitario de distribución por la cantidad de Energía Física comprada durante la semana:

$$CaDCIL_{f,s,D} = \begin{cases} \max\{0, PrDDC_r\} \cdot \sum_{y \in Y} CmMnEneFis_{f,s,y,r}; & \text{Si } D = DLC(r) \text{ para algún } r \\ 0 & \text{Si } D \neq DLC(r); \forall r \in R \\ & \forall f \in FG; s \in S(f) \end{cases}$$

(Ec. 506)

F4019 Cargo por: Contribución a la cancelación del déficit de Contratos de Interconexión Legados a los Participantes del Mercado distintos al Generador de Intermediación en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDCIL_{f,s,D} = \begin{cases} \max\{0, -PrDDC_r\} \cdot \sum_{y \in Y} CmMnEneFis_{f,s,y,r}; & \text{Si } D = DLC(r) \text{ para algún } r \\ 0 & \text{Si } D \neq DLC(r); \forall r \in R \\ & \forall f \in FG; s \in S(f) \end{cases}$$

(Ec. 507)

F4019 Pago por: Contribución a la cancelación del superávit de Contratos de Interconexión Legados a los Participantes del Mercado distintos al Generador de Intermediación en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

<i>FG</i>	Conjunto de todos los Participantes del Mercado, exceptuando al Generador bajo el que el Generador de Intermediación registra a las Unidades de Central Eléctrica de los Contratos de Interconexión Legados y al Suministrador bajo el que el Generador de Intermediación registra a los Centros de Carga de los Contratos de Interconexión Legados.
<i>R</i>	Conjunto de semana en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
<i>S(f)</i>	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado <i>f</i> .
<i>Y</i>	Conjunto de los sistemas eléctricos interconectados mexicanos.
<i>CAAdCFE_r</i>	Costo por la administración de los Contratos de Interconexión Legados, aprobado por la CRE a la Comisión Federal de Electricidad, correspondiente a la semana <i>r</i> . Expresado en \$.
<i>CaDCIL_{f,s,D}</i>	Cargo diario al Participante del Mercado <i>f</i> , por la compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante la semana que se liquida el día <i>D</i> , para contribuir al pago del déficit o a la distribución del superávit semanal de Comisión Federal de Electricidad debido a los compromisos establecidos en los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>PaDCIL_{f,s,D}</i>	Pago diario al Participante del Mercado <i>f</i> , por la compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden <i>s</i> , durante la semana que se liquida el día <i>D</i> , para contribuir al pago del déficit o a la distribución del superávit semanal de Comisión Federal de Electricidad debido a los compromisos establecidos en los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>CmMnEneFis_{f,s,y,r}</i>	Compra de energía física del Participante del Mercado <i>f</i> , asociada a la Cuenta de Orden <i>s</i> , en el Sistema Interconectado <i>y</i> , durante la semana <i>r</i> . Expresada en <i>MWh</i> .
<i>DLC(r)</i>	Día en que deben ser procesados en las liquidaciones los ingresos y egresos correspondientes a la semana <i>r</i> , de los Contratos de Interconexión Legados; cada semana se procesa en un día distinto.
<i>EgrCFE_r</i>	Egreso correspondiente a la semana <i>r</i> , de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>EgrGIn_r</i>	Egreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana <i>r</i> , derivado de la participación en el mercado representando a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga asociados a los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>IngCFE_r</i>	Ingreso correspondiente a la semana <i>r</i> , de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>IngGIn_r</i>	Ingreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana <i>r</i> , derivado de la participación en el mercado representando a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga asociados a los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en \$.
<i>PrDDC_r</i>	Precio unitario para distribuir el déficit (o superávit) mensual de Comisión Federal de Electricidad debido a los compromisos establecidos en los Contratos de Interconexión Legados, en proporción a la energía física comprada en TODOS LOS SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS durante la semana <i>r</i> . Expresado en \$.

CAPÍTULO 9**Liquidaciones Bajo la Suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo**

9.1 Pagos y Cargos Durante una Suspensión

- 9.1.1** En tanto no se publique de manera oficial el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y en caso de que se presente una situación que provoque la suspensión del Mercado de un Día en Adelanto, la liquidación de este proceso se realizará utilizando los resultados obtenidos en un día de operación previo con características similares (demanda, generación, día de la semana y tipo de día ya sea atípico o no). El CENACE deberá informar a los Participantes los criterios utilizados para definir el día seleccionado.
- 9.1.2** De igual forma en tanto no se publique de manera oficial el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía y en caso de que se presente una situación que provoque la suspensión del Mercado de Tiempo Real, la liquidación de este proceso se realizará de acuerdo a lo siguiente:
- (a) Se podrá utilizar una simulación de la hora u horas en cuestión, realizada ex-post, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real.
 - (b) En caso de no ser factible el punto anterior se utilizarán los resultados obtenidos en el proceso del Mercado de Día en Adelanto para el día de operación e intervalo horario correspondiente.
- 9.1.3** Una vez publicado el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo el CENACE deberá cumplir lo establecido en dicho documento.

CAPÍTULO 10**Disposiciones Transitorias**

- 10.1.1** En tanto el CENACE no cuente con información suficiente para distinguir entre los consumos de Usuarios Finales en media tensión y los consumos de Usuarios Finales en baja tensión, y en tanto no se configuren los sistemas de liquidación en lo correspondiente, el CENACE asignará los costos de las pérdidas aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía a las Entidades Responsables de Carga sin diferenciar entre los consumos mencionados.
- 10.1.2** En tanto el CENACE no cuente con la medición para realizar el cálculo de las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución, el CENACE realizará liquidaciones bajo el supuesto de que las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución son iguales a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía.
- 10.1.3** La Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real se aplicará a partir del día de operación 1 de enero de 2018. Sin embargo, los generadores podrán solicitar el pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real asociados con días operativos anteriores a esta fecha; en dado caso el CENACE aplicará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real por los días solicitados, en el siguiente ciclo de re-liquidación.
- 10.1.4** El CENACE deberá implementar las disposiciones contenidas en el presente manual en un plazo que no rebase 180 días naturales a partir de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.
- 10.1.5** Durante un plazo de 360 días a partir de la publicación del presente manual en el Diario Oficial de la Federación, el CENACE, con la autorización de la Secretaría de Energía, podrá realizar correcciones a las fórmulas que afectan los cálculos de las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, y podrá agregar los Folios Únicos de Liquidación adicionales que se requieran para liquidar conceptos que se incluyan en nuevas reglas del mercado. Dichas correcciones y Folios Únicos de Liquidación deberán publicarse en el Sistema de Información del Mercado, y podrán implementarse sin requerir cambios al manual correspondiente.
-