INDICE

PRIMERA SECCION

PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE GOBERNACION

Convenio de Coordinación que celebran la Secretaría de Gobernación y el Estado de Quintana Roo, para el otorgamiento de subsidios para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo. .....

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica. .....

Acuerdo por el cual se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la región fronteriza con los Estados Unidos de América, correspondientes al periodo que se especifica. .....

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-171-SEMARNAT-2017, Que establece las especificaciones para el desarrollo de actividades de aprovechamiento no extractivo para la observación y nado con Tiburón Ballena *(Rhincodon typus)*, relativas a su protección y a la conservación de su hábitat. .....

Primer Convenio Modificatorio al Convenio de Coordinación que celebran la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de la Comisión Nacional del Agua, y el Estado de Campeche, con el objeto de modernizar los sistemas de agua potable, drenaje y alcantarillado de la ciudad de San Francisco de Campeche. .....

Primer Convenio Modificatorio al Convenio de Coordinación que celebran la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de la Comisión Nacional del Agua, y el Estado de Chiapas, con el objeto de dotar de agua potable a Chiapa de Corzo. .....

SECRETARIA DE LA FUNCION PUBLICA

Circular por la que se comunica a las dependencias, Procuraduría General de la República y entidades de la Administración Pública Federal, empresas productivas del Estado, así como a las entidades federativas, que deberán abstenerse de aceptar propuestas o celebrar contratos con la persona moral Dentilab, S.A. de C.V. .....

SECRETARIA DE SALUD

Convenio Específico de Colaboración en materia de transferencia de recursos presupuestarios federales, con el carácter de subsidios para la aplicación del XLI Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas (ENARM), que celebran la Secretaría de Salud y el Estado de Nuevo León. .....

Convenio de Coordinación para la transferencia de recursos federales con carácter de subsidios, para la ejecución del Programa de Desarrollo Comunitario Comunidad DIFerente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Campeche. .....

Convenio de Coordinación que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Sonora, para la operación, mantenimiento y actualización de la información proporcionada al Registro Nacional de Centros de Atención Infantil (RENCAI). .....

BANCO DE MEXICO

Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana. .....

Tasas de interés interbancarias de equilibrio. .....

Costo de captación a plazo de pasivos denominados en dólares de Estados Unidos de América, a cargo de las instituciones de banca múltiple del país (CCP-Dólares). .....

Código de Ética del Banco de México. .....

AVISOS

Judiciales y generales. .....

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE ENERGIA

Acuerdo por el que se emite el Manual de Liquidaciones. (Continúa en la Tercera y Cuarta Secciones). .....

CUARTA SECCION
PODER EJECUTIVO

SECRETARIA DE ENERGIA

Acuerdo por el que se emite el Manual de Vigilancia del Mercado. .....

SECRETARIA DE SALUD

Convenio Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Campeche, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos. .....

Convenio Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Chihuahua, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos. .....

Convenio Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Colima, para asesoría en el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos. .....

Convenio Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos. .....

Convenio Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, para asesoría en el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos. .....

PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE GOBERNACION

CONVENIO de Coordinación que celebran la Secretaría de Gobernación y el Estado de Quintana Roo, para el otorgamiento de subsidios para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Gobernación.- Comisión Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia contra las Mujeres.

CONVENIO DE COORDINACION QUE CELEBRAN POR UNA PARTE EL EJECUTIVO FEDERAL, A TRAVES DE LA SECRETARIA DE GOBERNACION, A QUIEN EN LO SUCESIVO SE LE DENOMINARA "LA SECRETARIA"; REPRESENTADA POR EL SUBSECRETARIO DE DERECHOS HUMANOS, LIC. ROBERTO RAFAEL CAMPA CIFRIAN, Y LA COMISIONADA NACIONAL PARA PREVENIR Y ERRADICAR LA VIOLENCIA CONTRA LAS MUJERES, MTRA. ALEJANDRA NEGRETE MORAYTA; Y POR OTRA PARTE, EL GOBIERNO DEL ESTADO DE QUINTANA ROO, REPRESENTADO POR EL GOBERNADOR DEL ESTADO, C.P. CARLOS MANUEL JOAQUIN GONZALEZ, ASISTIDO POR EL SECRETARIO DE GOBIERNO, LIC. FRANCISCO XAVIER LOPEZ MENA, EL SECRETARIO DE FINANZAS Y PLANEACION, C.P. Y A. JUAN MELQUIADES VERGARA FERNANDEZ, Y EL FISCAL GENERAL DEL ESTADO, MTRO. MIGUEL ANGEL PECH CEN, A QUIENES EN LO SUCESIVO Y PARA LOS EFECTOS DEL PRESENTE INSTRUMENTO SE LES DENOMINARA "EL GOBIERNO DEL ESTADO" Y CUANDO ACTUEN CONJUNTAMENTE COMO "LAS PARTES", AL TENOR DE LOS SIGUIENTES ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLAUSULAS:

ANTECEDENTES

El 20 de mayo de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, el cual contempla dentro del Enfoque Transversal (México en Paz), diversas líneas de acción como parte de la Estrategia III "Perspectiva de Género", entre las cuales se encuentran que: i) se establecerán medidas especiales orientadas a la erradicación de la violencia de género en las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, entidades federativas y municipios; ii) se simplificarán los procesos y se mejorará la coordinación en los planos federal, estatal y municipal, para prevenir, atender, sancionar y erradicar la violencia contra la mujer; iii) se acelerará la aplicación de las órdenes de protección para las mujeres que se enfrentan a riesgos, y iv) se incorporarán acciones específicas para garantizar la seguridad e integridad de las mujeres, entre otras. Además, dentro del Enfoque Transversal "México con Responsabilidad Global", Estrategia III "Perspectiva de Género", se establece que se deberá promover y dar seguimiento al cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de género.

En relación con lo anterior, el Programa Sectorial de Gobernación 2013-2018 contiene como Objetivo 3. Garantizar el respeto y protección de los derechos humanos, reducir la discriminación y la violencia contra las mujeres; del cual se desprende la Estrategia 3.6. Coordinar la política nacional de prevención, atención y sanción para la erradicación de la violencia contra las mujeres. Dicha estrategia cumple las siguientes líneas de acción: 3.6.1. Diseñar y coordinar una política integral para la prevención, atención, sanción y erradicación de la violencia contra las mujeres, y 3.6.2. Establecer mecanismos de coordinación en los órdenes de gobierno para prevenir, atender, sancionar y erradicar la violencia contra las mujeres.

El 7 de agosto de 2012, el Comité para la Eliminación de la Discriminación contra la Mujer, órgano supervisor de la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer (CEDAW), emitió observaciones y recomendaciones al séptimo y octavo informe que México presentó durante 2010 con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 18 de dicha Convención, dentro de las cuales se encuentran: Adoptar medidas para fomentar la denuncia de los casos de violencia contra la mujer y garantizar que existan procedimientos adecuados y armonizados para investigar, enjuiciar y sancionar a los autores de actos de violencia contra la mujer, y a Garantizar el acceso de las mujeres a la justicia, entre otras cosas mejorando la capacidad de los Centros de Justicia para las Mujeres y poniendo estos centros al alcance de las mujeres y las niñas que son víctimas de la violencia, entre otras.

De conformidad con lo antes expuesto, el Gobierno Federal y las entidades federativas reconocen la necesidad de actuar para eliminar contextos de violencia social contra las mujeres en todo el país, por ello estiman necesario disponer de los medios legales y materiales a su alcance para coadyuvar en la prevención y eventual erradicación del fenómeno, así como en la promoción de los derechos humanos de las mujeres en el Estado de Quintana Roo.

La violencia de género se ha articulado en la sociedad mexicana a través de años de negación, permisibilidad, machismo y miedo. Gran parte de la población es indiferente a la problemática e incluso lo asimila de manera natural y cotidiana; la repetición de patrones, factores culturales y la falta de acciones integrales en la materia constituyen una fuente inacabable de este fenómeno

El Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017, publicado en el DOF el 30 de noviembre de 2016, señala en el Anexo 13 Erogaciones para la Igualdad entre Mujeres y Hombres**,** la asignación presupuestal para promover la atención y prevención de la violencia contra las mujeres.

En términos del artículo 75 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH), los subsidios deben sujetarse a los criterios de objetividad, equidad, transparencia, publicidad, selectividad y temporalidad, para lo cual se deberá, entre otros aspectos: i) identificar con precisión la población objetivo; ii) incorporar mecanismos periódicos de seguimiento, supervisión y evaluación; iii) prever la temporalidad en su otorgamiento, y iv) reportar su ejercicio en los informes trimestrales.

De conformidad con los artículos 175 y 176 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (RLFPRH), los subsidios cuyos beneficiarios sean los gobiernos de las entidades federativas y, en su caso, de los municipios, se considerarán devengados a partir de la entrega de los recursos a dichos órdenes de gobierno. No obstante, deberán reintegrar a la Tesorería de la Federación los recursos que no se destinen a los fines autorizados y aquellos que al cierre del ejercicio fiscal de que se trate, no se hayan devengado.

De conformidad con el oficio FGE/DFG/0291/2017 del 13 de enero de 2017, suscrito por el Mtro. Miguel Angel Pech Cen, en su carácter de Fiscal General del Estado de Quintana Roo, la entidad federativa solicitó en tiempo y forma a la Comisión Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia contra las Mujeres (CONAVIM), recursos federales para el acceso a los subsidios destinados para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo.

Derivado del cumplimiento en tiempo y forma de los requisitos señalados en los Criterios para Acceder a los Subsidios Destinados a la Creación o el Fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres en el Ejercicio Fiscal 2017, el Comité de Evaluación de Proyectos (Comité) determinó viable el proyecto presentado, por lo que autorizó la cantidad de $8´000,000.00 (ocho millones de pesos 00/100 M.N.) para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres. Dicha situación se notificó a la entidad federativa mediante el oficio CNPEVM/131-5/2017 del 7 de febrero de 2017.

El Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo, estará ubicado en Avenida Miguel Hidalgo, supermanzana 94, manzana 08, lote 03, colonia Región 94, Código Postal 77517, en la ciudad de Cancún, Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo. La entidad federativa se compromete a concluir la creación de la etapa programada para ejercicio fiscal 2017 del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo. En caso de que se complete en ejercicios fiscales posteriores, se obliga a conseguir los recursos presupuestales necesarios para la conclusión de su creación, así como a poner en funcionamiento el mismo una vez que haya finalizado la obra, se haya equipado y se haya capacitado al personal.

Así, “LAS PARTES” manifiestan formalizar el presente instrumento al tenor de las siguientes:

DECLARACIONES

I. “LA SECRETARIA” declara que:

I.1. Es una Dependencia de la Administración Pública Federal Centralizada, según lo dispuesto por los artículos 90 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 26 y 27 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 1 del Reglamento Interior de la Secretaría de Gobernación (RISEGOB).

I.2. De conformidad con el artículo 27, fracción XI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, en el ámbito de su competencia, tiene a su cargo la responsabilidad de vigilar el cumplimiento de los preceptos constitucionales por parte de las autoridades del país, especialmente en lo que se refiere a derechos humanos y la de dictar las medidas necesarias para tal efecto, bajo mecanismos de participación y coordinación de las autoridades, tanto de las entidades federativas como de los municipios.

I.3. El Subsecretario de Derechos Humanos tiene facultades para suscribir el presente instrumento jurídico de conformidad con los artículos 2, apartado A, fracción IV y 6, fracción IX del RISEGOB.

I.4. La CONAVIM es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Gobernación, de conformidad con los artículos 2, apartado C, fracción IX y 117 del RISEGOB, y el Decreto por el que se crea como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Gobernación, la Comisión Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia contra las Mujeres, publicado en el DOF el 1 de junio de 2009.

I.5. La Comisionada Nacional cuenta con las atribuciones para la suscripción del presente convenio, con fundamento en el artículo 70, fracción V del RISEGOB.

I.6. Para dar cumplimiento al presente Convenio, cuenta con los recursos económicos suficientes en la partida presupuestal 438011, relativa a Subsidios a Entidades Federativas y Municipios, con número de constancia de suficiencia presupuestaria 313219.

I.7. Señala como su domicilio el ubicado en la calle Bucareli número 99, Colonia Juárez, Cuauhtémoc, Código Postal 06600, en la Ciudad de México.

II. "EL GOBIERNO DEL ESTADO" declara que:

II.1. Con fundamento en los artículos 40, 42 y 43 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como 1 y 2 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Quintana Roo, es un Estado Libre y Soberano en todo lo concerniente a su régimen interior y forma parte integrante de la Federación.

II.2. El Poder Ejecutivo del Estado conforma y constituye parte integrante del Gobierno del Estado de Quintana Roo, cuyo ejercicio se deposita en el Gobernador del Estado, C.P. Carlos Manuel Joaquín González, quien cuenta con capacidad para obligarse en términos de lo prescrito en los artículos 78 y 90 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Quintana Roo, y 2 y 16 de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Quintana Roo.

II.3. Asiste a la suscripción del presente convenio el Titular de la Secretaría de Gobierno, Lic. Francisco Xavier López Mena, con fundamento en los artículos 92 y 93 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Quintana Roo, así como los artículos 19, fracción I, 30, fracción VII y 31, fracción VII de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Quintana Roo, y los artículos 1, 2, 7, 8 y 9, fracción XXIV del Reglamento Interior de la Secretaría de Gobierno del Poder Ejecutivo del Estado de Quintana Roo.

II.4. De conformidad con lo dispuesto en los artículos 92 y 93 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Quintana Roo, así como el artículo 19, fracción III, 30, fracción VII, y 33, fracción XI y XVI de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Quintana Roo, y el artículo 9, fracción XLII del Reglamento Interior de la Secretaría de Finanzas y Planeación, el C.P. y A. Juan Melquíades Vergara Fernández, en su carácter de Secretario de Finanzas y Planeación, se encuentra facultado para suscribir el presente Convenio.

II.5. La Fiscalía General del Estado es un órgano constitucional autónomo, dotado de personalidad jurídica y patrimonio propio, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 96 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Quintana Roo y 2 de la Ley de la Fiscalía General del Estado de Quintana Roo, cuyo ejercicio se deposita en el Fiscal General, Mtro. Miguel Angel Pech Cen, quien asiste en la suscripción del presente Convenio, de conformidad con los artículos 4, 6, apartado B, fracción XXIX de la Ley de la Fiscalía General del Estado de Quintana Roo.

II.6. Cuenta con la capacidad económica presupuestal para aportar de forma complementaria el costo total del proyecto materia del presente Convenio, en los términos de las disposiciones administrativas y presupuestales.

II.7. El Gobierno del Estado es propietario del terreno ubicado en la Avenida Miguel Hidalgo, supermanzana 94, manzana 08, lote 03, colonia Región 94, Código Postal 77517, en la ciudad de Cancún, Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo, el cual tiene una superficie de 600 m^{2}' y cuenta con los permisos y requerimientos técnicos necesarios para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo.

Se adjunta al presente instrumento la documentación pública que acredita la propiedad del bien inmueble objeto del presente, misma que se hace constar mediante la Orden de Ocupación del 21 de junio de 2013, a través de la cual el Instituto de Fomento a la Vivienda y Regularización de la Propiedad del Estado de Quintana Roo otorga a favor de la Procuraduría General de Justicia del Estado de Quintana Roo, hoy Fiscalía General del Estado de Quintana Roo, a posesión física y definitiva de la fracción de terreno en el que se ubicará el Centro de Justicia para las Mujeres de Quintana Roo.

II.8. Para los efectos del presente instrumento, tiene como domicilio legal ubicado en la calle 22 de Enero número 1, Colonia Centro, Código Postal 77000, en Chetumal, Quintana Roo.

III. "LAS PARTES" declaran que:

III.1. Reconocen en forma recíproca la personalidad con la que se ostentan y comparecen a la suscripción de este Convenio de Coordinación.

III.2. Es su voluntad conjuntar esfuerzos en sus respectivos ámbitos de gobierno, para impulsar y ejecutar acciones que tengan como eje central el acceso a la justicia para las mujeres y el respeto a los derechos humanos de las mujeres.

III.3. Están convencidas de la importancia de atender el fenómeno de la violencia contra las mujeres y niñas en el Estado de Quintana Roo, para lo cual reconocen la utilidad de instrumentar medidas preventivas y de sanción a quienes incumplen la ley, particularmente la Ley General de Acceso de las Mujeres a una Vida Libre de Violencia y la Ley de Acceso de las Mujeres a una Vida Libre de Violencia del Estado de Quintana Roo.

III.4. Consideran como acciones para prevenir y disminuir la violencia contra las mujeres, las encaminadas a garantizar el acceso a la justicia de las mujeres víctimas de violencia, así como las dirigidas a sancionar a quienes perpetran la violencia de género, en particular en los delitos de violencia sexual, trata de personas, violencia familiar u homicidios de mujeres con características de violencia de género.

III.5. Se obligan al cumplimiento de los preceptos establecidos en los Criterios para Acceder a los Subsidios Destinados a la Creación o el Fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres en el Ejercicio Fiscal 2017.

Expuesto lo anterior, "LAS PARTES" sujetan su compromiso a la forma y términos que se establecen en las siguientes:

CLAUSULAS

PRIMERA. OBJETO. El presente Convenio tiene por objeto el otorgamiento de subsidios para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo, que permita planear, elaborar e impulsar estrategias y acciones en materia de prevención, atención, sanción y erradicación de la violencia contra las mujeres y las niñas víctimas de violencia. Dicho proyecto se realizará de conformidad a lo especificado en el Anexo Técnico que forma parte del presente instrumento jurídico, el cual establece las características y objetivos del mismo, así como el cronograma de actividades que permitirá vigilar sus avances, ejecución y la correcta aplicación de los recursos otorgados.

En el caso de presentar variaciones en cuanto a las necesidades técnicas o materiales de la construcción de la obra durante la ejecución del proyecto, "EL GOBIERNO DEL ESTADO" se compromete a informar a "LA SECRETARIA" de cualquier diferencia que altere la estimación de la obra presentada en el Anexo Técnico.

SEGUNDA. ASIGNACION DE LOS RECURSOS. Para el cumplimiento del objeto señalado en la Cláusula anterior, "LA SECRETARIA" asignará la cantidad de $8´000,000.00 (ocho millones de pesos 00/100 M.N.), para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo.

Por su parte, "EL GOBIERNO DEL ESTADO" aportará el terreno para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres descrito en la declaración II.7.

Los recursos federales se radicarán a "EL GOBIERNO DEL ESTADO", a través de su Secretaría de Finanzas y Planeación en la cuenta específica que aperturó previamente, de conformidad con el artículo 69 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, y la que se identifica con los siguientes datos:

Número de plaza:	9142 Chetumal
Clabe:	072 690 00495079222 6
Cuenta Bancaria:	00495079222
Banco:	Banco Mercantil del Norte, S.A.
A nombre de:	Gobierno Estado Libre y Soberano de Q. Roo.
Nombre del proyecto:	"Criterios para Acceder a los Subsidios para la Creación y/o Fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres 2017"

Es un requisito indispensable para la transferencia de los recursos que "EL GOBIERNO DEL ESTADO" haya remitido a "LA SECRETARIA" el recibo provisional previsto en el Criterio 7.8 de los Criterios para Acceder a los Subsidios Destinados a la Creación o el Fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres en el Ejercicio Fiscal 2017.

Una vez que "LA SECRETARIA" haya transferido los recursos a "EL GOBIERNO DEL ESTADO", éste deberá emitir a través de la Secretaría de Finanzas y Planeación, un recibo electrónico que contenga las mismas características y remitirlo en formato PDF y XML a la CONAVIM para la sustitución del recibo provisional enviado previamente.

Para "LA SECRETARIA", la radicación de los recursos federales genera los momentos contables del gasto devengado, ejercido y pagado, en términos del artículo 4 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental. Por su parte, "EL GOBIERNO DEL ESTADO" deberá registrar en su contabilidad, de acuerdo con las disposiciones jurídicas federales aplicables, los recursos federales recibidos y rendir informes de su aplicación en su Cuenta Pública, con independencia de los que sobre el particular deban rendirse por conducto de "LA SECRETARIA".

Los recursos que el Comité asigne a las entidades federativas se encuentran sujetos a la disponibilidad de los mismos en términos del Presupuesto de Egresos de la Federación, por lo que "LA SECRETARIA" no será responsable por el retraso en la transferencia o la cancelación de los recursos, derivado de disposiciones administrativas presupuestarias ajenas a "LA SECRETARIA". La CONAVIM, comunicará mediante oficio a las entidades federativas cualquier eventualidad relacionada con la ministración de los recursos.

"LA SECRETARIA" será ajena a los procedimientos de adjudicación, contratación, orden de pago y/o facturación que lleven a cabo las entidades federativas para la ejecución de los proyectos aprobados, por lo que cualquier controversia que en su caso derive de estas contrataciones estará sujeta a las disposiciones jurídicas aplicables.

TERCERA. COMPROMISOS DE "LAS PARTES". Además de lo previsto en los Criterios, para la realización del objeto del presente Convenio, "LAS PARTES" se comprometen a lo siguiente:

a. Revisar conjuntamente el o los informes mensuales que se presenten respecto del avance del proyecto del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo;

b. Dar todas las facilidades para la rendición de cuentas respecto a la utilización de los recursos aportados por el Gobierno Federal, así como para la planeación y asistencia técnica aportada por el Gobierno Estatal, y

c. Apegarse a lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, su Reglamento y demás legislación aplicable en materia de subsidios.

CUARTA. COMPROMISOS DE "LA SECRETARIA". Además de lo previsto en los Criterios "LA SECRETARIA", a través de la CONAVIM, se obliga a:

a. Otorgar los recursos públicos federales por concepto de subsidios objeto del presente Convenio de Coordinación, para la ejecución del proyecto a que se refieren las CLAUSULAS PRIMERA y SEGUNDA;

b. Realizar los registros correspondientes en la Cuenta Pública Federal y en los demás informes sobre el ejercicio del gasto público, a efecto de reportar la aplicación de los subsidios otorgados en el marco del presente instrumento;

c. Informar sobre los resultados obtenidos con la aplicación de los recursos presupuestarios federales que se proporcionarán en el marco de este instrumento, y

d. Realizar visitas aleatorias de seguimiento a los Centros de Justicia para las Mujeres una vez que se encuentren en operación, con la finalidad de verificar su correcto funcionamiento y emitir observaciones y comentarios que deberán ser atendidas por "EL GOBIERNO DEL ESTADO".

QUINTA. COMPROMISOS DE "EL GOBIERNO DEL ESTADO". Además de lo previsto en los Criterios, "EL GOBIERNO DEL ESTADO" se compromete a:

a. Destinar por conducto de la Secretaría de Finanzas y Planeación, los recursos asignados vía subsidio exclusivamente para los fines previstos en la CLAUSULA PRIMERA y en el Anexo Técnico del presente Convenio;

b. Aportar el inmueble a que se refiere la declaración II.7. del presente Convenio;

c. Erogar el recurso federal de conformidad con lo establecido en el Anexo Técnico, a más tardar el 31 de diciembre de 2017;

d. Iniciar las acciones para dar cumplimiento al proyecto dentro de los 15 días naturales siguientes a la fecha del depósito que indica el recibo denominado Cuenta por Liquidar Certificada (CLC) del Estado de Quintana Roo, expedido por la Dirección General de Programación y Presupuesto de la Secretaría de Gobernación por la transferencia de los recursos federales a los que hace referencia la CLAUSULA SEGUNDA del presente Convenio;

e. Realizar por conducto de la Secretaría de Infraestructura y Transporte, las acciones y las adquisiciones necesarias para la consecución de los fines del proyecto, en estricto apego a la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, a sus respectivos reglamentos y la normatividad aplicable en la materia;

f. Requerir con la oportunidad debida a las instancias federales, estatales o municipales que correspondan, la asesoría técnica, autorizaciones, licencias o permisos que resulten necesarios para la realización de las funciones derivadas del proyecto previsto en este instrumento;

g. Garantizar que el proyecto que será financiado con los recursos federales a los que se refiere el presente Convenio, cuente con la documentación legal y oficial vigente que resulte necesaria para su ejecución;

h. Recabar, resguardar y conservar la documentación justificativa y comprobatoria de las erogaciones cubiertas con los recursos presupuestarios federales que le sean entregados por concepto de subsidios; realizar los registros correspondientes en la contabilidad y en la Cuenta Pública local, conforme sean devengados y ejercidos los recursos, y dar cumplimiento a las disposiciones federales aplicables respecto de la administración de los mismos;

i. Integrar y resguardar los expedientes relacionados con la ejecución y comprobación del proyecto financiado con los recursos otorgados objeto del presente instrumento;

j. Equipar el inmueble, capacitar al personal y operar el Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo, por conducto de la Fiscalía General del Estado;

k. Entregar mensualmente por conducto de la Fiscalía General del Estado a “LA SECRETARIA” a través de la CONAVIM, un informe de resultados en el que se reporten las erogaciones del subsidio y el avance físico y financiero del proyecto, obra o acción autorizada relacionada con el objeto de este Convenio, con su debido soporte documental. Estos informes de resultados deberán entregarse de forma impresa y electrónica dentro de los diez días hábiles siguientes a la conclusión de cada mes;

l. Entregar los comprobantes de la ejecución del subsidio para la rendición de cuentas, dentro de los diez días hábiles siguientes a la conclusión del ejercicio fiscal 2017;

m. Presentar dentro de los veinte días hábiles siguientes a la conclusión del ejercicio fiscal 2017 a "LA SECRETARIA", un Acta de Cierre firmada por el Titular de la Fiscalía General del Estado, en la que se incluya los datos generales, objetivo y descripción del proyecto; los antecedentes de la ejecución del mismo, desde la publicación de los Criterios; las acciones realizadas para la suscripción del Convenio de Coordinación y la transferencia de los recursos; los principales compromisos establecidos entre las partes que suscriben el Convenio de Coordinación; el reporte de las acciones administrativas que la entidad federativa ha llevado a cabo al 31 de diciembre de 2017 para la correcta ejecución de los recursos otorgados, y los compromisos que asume la entidad federativa de no presentar la documentación comprobatoria de los recursos otorgados;

n. Una vez que el Centro de Justicia para las Mujeres comience a operar, deberá llevar un registro puntual de todas las atenciones y servicios prestados en el mismo (informe de mujeres atendidas), el cual será reportado a “LA SECRETARIA” a través de la CONAVIM de manera mensual de forma impresa y electrónica;

o. Señalar expresamente la participación y el apoyo del Gobierno Federal, a través de “LA SECRETARIA”, por conducto de la CONAVIM, en las acciones de difusión, divulgación y promoción del Centro de Justicia para las Mujeres, y

p. Cumplir y observar en todo momento las disposiciones y los lineamientos descritos en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y su Reglamento, el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017 y demás legislación aplicable a la materia, así como el Anexo Técnico que se suscriba.

SEXTA. ENLACES. Las o los servidores públicos que fungirán como enlaces entre “LAS PARTES” serán, para “EL GOBIERNO DEL ESTADO” la persona que fue designada mediante el oficio FGE/DFG/549/2017 signado por el Titular de la Fiscalía General del Estado, y para “LA SECRETARIA” la persona en quien recaiga la titularidad de la Dirección General Adjunta de la CONAVIM a cargo del proyecto de los Centros de Justicia para las Mujeres. A través de las personas enlaces se efectuarán todas las comunicaciones derivadas de la operación del presente Convenio de Coordinación. Además, serán las y los responsables internos de las actividades encomendadas.

SEPTIMA. INFORME DE RESULTADOS. "EL GOBIERNO DEL ESTADO”, por conducto de la Fiscalía General del Estado, informará a “LA SECRETARIA” a través de la CONAVIM sobre las erogaciones del subsidio y el avance físico y financiero del proyecto, obra o acción autorizada relacionada con el objeto de este Convenio, con su debido soporte documental, en el cual se deberá reportar el avance en el cumplimiento de objetivos y, en su caso, los resultados de las acciones que se lleven a cabo de conformidad con este instrumento, dentro de los diez días hábiles siguientes a la conclusión de cada mes, contados a partir de la fecha de pago que indica el recibo CLC del Estado de Quintana Roo, expedido por la Dirección General de Programación y Presupuesto de la Secretaría de Gobernación, por la transferencia de los recursos federales a los que hace referencia la CLAUSULA SEGUNDA del presente Convenio.

OCTAVA. APLICACION DE LOS RECURSOS. Los recursos federales que se entregarán a "EL GOBIERNO DEL ESTADO" en los términos del presente instrumento y su Anexo Técnico, no pierden su carácter federal, por lo que su administración, compromiso, devengo, justificación, comprobación, pago, ejercicio y contabilización, deberá realizarse de conformidad con las disposiciones contenidas en la legislación federal vigente.

Los rendimientos financieros que se obtengan en la cuenta productiva a la cual se trasferirá el subsidio en el ejercicio fiscal 2017, deberán ser reintegrados a la Tesorería de la Federación en los términos que establece la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

NOVENA. DOCUMENTACION JUSTIFICATIVA Y COMPROBATORIA. El resguardo y conservación de la documentación original justificativa y comprobatoria correspondiente a la aplicación de los recursos a que se refiere el presente Convenio, estará a cargo de "EL GOBIERNO DEL ESTADO" a través de la Fiscalía General del Estado.

En el caso de "LA SECRETARIA", la documentación justificativa es la documentación que se señala en los numerales 4, 5, 7.7, 7.8 y 7.9 de los Criterios para Acceder a los Subsidios Destinados a la Creación o el Fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres en el Ejercicio Fiscal 2017.

DECIMA. REINTEGRO DE LOS RECURSOS. En caso de que "EL GOBIERNO DEL ESTADO" no erogue los recursos federales asignados, los recursos remanentes o saldos disponibles que presenten al 31 de diciembre de 2017 deberán ser reintegrados a la Tesorería de la Federación dentro de los primeros 15 días naturales del ejercicio fiscal 2018, de conformidad con lo establecido en los artículos 54 tercer párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, y 85 segundo párrafo, de su Reglamento.

El reintegro a la Tesorería de la Federación de los recursos se deberá realizar conforme a las disposiciones legales federales aplicables, siendo responsabilidad de "EL GOBIERNO DEL ESTADO" dar aviso por escrito y solicitar a "LA SECRETARIA" la línea de captura para realizar el reintegro correspondiente. Una vez que "LA SECRETARIA" otorgue la línea de captura a la entidad, ésta deberá remitir a la CONAVIM copia de la documentación comprobatoria del reintegro realizado.

Asimismo, "EL GOBIERNO DEL ESTADO" estará obligado a reintegrar a la Tesorería de la Federación aquellos recursos que no sean aplicados a los fines para los que le fueron autorizados. La misma obligación surgirá cuando se hayan detectado desviaciones o incumplimientos en el ejercicio de los recursos de conformidad con este instrumento jurídico y el Anexo Técnico, incluyendo los importes equivalentes a las cargas financieras que se generen desde la fecha en que los mismos se hayan ejercido para cubrir gastos no autorizados, así como los rendimientos generados en el ejercicio fiscal inmediato posterior al que se otorgó el recurso.

DECIMA PRIMERA. RELACION LABORAL. El personal de cada una de "LAS PARTES" que interviene en la realización de las acciones materia de este Convenio de Coordinación, mantendrá su adscripción, relación y dependencia laboral en cada una de sus respectivas áreas, por lo que en ningún caso se considerarán patrones solidarios, sustitutos, ni de ninguna otra índole.

DECIMA SEGUNDA. DE LA SUSPENSION O CANCELACION DE RECURSOS. "LA SECRETARIA" podrá solicitar el reintegro de los recursos que con motivo de este instrumento se asignen a "EL GOBIERNO DEL ESTADO", cuando se determine que los mismos se destinaron a fines distintos a los previstos en este Convenio o por el incumplimiento de las obligaciones contraídas en el mismo previa audiencia de "EL GOBIERNO DEL ESTADO", de conformidad con lo previsto en el artículo 44 de la Ley de Planeación y el 83 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

DECIMA TERCERA. FISCALIZACION. El control, vigilancia y evaluación de los recursos federales a que se refiere la CLAUSULA SEGUNDA del presente instrumento corresponderá a "LA SECRETARIA", a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a la Secretaría de la Función Pública y a la Auditoría Superior de la Federación, conforme a las atribuciones que les confieren la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación y demás disposiciones aplicables, sin perjuicio de las acciones de control, vigilancia y evaluación que, en coordinación con la Secretaría de la Función Pública, realice la Secretaría de la Gestión Pública de "EL GOBIERNO DEL ESTADO".

Las responsabilidades administrativas, civiles y penales derivadas de afectaciones a la Hacienda Pública Federal en que incurran los servidores públicos federales, estatales o locales, así como los particulares que intervengan en la administración, ejercicio o aplicación de los recursos públicos a que se refiere este instrumento, serán sancionadas en los términos de la legislación aplicable.

DECIMA CUARTA. CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR. Queda expresamente pactado que "LAS PARTES" no tendrán responsabilidad por los daños y perjuicios que pudieran causarse como consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, por lo que una vez que desaparezcan las causas que suscitaron su interrupción se reanudarán las tareas pactadas.

DECIMA QUINTA. MODIFICACIONES O ADICIONES. El presente Convenio de Coordinación podrá adicionarse o modificarse en cualquier tiempo durante su vigencia de común acuerdo entre "LAS PARTES", mediante los convenios modificatorios correspondientes que formarán parte integrante del presente instrumento, y surtirán efecto a partir de la fecha de suscripción de los mismos, los cuales deberán ser publicados en el DOF en un plazo de 60 días hábiles a partir de su suscripción.

DECIMA SEXTA. TERMINACION ANTICIPADA. El presente Convenio de Coordinación podrá darse por terminado cuando se presente alguno de los siguientes supuestos:

a) Por estar cumplido el objeto para el que fue celebrado, siempre que no existan obligaciones pendientes de cumplir por "LAS PARTES" y, en su caso, se haya realizado el reintegro de los recursos y los rendimientos financieros que procedan.

b) Por caso fortuito o fuerza mayor.

Para tales efectos se levantará una minuta en que se hagan constar las circunstancias específicas que: i) se presenten y establezcan los términos en que se dará por concluida su ejecución; ii) se identifiquen los responsables del resguardo y conservación de la documentación justificativa y comprobatoria que se haya generado hasta ese momento, y iii) se señale lo procedente respecto del reintegro de los recursos y rendimientos financieros que, en su caso, procedan.

DECIMA SEPTIMA. VIGENCIA. El presente Convenio estará en vigor a partir del día de su firma y hasta el 31 de diciembre de 2017. Lo anterior, no exime a "EL GOBIERNO DEL ESTADO" de presentar la comprobación de los gastos efectuados y reintegrar los recursos remanentes y/o no aplicados a los fines para los que fueron autorizados, junto con los rendimientos financieros correspondientes o, en su caso, las cargas financieras que se hubiesen generado.

DECIMA OCTAVA. SOLUCION DE CONTROVERSIAS. "LAS PARTES" están de acuerdo en que el presente instrumento es producto de la buena fe, en razón de lo cual los conflictos que llegasen a presentarse por cuanto hace a su interpretación, formalización, ejecución y cumplimiento, serán resueltos de mutuo acuerdo por "LAS PARTES". En caso de que se presente alguna discrepancia, deberá sujetarse a lo que dispone el artículo 44 de la Ley de Planeación.

DECIMA NOVENA. CONFIDENCIALIDAD Y TRANSPARENCIA. "LAS PARTES" acuerdan que la información a la que tengan acceso es estrictamente confidencial y que se apegarán en todo momento a los principios establecidos en la legislación en materia de transparencia y acceso a la información pública gubernamental.

VIGESIMA. DIFUSION Y DIVULGACION**.** Este Convenio se publicará en el DOF y en el Periódico Oficial del Estado de Quintana Roo, y entrará en vigor a partir de la fecha de su suscripción.

"LAS PARTES" acuerdan que en la publicidad y difusión del programa se deberá incluir la siguiente leyenda: "Este programa es público, ajeno a cualquier partido político. Queda prohibido el uso para fines distintos a los establecidos en el programa", de conformidad con lo establecido en el artículo 17 fracción V del Presupuesto de Egresos de la Federación 2017. De igual manera, deberá señalarse en forma expresa e idéntica, en la comunicación y divulgación que se realice, la participación y el apoyo del Gobierno Federal a través de "LA SECRETARIA".

VIGESIMA PRIMERA. NOTIFICACIONES. "LAS PARTES" acuerdan que cualquier comunicación o notificación que se deba efectuar con motivo del presente instrumento será mediante oficio signado por la autoridad competente y se realizará en los domicilios señalados en el capítulo de DECLARACIONES. Cualquier cambio de domicilio que "LAS PARTES" efectúen en lo sucesivo, lo deberán notificar por escrito y en forma indubitable a la otra parte, por lo menos con diez días hábiles de anticipación.

Leído por las partes y enteradas del contenido y alcance legal de sus cláusulas, lo firman en tres ejemplares en la Ciudad de México, a los 18 días del mes de julio de 2017.- Por la Secretaría: el Subsecretario de Derechos Humanos, **Roberto Rafael Campa Cifrián**.- Rúbrica.- La Comisionada Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia contra las Mujeres, **Alejandra Negrete Morayta**.- Rúbrica.- Por el Gobierno del Estado: el Gobernador del Estado de Quintana Roo, **Carlos Manuel Joaquín González**.- Rúbrica.- El Secretario de Gobierno, **Francisco Xavier López Mena**.- Rúbrica.- El Secretario de Finanzas y Planeación, **Juan Melquíades Vergara Fernández**.- Rúbrica.- El Fiscal General del Estado, **Miguel Angel Pech Cen**.- Rúbrica.

ANEXO TECNICO DEL CONVENIO DE COORDINACION PARA LA CREACION DEL CENTRO DE JUSTICIA PARA LAS MUJERES DE CANCUN, QUINTANA ROO

1. Fecha de solicitud del recurso

El Gobierno del Estado de Quintana Roo presentó la solicitud de acceso al subsidio para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres en Cancún, Quintana Roo, el 16 de enero de 2017, mediante el oficio FGE/DFG/0291/2017 suscrito por el Mtro. Miguel Angel Pech Cen, Fiscal General del Estado.

2. Nombre, objetivo y descripción del proyecto

Nombre del proyecto:

El proyecto se denomina Creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Cancún, Quintana Roo.

Objetivo del proyecto:

El objetivo consiste en la terminación y la rehabilitación de la primera etapa y la construcción de la segunda etapa del Centro de Justicia para las Mujeres del Estado, y de esta forma, avanzar en la edificación de un espacio que permita atender de forma integral, la situación de la violencia que afecta a las mujeres y sus hijas e hijos de la región.

Descripción del proyecto:

El proyecto presentado por la Fiscalía General del Estado de Quintana Roo para acceder a los subsidios destinados a la creación o el fortalecimiento de los Centros de Justicia para las Mujeres en el ejercicio fiscal 2017, surge de la necesidad de contar con mayores espacios de acceso a la justicia para las mujeres, sus hijas e hijos, que están en situación de violencia.

Con ello, se pretende implementar programas no sólo preventivos, sino también de seguimiento y recuperación de la autoestima de aquellas mujeres que vivan una situación de violencia dentro o fuera del núcleo familiar.

La construcción del Centro de Justicia, también va enfocada a brindar a las mujeres en situación de violencia, múltiples herramientas que les permitan lograr un empoderamiento social y económico para la erradicación de esta problemática, que no sólo compete a una persona, sino a todas y todos quienes conformamos a esta sociedad.

3. Justificación de la creación del Centro de Justicia para las Mujeres

Para justificar la necesidad urgente de que en el Estado de Quintana Roo, particularmente en Cancún, exista un Centro de Justicia para las Mujeres, es necesario partir de la identificación de las principales causas generadoras de violencia en contra de las mujeres que se viven en dicha región.

Hay que partir reconociendo de que la población es en su mayoría es flotante, en función de la migración de sus habitantes, lo que se traduce en falta de arraigo por el lugar y en una sociedad fracturada, sin los suficientes elementos para crear familias sólidas, favoreciendo choques de creencias y culturas que impiden la formación del apego, respeto y cariño hacia la familia.

Otro factor relevante a considerar, es el hacinamiento de las casas que genera malestar emocional entre los miembros de la familia, mismo que se incrementa en las sofocantes épocas de calor y de periodos vacacionales; relacionado con este mismo punto, persiste la promiscuidad por hacinamiento. También es de considerar, la marginación que sufren las mujeres en la región, en muchos casos son violentadas sin poder ser escuchadas; aún se vive la herencia de la sumisión sobre la violencia y el maltrato.

A continuación se desarrolla el análisis de la información cualitativa y cuantitativa que describe la situación actual de la violencia ejercida en contra de las mujeres en el Estado de Quintana Roo, particularmente en el municipio de Benito Juárez, que aloja a la ciudad de Cancún, tomando como referencia el “Estudio Nacional sobre las Fuentes, Orígenes y Factores que Producen y Reproducen la Violencia contra las Mujeres”, publicado por la Comisión Nacional para Prevenir y Erradicar la Violencia contra las Mujeres; tomando en consideración las cifras de la incidencia delictiva que se tienen en la Fiscalía General del Estado.

Como antecedentes del Estado de Quintana Roo, destacan los datos que señala el citado Estudio Nacional, específicamente en el tomo II, Volumen II de los Estudios Regionales: “…del territorio de Quintana Roo es el estado más joven del país, en él las diferencias entre municipios y poblados son

de una asimetría enorme, en sólo tres horas se puede transitar de uno de los poblados más tradicionales del mundo maya Tihosuco, a la ciudad de industria turística globalizada más importante del país, Cancún… En cuanto al contexto de globalización y por la ubicación geopolítica de Quintana Roo, la industria turística de Cancún y Playa del Carmen, y al sur la capital del estado, Chetumal, misma que es frontera con Centroamérica, elementos que combinados producen ventajas comparativas para un negocio muy redituable: el tráfico y trata de mujeres y niñas, que se lleva a cabo con fines de explotación sexual para el entretenimiento de turistas nacionales y extranjeros…".

El índice de desarrollo relativo al género (IDG) en el Estado de Quintana Roo, implica una merma en desarrollo humano que ha sido calculada en alrededor de 1.32% debido a la desigualdad entre hombres y mujeres. Estas cifras destacan que las mujeres en Quintana Roo tienen un trato asimétrico que redunda en la restricción de sus libertades y en el ejercicio de sus derechos, por ejemplo la tasa de alfabetización es de 92.5% para las mujeres y de 95.62% para los hombres. Pero la brecha más importante se aprecia en el ingreso proveniente del trabajo; las mujeres ganan, en promedio 9.487 dólares, mientras que los hombres 18.361, lo que significa que ellas ganan alrededor del 52% de lo que ganan los hombres.

Uno de los aspectos a destacar en el ejercicio del derecho de las mujeres a una vida saludable pero sobre todo al derecho a la integridad corporal es el derecho a la salud reproductiva. En la entidad, el nivel de mortalidad materna es ligeramente inferior al promedio nacional: 58.7 y 60 muertes por cien mil nacimientos, respectivamente; siendo entonces que, aun cuando la razón de mortalidad materna es más baja que el promedio nacional, es preciso trabajar en la identificación de los factores asociados a las complicaciones del embarazo, el parto y el puerperio en Quintana Roo.

Dos motivos de preocupación en términos de políticas públicas en salud reproductiva en la entidad son: el cáncer cérvico uterino cuya tasa asciende a 26.6% muertes por cada 100 mil mujeres de 25 años y más; valor superior al promedio nacional (17%) y, el porcentaje de nacimientos registrados de madres adolescentes, es decir, menores de 20 años (17.9%); cifra ligeramente mayor al promedio nacional (17.2%). La mortalidad por cáncer cérvico uterino y embarazo adolescente, son aspectos que deben ser atendidos de manera más rigurosa si se quiere avanzar en los derechos a la salud y la salud reproductiva en Quintana Roo.

Ahora bien, entrando de lleno a los problemas más alarmantes que se viven en Cancún, es el hecho de que, al ser el destino turístico de playa más importante de México, por su esencia económica y su geografía, así como la pobreza, la baja escolaridad, la migración temporal, la violencia doméstica, por destacar los factores de mayor relevancia, es que se convierte en campo fértil para las operaciones de las redes de trata de personas.

De acuerdo con información de la Fiscalía Especial para los Delitos de Violencia contra las Mujeres y Trata de Personas (FEVIMTRA), entre el año 2008 y el año 2013, se rescataron en Quintana Roo, 9 personas que estaban en manos de la delincuencia organizada. Si bien la cifra no parece significativa, considerando que la Comisión Nacional de Derechos Humanos (CNDH) estima que entre 16 mil y 20 mil personas son sujetas a la esclavitud sexual o laboral en México, la realidad es que muchos casos no se denuncian.

Según los resultados del diagnóstico Human Trafficking Assesment Tool efectuado por la American Bar Association (ABA), realizado en México, se detectaron 47 bandas dedicadas a la trata de personas sexual y laboral, siendo Quintana Roo una de las entidades con mayor riesgo en el ilícito, seguido por el entonces Distrito Federal, Baja California, Chiapas, Chihuahua, Guerrero, Oaxaca y Tlaxcala.

Los resultados de la Encuesta Nacional sobre la Dinámica de las Relaciones en los Hogares del 2006, dejan ver que entre las diversas formas de violencia que ejercen los hombres sobre las mujeres, se producen agresiones extremas que, en general, no se olvidan por la magnitud de los daños. Su gravedad se agudiza aún más, al hacer responsables a las mujeres de hechos perpetrados por los hombres, como la violación y el sometimiento de las mujeres a prostituirse, al ser acusadas de observar conductas no apropiadas con base en los esquemas de dominación masculina, tales como acudir a ciertos lugares, salir a horas determinadas, vestirse o comportarse de cierta forma, entre otras.

De las mujeres del país que corren el riesgo de ser violentadas, 804 665 han padecido agresiones extremas tales como ser violadas o prostituidas, mismas que representan 2.3% respecto del total de la población femenina y 5.7% respecto del total de mujeres violentadas. En 13 entidades los porcentajes de mujeres con violencia severa rebasaron el promedio nacional, resultando los más elevados: Estado de México 3.0%, Puebla 3.1%, Quintana Roo y Morelos 3.2% y Chihuahua con 3.8%.

De igual forma se muestra que de las 10'268,036 mujeres mexicanas que se encontraban ocupadas, el 23.8% declaran ser víctimas de discriminación y el 12.5% de acoso moral, físico o sexual en sus centros de trabajo. De estado a estado estas proporciones cambian, pudiendo observarse que 12 entidades federativas registraron porcentajes de acoso en su trabajo por arriba del promedio nacional. Los niveles más altos se encontraron en Quintana Roo, Querétaro, Puebla y Jalisco, donde las cifras de mujeres violentadas de esta forma oscilaron entre 15.0 y 17.2%; en contraste, con porcentajes menores a 9.0% se ubican Tamaulipas, Baja California Sur, Hidalgo, Coahuila y Nuevo León, estados con los niveles más bajos de mujeres ocupadas acosadas moral, sexual o físicamente en sus centros de trabajo.

Del total de mujeres hablantes de lengua indígena, 434,104 manifestaron haber experimentado agresiones en espacios comunes, tales como la calle, el transporte público, centros comerciales, etcétera. El estado de Quintana Roo mostró la mayor proporción de mujeres hablantes de lengua indígena que declararon alguna clase de agresión en lugares públicos, 25 de cada 100; en Yucatán estas mujeres significan 19 de cada 100; en Puebla y Guerrero 15; en Chiapas se tiene el menor dato, de 9 de cada 100 mujeres, que es la mitad del dato de violencia comunitaria para las hablantes en conjunto.

La discriminación, la violencia y la amenaza de la violencia que padecen las mujeres por el hecho de serlo, en prácticamente todos los ámbitos de sus vidas, las frenan en el desarrollo de sus capacidades, inhiben el ejercicio de sus libertades y, en consecuencia, se violentan sus derechos fundamentales. Atender la discriminación y la violencia en la entidad es un imperativo urgente si se quieren alcanzar mejores niveles de desarrollo que abarquen el ejercicio de la ciudadanía plena de las mujeres.

Dicho análisis vertido en rasgos particulares sobre la violencia que viven las mujeres en el estado, pero sobre todo en la ciudad de Cancún, por las circunstancias particulares del lugar, nos dan un panorama real que nos lleva a la urgencia de contar con un Centro de Justicia para las Mujeres en el que se centralicen las atenciones que se deben llevar a cabo para disminuir este flagelo, pero así también, el empoderamiento de las víctimas y el castigo a los agresores.

4. Dependencia responsable del proyecto en la entidad federativa solicitante

La Fiscalía General del Estado de Quintana Roo.

5. Información general de la dependencia estatal responsable del proyecto

Titular: Mtro. Miguel Angel Pech Cen, Fiscal General del Estado de Quintana Roo.

Dirección: Avenida Adolfo López Mateos número 500, Colonia Italia, Código Postal 77035, Chetumal, Quintana Roo.

Teléfono: 01 (983) 83 5 00 50.

Correo electrónico: procurador_quintanaroo@hotmail.com

- **Designación de una persona enlace[1] por parte de la entidad federativa**

Nombre: Lic. Aroshy de los Angeles Lugo Arana.

Cargo: Directora del Instituto de Formación Profesional e Investigación Jurídica, Zona Sur.

[1] La persona enlace será la encargada de responder oportunamente a las solicitudes emitidas por la Secretaría de Gobernación, a través de la Conavim. Asimismo, dará seguimiento a la documentación e informes que se soliciten para dar cumplimiento al Convenio de Coordinación en comento.

Area de adscripción: Fiscalía General del Estado (Chetumal, Quintana Roo.)

Dirección: Avenida Adolfo López Mateos número 500, Colonia Italia, Código Postal 77035, Chetumal, Quintana Roo.

Teléfono: 01 (983) 83 5 00 50, extensión 1250 y 045 (983) 15 4 12 28.

Correo electrónico: aroshylugo@gmail.com

6. Descripción de las responsabilidades de la dependencia estatal a cargo del proyecto y de la o las dependencias estatales que ejecutarán la obra.

Institución ejecutora: La Secretaría de Infraestructura y Transporte será la encargada de realizar la obra, apegándose a las características de los Lineamientos Arquitectónicos emitidos por la Conavim y ONU-Hábitat y a las especificaciones establecidas en el presente Anexo Técnico.

Institución responsable: La Fiscalía General del Estado de Quintana Roo, será la encargada de la supervisión y el seguimiento de los recursos otorgados para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Quintana Roo, en los términos establecidos en el Convenio de Coordinación y su Anexo Técnico, suscritos para tales efectos.

7. Ubicación del inmueble

El Centro de Justicia para las Mujeres estará ubicado en la Avenida Hidalgo, supermanzana 94, manzana 08, lote 03, colonia Región 94, Código Postal 77517, en la ciudad de Cancún, municipio de Benito Juárez, Quintana Roo.

8. Monto total del proyecto en todas sus etapas y el número de etapas proyectadas para su conclusión

La inversión total del proyecto se estima será por un monto de $22’206,759.55 (veintidós millones doscientos seis mil setecientos cincuenta y nueve pesos 55/100 M.N.). Se proyectaron 3 etapas para su conclusión.

9. Monto de la aportación federal autorizada en el 2017

El monto del subsidio destinado para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Quintana Roo, para el ejercicio fiscal 2017 es por la cantidad de $8’000,000.00 (ocho millones 00/100 M.N.).

10 Descripción de la aportación estatal

La aportación estatal consiste en el inmueble destinado para la creación del Centro de Justicia para las Mujeres ubicado en Avenida Hidalgo, supermanzana 94, manzana 08, lote 03, colonia Región 94, Código Postal 77517, en la ciudad de Cancún, municipio de Benito Juárez, Quintana Roo, el cual está valuado en $935,300.28 (novecientos treinta y cinco mil trescientos pesos 28/100 M.N.).

11. Porcentaje de avance de la obra que se estima alcanzar con la aportación federal autorizada en el 2017

Se alcanzará un porcentaje de obra del 58%.

12. Fecha estimada de inicio de la obra

Una vez transferido el subsidio aprobado por el Comité de Evaluación de Proyectos, la entidad federativa será responsable de ajustar la programación de la obra de creación del Centro de Justicia para las Mujeres de Quintana Roo, con la finalidad de que su conclusión y la comprobación de los recursos asignados, se efectúen a más tardar el 31 de diciembre de 2017, con fundamento a lo establecido por el artículo 54 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

En este sentido, la fecha de emisión de la documentación probatoria del subsidio, deberá ser posterior a la fecha de suscripción del presente Convenio de Coordinación y Anexo Técnico, así como de la transferencia del recurso federal.

13. Fecha estimada para la conclusión de la etapa que se construye en el 2017 y fecha estimada de conclusión de la obra (en caso de ser varias etapas en diferentes ejercicios fiscales)

Se establecerá la fecha de conclusión de la obra de acuerdo a la fecha en la que realicen los trámites para la disposición del recurso, para concluir la obra a más tardar el 31 de diciembre de 2017.

14. Cronograma físico-financiero de la obra

PROGRAMA DE OBRA FISICO FINANCIERO DURACION DE LA OBRA = 6.00 MESES									
Clave	Descripción	Total	%	M1	M2	M3	M4	M5	M6
CJM Rehabilitación (Primera Etapa)									
1.1	**Demoliciones**	1,181.52	0.014769%	100%					
1.2	**Cargas y acarreos**	878.33	0.010979%	100%					
1.3	**Albañilería** Acabados, muros y plafones a base de panel	148,818.24	1.860228%	100%					
1.4	**Cancelería de aluminio** Desmontajes y cancelería de aluminio	488.26	0.006103%	100%					
CJM Terminación de la Primera Etapa									
	Edificio principal planta baja			100%					
2.1.1	**Preliminares**	71,761.12	0.897014%	100%					
2.1.2	**Cimentación**	171,649.76	2.145622%	100%					
2.1.3	**Estructura**	200,850.60	2.510633%	61.290325%	38.709675%				
2.1.4	**Albañilería**	400,053.04	5.000663%		100%				
2.1.5	**Muebles de baño**	19,620.70	0.245259%		95.652173%	4.347827%			
2.1.6	**Herrería y cancelería**	910,170.95	11.377137%		100%				
2.1.7	**Instalación sanitaria**	5,727.81	0.071598%		100%				
2.1.8	**Instalaciones hidráulicas**	35,532.13	0.444152%		52.173924%	47.826076%			
2.1.10	**Instalación eléctrica**	88,595.56	1.107445%			100%			
2.1.11	**Voz y datos**	13,950.75	0.174384%						
Construcción de la Segunda Etapa (Primer Nivel)									
3.1	**Albañilería**	2'091,063.03	26.138288%		65.217392%	34.782608%			
3.2	**Acabados, aplanados y pisos**	15,873.26	0.198416%			100%			
3.3	**Estructura**	736,620.45	9.207756%			60%	40%		
3.4	**Cubierta**	466,840.62	5.835508%				100%		
3.5	**Instalaciones hidrosanitarias Preparaciones hidrosanitarias para el primer nivel**	189,167.62	2.364595%				100%		
3.6	**Instalaciones eléctricas Preparaciones eléctricas para el primer nivel Voz y datos**	787,178.17	9.839727%				53.846157%	46.153843%	
3.7	**Subestación eléctrica** Transición aéreo-subterránea Obra civil acometida eléctrica en media tensión Conductores media tensión Accesorios pre moldeados en media tensión Equipo eléctrico media tensión Tableros baja tensión Obra civil baja tensión Conductores baja tensión Pagos	881,623.73	11.020297%					83.636365%	16.363635%
3.8	**Herrería, cancelería y carpintería**	496,523.83	6.206548%					26.829266%	73.170734%
3.9	**Instalaciones eléctricas** Obra exterior y no considerados	265,830.52	3.322882%						100%

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Total Parcial 8'000,000.00	840,821.64	2'496,298.71	1'281,066.98	1'374,521.61	1'233,884.72	773,406.34
Total Acumulado	840,821.64	3'337,120.35	4'618,187.33	5'992,708.94	7'226,593.66	8'000,000.00
% Parcial	10.510270%	31.203734%	16.013337%	17.181520%	15.423559%	9.667579%
% Acumulado	10.510270%	41.714004%	57.727342%	74.908862%	90.332421%	100 %

15. Catálogo de conceptos de obra

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
1	**CJM REHABILITACION (PRIMERA ETAPA).**				
1.1	**DEMOLICIONES**				
10102	DEMOLICION DE MURO DE BLOCK CUBIERTO DE LOSETA CERAMICA EN AMBAS CARAS, INCLUYE: MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	12.00	98.46	1,181.52
1.1	**TOTAL DE DEMOLICIONES**		**1.00**	**1,181.52**	**1,181.52**
1.2	**CARGAS Y ACARREOS**				
10201	CARGA Y ACARREO DE MATERIAL PRODUCTO DE DEMOLICION Y LIMPIEZA FUERA DEL AREA DE TRABAJO, INCLUYE: MANO DE OBRA Y HTAS.	M3	3.60	243.98	878.33
1.2	**TOTAL DE CARGAS Y ACARREOS**		**1.00**	**878.33**	**878.33**
1.3	**ALBAÑILERIA**				
1.3.2	**ACABADOS**				
20309	LIMPIEZA DE AZOTEA, INCLUYE: BARRIDO, RECOJA DE CASCAJOS, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	384.00	30.76	11,811.84
20310	PINTURA VINILICA VINIMEX EN MUROS INTERIORES Y EXTERIORES, INCLUYE: PREPARACION DE LA SUPERFICIE A DOS MANOS DE PINTURA Y UNA MANO DE SELLADOR 5X1, MATERIALES MANOS DE OBRA Y HTAS.	M2	180.00	64.10	11,538.00
1.3.2	**TOTAL DE ACABADOS**		**1.00**	**23,349.84**	**23,349.84**

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
1.3.3	**MUROS Y PLAFONES A BASE DE PANEL**				
20301	DESMONTAJE DE FALSO PLAFON RETICULAR, INCLUYE: RETIRO FUERA DEL AREA DE TRABAJO, MANO DE OBRA Y THAS.	M2	384.00	34.87	13,390.08
203001	COLOCACION DE TABLETAS DE GALLETAS REUTILIZADAS Y PINTADAS CON PINTURA VINILICA PARA FALSO PLAFON RETICULAR MODELO ARMSTRONG, INCLUYE: PINTURA EN GALLETAS, ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	269.00	58.66	15,779.54
501125	FALSO PLAFOND DE TABLAROCA TIPO AMSTRONG 61X61 CM. MINI-TONE LINEA SOMBRA, INCLUYE: SUMINISTRO, COLOCACION, CANALETAS DE CARGA, CANALETA AUXILIAR, TORNILLOS, PERFACINTA, REDIMIX, NIVELACION, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	115.00	791.79	91,055.85
20303	SUSTITUCION DE TABLA EN MURO DE TABLAROCA, INCLUYE: DESMONTAJE Y RETIRO DE MATERIALES DE DESPERDICIO, MANO DE OBRA Y THAS.	M2	24.20	216.65	5,242.93
1.3.3	**TOTAL DE MUROS Y PLAFONES A BASE DE PANEL**		**1.00**	**125,468.40**	**125,468.40**
1.3	**TOTAL DE ALBAÑILERIA**		**1.00**	**148,818.24**	**148,818.24**
1.4	**CANCELERIA DE ALUMINIO**				
1.4.1	**DESMONTAJES Y CANCELERIA DE ALUMINIO**				
50101	DESMONTAJE CON RECUPERACION DE PUERTA DE ALUMINIO Y ACRILICO DE 1.50X2.20 MTS, INCLUYE MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	1.00	488.26	488.26
1.4.1	**TOTAL DE DESMONTAJES Y CANCELERIA DE ALUMINIO**		**1.00**	**488.26**	**488.26**
1.4	**TOTAL DE CANCELERIA DE ALUMINIO**		**1.00**	**488.26**	**488.26**

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
1	**TOTAL DE CJM REHABILITACION (PRIMERA ETAPA).**		**1.00**	**151,366.35**	**151,366.35**
2	**CJM TERMINACION DE LA PRIMERA ETAPA.**				
2.1	**EDIFICIO PRINCIPAL PLANTA BAJA**				
2.1.1	**PRELIMINARES**				
501021	PICADO DE LOSA PERIMETRAL PARA ADOSAMIENTO DE NUEVO EDIFICIO, INCLUYE MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	9.15	213.24	1,951.15
501062	DEMOLICION DE PRETIL Y AREAS DE COLUMNAS PARA ADOSAMIENTO Y PARA CONSTRUCCION DEL SIGUIENTE NIVEL DEL EDIFICIO, INCLUYE MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	16.00	98.46	1,575.36
501002	TRAZO Y NIVELACION DEL TERRENO PARA DESPLANTE ESTABLECIENDO EJES Y NIVELES, INCLUYE: MATERIALES DE CONSUMO, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2.	165.50	21.11	3,493.71
501003	EXCAVACION EN MATERIAL TIPO "B" Y "C" CON MEDIOS MECANICOS HASTA 2.00 MTS DE PROFUNDIDAD. INCLUYE: MAQUINARIA, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M3.	41.50	464.81	19,289.62
501004	PLANTILLA DE CONCRETO F'C=150 KG/CM2 DE 5 CM. DE ESPESOR, AGREGADO MAXIMO DE 19 MM. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS. Y DESPERDICIOS.	M2.	24.50	209.00	5,120.50
501005	RELLENO CON MATERIAL PRODUCTO DE LA EXCAVACION, INCLUYE: ACARREO Y APLICACION DE TODOS LOS MATERIALES, EQUIPO, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTA.	M3.	41.38	248.52	10,283.76
501006	RELLENO CON MATERIAL PRODUCTO DE BANCO (SASCAB) COMPACTADO CON PISON DE MANO O NEUMATICO EN CAPAS DE 20 CMS AL 90% PROCTOR. INCLUYE: INCORPORACION DE AGUA, ACARREO, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M3	53.60	482.51	25,862.54
10226	DEMOLICION A MANO DE FIRME DE BASE DE TINACO SIN RECUPERACION, INCLUYE: MANO DE OBRA, UTILIZACION DE LA HERRAMIENTA Y/O EQUIPO NECESARIO, ACARREO DENTRO DE LA OBRA AL SITIO DE ACOPIO, TRASPALEOS.	PZA	2.00	1,476.89	2,953.78
10227	DEMOLICION DE COLUMNA DE CONCRETO DE 150 KG/CM2 DE 40X15 CMS EN PRETIL PARA TRRASLAPE DE VARILLA DE COLUMNAS INCLUYE; MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS	PZA	5.00	246.14	1,230.70
2.1.1	**TOTAL DE PRELIMINARES**		**1.00**	**71,761.12**	**71,761.12**
2.1.2	**CIMENTACION**				
501007	CIMIENTO DE MAMPOSTERIA CON PIEDRA DE LA REGION ASENTADA CON MORTERO CEMENTO-CAL-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:1:6. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M3.	11.72	2,312.91	27,107.31
501008	RODAPIE DE MAMPOSTERIA DE PIEDRA DE LA REGION ASENTADA CON MORTERO DE CEMENTO, CAL Y POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:2:6. INCLUYE ACABADO COMUN, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M3.	3.60	2,140.84	7,707.02

501009	CADENA C-D DE DESPLANTE DE 15x30 CMS A BASE DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2., HABILITADO CON 4 VARILLAS DEL #4 Y ESTRIBOS #2 @20CM CON ACABADO COMUN. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	25.40	641.13	16,284.70
501010	TRABE DE LIGA TL DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2 DE 30x30 CM. ARMADA CON 6 VAR. # 4, ESTRIBOS DE # 2 @ 20 CM. INCLUYE: MATERIALES, CIMBRA COMUN DE MANO DE MANO DE OBRA Y HTAS.	ML.	16.00	1,263.96	20,223.36

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
501011	DADO DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2. DE 40x40x ALTURA VARIABLE. ARM.CON 8 VAR # 8, EST. # 3 @ 7.5 CMS PARA ANCLAJE DE COLUMNA A ZAPATA. INCLUYE: MATERIALES, CIMBRA, ACABADO COMUN, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	5.50	2,953.62	16,244.91
501012	DADO DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2. DE 30x30x ALTURA VARIABLE. PARA ANCLAJE DE K-1 A MAMPOSTERIA. INCLUYE: MATERIALES, CIMBRA, ACABADO COMUN, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	14.00	997.06	13,958.84
501015	ZAPATA AISLADA DE CONCRETO Z-1 F'C=200 KG/CM2 DE SECCION 1.90x1.90 M, 0.45 M. ESP., ARMADO CON VAR. # 5 @ 12.5 CM. AMBOS SENTIDOS, ASENTADA EN UNA PROFUNDIDAD MINIMA DE 1.2 M, SOBRE UNA PLANTILLA DE 5 CM. DE ESPESOR Y CONCRETO DE 200KG/CM2. RECUBRIMIENTO DE 7CM. INC. CIMBRA, DESCIMBRA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	5.00	13,594.35	67,971.75
501018	IMPERMEABILIZACION DE ZAPATAS DE 1.90X1.90X0.45 MTS, CONTRATRABES DE 0.30X0.30 MTS. Y DADOS CON HIDROPRIMER Y VAPORTITE. INCLUYE: MATERIAL Y MANO DE OBRA.	LOTE	1.00	2,151.87	2,151.87
2.1.2	**TOTAL DE CIMENTACION**		**1.00**	**171,649.76**	**171,649.76**
2.1.3	**ESTRUCTURA**				
501020	COLUMNA DE CONCRETO C-1 F'C=200 KG/CM2 DE 30x 30 CM. ARMADA CON 8 VAR. #8 Y EST. DE # 3, 11 @ 7.5 CM.- @ 15CM- 11@ 7.5CM. INC. MAT., CIMBRA APARENTE, CHAFLANES MANO DE OBRA, HTAS. Y EQ.	ML.	16.00	2,573.29	41,172.64
501022	LOSA DE VIGUETA 12.5 Y BOVEDILLA DE POLIESTIRENO DE 15x60x62.5 CM. CON CAPA DE COMPRESION DE 5 CMS DE ESPESOR, CON CONCRETO DE F'C= 200 KG/CM2 Y REF DE TEMP. CN MALLA-LAC 6x6-10/10. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2.	90.50	1,055.01	95,478.40
501023	TRABE T-3 DE CONCRETO DE F'C=200 KG/CM2 DE SECC DE 30X50 CMS. VER ARMADO EN PLANO. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	20.00	2,050.01	41,000.20
501024	TRABE T-4 DE CONCRETO DE F'C=200 KG/CM2 DE SECC DE 30X40 CMS. VER ARMADO EN PLANO. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	16.00	1,449.96	23,199.36
2.1.3	**TOTAL DE ESTRUCTURA**		**1.00**	**200,850.60**	**200,850.60**
2.1.4	**ALBAÑILERIA**				
501025	MURO DE BLOCK HUECO DE 15x20x40 CM. CON ACABADO COMUN, ASENTADO CON MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5. INCLUYE: ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS. A UNA ALTURA MAXIMA DE 5 M.	M2	106.20	340.82	36,195.08
501125	FALSO PLAFON DE TABLAROCA TIPO AMSTRONG 61X61 CM. MINI-TONE LINEA SOMBRA, INCLUYE: SUMINISTRO, COLOCACION, CANALETAS DE CARGA, CANALETA AUXILIAR, TORNILLOS, PERFACINTA, REDIMIX, NIVELACION, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	70.80	791.79	56,058.73
501118	CASTILLO K - 1 DE SECCION CUADRADA DE 15x15 CM, DE CONCRETO F'c= 200 KG/CM2 ARMADA CON 4 VARILLAS DE # 4 Y ESTRIBOS DE # 2 @20 CM, CON CIMBRA COMUN EN DOS CARAS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	45.00	381.54	17,169.30

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
501031	CADENA DE CERRAMIENTO DE CONCRETO F'c=200 KG/CM2, DE 15x30CM ARMADA CON 4 VARILLAS DE # 4 Y E # 2 @20 CM. EN ACABADO COMUN, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	27.40	539.12	14,771.89
501032	APLANADO EN MUROS A 3 CAPAS CON ESPESOR PROMEDIO DE 2.5 CM A BASE DE MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROP 1:5 (RICHEADO), CMENTO-CAL-POLVO DE PIEDRA 1:1:6 (ESTUCO) CEMENTO-CAL-PLVO DE PIEDRA CER. 1:1:4 (FINO) CON REMATE Y EMBOQUILLADOS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	450.00	234.42	105,489.00
501036	FIRME DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2 DE 8 CM DE ESPESOR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	70.80	381.52	27,011.62
501037	RECUBRIMIENTO EN PISO DE PORCELANATO "ABSOLUTE", MARCA INTERCERAMIC DE 60X60 CM., COLOR BEIGE PULIDO ASENTADO CON MORTERO; CEMENTO Y POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5 JUN TEADO CON BOQULLEX. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	70.80	1,132.26	80,164.01

501045	EMBOQUILLADOS Y PERFILES DE ARISTAS CON MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROP. 1:1:8 ACABADO FINO CON PLANCHUELA DE MADERA. INCLUYE ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	45.00	114.67	5,160.15
501046	SUMINISTRO Y APLICACION DE PINTURA VINILICA EN MUROS MARCA VINIMEX DE COMEX O SIMILAR A DOS APLICACIONES COLOR BLANCO, O SIMILAR, Y 1 APLICACION DE SELLADOR VINILICO 5x1 DE COMEX. INCLUYE: ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	450.00	64.10	28,845.00
5010471	CALCRETO EN LOSA DE AZOTEA CON MORTERO CEMENTO-CALHIDRA-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:18:27:36, CON UNA PENDIENTES DEL 2% ESPESOR PROMEDIO DE 5	M2	22.80	224.73	5,123.84
5010481	PRETIL DE 0.45 M DE ALTURA, CON DOS BLOCKS Y REMATE, ACABADO CON MASILLA DIRECTA EN INTERIOR Y APLANADO A TRES CAPAS EN EXTERIOR. INCLUYE MATERIALES MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	10.85	356.61	3,869.22
501049	ZOCLOS PARA REMATE DE PISO ABSULUTE EN MURO DE LOSETA DE 11 CMS ASENTADO CON MORTERO CEM: ARENA 1:5 JUNTEADO CON CEMENTO BLANCO, INCLUYE: CORTES RECTOS, REMATES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	67.40	159.45	10,746.93
501051	FORJADO DE CHAFLAN EN AZOTEA DE CONC. F'C=100KG/CM2 DE 10 CM. ACABADO FINO. INCLUYE MATE RIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	11.60	79.77	925.33
501058	APLICACION DE ADITIVO PARA CONCRETO EN CARAS DE UNION DE LOS ELEMENTOS ESTRUCTURALES, MARCA FESTER O SIMILAR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	16.98	501.94	8,522.94
2.1.4	**TOTAL DE ALBAÑILERIA**		**1.00**	**400,053.04**	**400,053.04**
2.1.5	**MUEBLES DE BAÑO**				
40102	BARRA DE SEGURIDAD CON CHAPETON DE 47 CM, MOD. (PV3595) MARCA HELVEX. EN AREA DE W.C. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	1,141.49	2,282.98
40104	CAMBIADOR DE PAÑAL RUBBERMAID HORIZONTAL MOD. FG781888, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS	PZA	2.00	8,668.86	17,337.72

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
	.				
2.1.5	**TOTAL DE MUEBLES DE BAÑO**		**1.00**	**19,620.70**	**19,620.70**
2.1.6	**HERRERIA Y CANCELERIA**				
50102	BARANDAL DE 0.90 M DE ALTURA, DE TUBO DE ALUMINIO REDONDO DE 1 1/2 PASAMANOS EN COLOR CHAMPAGNE, INCLUYE: MATERIALES MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	12.50	2,082.18	26,027.25
50125	DESMONTAJE CON RECUPERACION DE PUERTA DE ALUMINIO Y ACRILICO DE 2.20X1.80 MTS, INCLUYE: MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	1.00	488.26	488.26
5424	ESMERILADO DE CRISTAL INCLUYE: MATERIALES MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS	M2	137.47	326.97	44,948.57
51245	SUMINISTRO Y COLOCACION DE VENTANA DE ACERO INOXIDABLE CON CRISTAL BLINDADO DE 3.5 CMS DE ESPESOR, INCLUYE: ACCESORIOS DE FIJACION, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTA.	M2	13.67	60,740.20	830,318.53
52450	SUMINISTRO Y COLOCACION DE PUERTA DE 0.80X2.20 MTS A BASE MARCO Y CONTRA MARCO DE PERFILES DE ANGULAR DE 1 1/2" Y LAMINA DONCA, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	3,817.17	3,817.17
52451	SUMINISTRO Y COLOCACION DE PUERTA DE 1.00X2.20 MTS A BASE MARCO Y CONTRA MARCO DE PERFILES DE ANGULAR DE 1 1/2" Y LAMINA DONCA, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	4,571.17	4,571.17
2.1.6	**TOTAL DE HERRERIA Y CANCELERIA**		**1.00**	**910,170.95**	**910,170.95**
2.1.7	**INSTALACION SANITARIA**				
52018	SUMINISTRO Y COLOCACION DE COLADERA DE PISO # 24 MARCA HELVEX O SIMILAR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	1.00	2,175.31	2,175.31
010977	SALIDA SANITARIA PARA COLADERA DE PISO DE PVC CON TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 50 MM. INCLUYE. CONEXIONES, MATERIALES DE CONSUMO, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	1.00	454.02	454.02
51487	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 4" DE DIAMETRO, PARA AGUAS JABONOSAS. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	22.00	140.84	3,098.48
2.1.7	**TOTAL DE INSTALACION SANITARIA**		**1.00**	**5,727.81**	**5,727.81**
2.1.8	**INSTALACIONES HIDRAULICAS**				
10429	DESMONTAJE DE TINACO DE POLIETILENO CON CAPACIDAD DE CON RECUPERACION, INCLUYE: DESCONEXION HIDRAULICA, DESCENSO DESDE UNA ALTURA DE 6M, ACARREO HASTA UNA ESTACION DE 20 MTS, MANO DE OBRA, EQUIPO Y HERRAMIENTA	PZA	2.00	1,046.29	2,092.58

10452	REGISTRO SANITARIO DE AGUAS NEGRAS Y JABONOSAS DE 40x60x80 CMS MEDIDAS INTERIORES A BASE DE BLOCK DE 15x20x40 CMS ASENTADO CON MORTERO CEMENTO- POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5. INCLUYE: APLANADO PULIDO EN MUROS Y FONDO, CON TAPA DE CONCRETO F'C= 150 KG/CM2, MARCO Y CONTRAMARCO DE 40X60 CMS, INCLUYE: EXCAVACION, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	12.00	2,274.82	27,297.84
51487	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 4" DE DIAMETRO, PARA AGUAS JABONOSAS. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	39.00	140.84	5,492.76

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
010990	SUMINISTRO, INSTALACION Y CONEXION DE LLAVE DE NARIZ CROMADA DE 13 MM CON CHAPETON MCA URREA O SIMILAR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	1.00	229.52	229.52
5141	SALIDA HIDRAULICA PARA LLAVE DE NARIZ CON TUBERIA DE PVC HIDRAULICO CED. 40, CON VALVULA DE CONTROL. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	419.43	419.43
2.1.8	**TOTAL DE INSTALACIONES HIDRAULICAS**		**1.00**	**35,532.13**	**35,532.13**
2.1.10	**INSTALACION ELECTRICA**				
50961	DESMANTELAMIENTO, DESCONEXION Y REUBICACION DE PLANTA DE EMERGENCIA DE 80X80 CMS A AZOTEA EN CASETA DE SEGURIDAD, INCLUYE: SALIDA DE LINEAS DE CONEXION ELECTRICA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	2,231.15	2,231.15
50962	DESMANTELAMIENTO, DESCONEXION Y REUBICACION DE BOMBA DE AGUA, DEMOLIENDO CASETA DE AGUA DE 0.80X0.80X0.70 MTS, Y CONSTRUYENDO NUEVA CASETA, A BASE DE MUROS DE BLOCK DE 10X20X40 CMS CON ACABADO APLANADOS, INCLUYE: SALIDA ELECTRICA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	2,385.56	2,385.56
011340	SALIDA PARA CONTACTO MONOFASICO CON TUBO DE PVC CONDUIT DE 19 MM TIPO "L", CONDUCTORES THW CAL.10 Y 12, MARCA CONDUMEX O SIMILAR, TIERRA FISICA, ACCESORIOS DE PVC Y PLACA TIPO QUINZIÑO O SIMILAR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	9.00	563.96	5,075.64
56055	SUMINISTRO E INSTALACION LUMINARIO FLUORESENTE CUBIC 61 x 61 CMS OFFICE DE EMPOTRAR EN PLAFOND MODULAR, 2 x 32 WATTS, 16 CELDAS, CON DOS LAMPARAS LFU T-8 DE 32 WATTS, BALASTRO ELECTRONICO, VOLTAJE DE ALIMENTACION 90 - 140 VOLTS, MARCA MAGG. O SIMILAR .INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	7.00	1,458.96	10,212.72
560552	SUMINISTRO E INSTALACION LUMINARIO FLUORESENTE CUBIC 61 x 1.21 CMS OFFICE DE EMPOTRAR EN PLAFOND MODULAR, 2 x 32 WATTS, 16 CELDAS, CON DOS LAMPARAS LFU T-8 DE 32 WATTS, BALASTRO ELECTRONICO, VOLTAJE DE ALIMENTACION 90 - 140 VOLTS, MARCA MAGG. O SIMILAR .INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	2,167.72	4,335.44
5845	SUMINISTRO E INSTALACION DE LUMINARIO LAMPARA DE PARED ARBOTANTE SENCILLO DE EXTERIOR RIGA 15 CMS EGLO EMPOTRAR O SIMILAR, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	5.00	1,413.72	7,068.60
58451	SUMINISTRO E INSTALACION DE LUMINARIO DE EMPOTRAR DE 2X14 W LFCT 42 WATTS, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	1,715.32	3,430.64
53001	SALIDA PARA ILUMINACION Y/O VENTILADOR CON TUBO DE PVC TIPO PESADO DE 13 Y 19 MM, CABLE THW No. 12 Y DESNUDO No. 12, PLACA DE RESINA, APAGADOR SENCILLO. INCLUYE: RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	16.00	935.98	14,975.68
53009	SALIDA MONOFASICA A 220V, PARA AIRE ACONDICIONADO TIPO MINISPLIT A BASE DE TUBERIA CONDUIT DE PVC DE TIPO LIGERO 13 Y 19 MM., CURVAS, CONECTORES, CABLE THW #10 Y DESNUDO #12, INCLUYE: RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	SAL	1.00	2,048.71	2,048.71

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
53032	SUMINISTRO E INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT MARCA LENNOX O SIMILAR DE 36000 BTU/HR DE 3900 WATTS 220/60 HZ TECNOLOGIA INVERTER MODELO HLDA24 O SIMILAR, INCLUYE: 4 TACONES DE NEOPRENO EN LAS ESQUINAS DE LA CONDENSADORA PARA EVITAR TRANSMISION DE VIBRACIONES A LA LOSA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	1.00	36,831.42	36,831.42
2.1.10	**TOTAL DE INSTALACION ELECTRICA**		**1.00**	**88,595.56**	**88,595.56**
2.1.11	**VOZ Y DATOS**				
TI-CH01	SUMINISTRO INSTALACION Y CONEXION DE NODO PARA SERVICIO DE VOZ Y DATOS PARA UNA RED LAN DE ACUERDO A LOS ESTANDARES (IEEE/ANSI/TIA/EIA/568-B) PARA UN SISTEMA DE CABLEADO ESTRUCTURADO CAT 6 PARA INTERIORES Y/O EXTERIORES, EN CUALQUIER NIVEL, INCLUYE ANDAMIOS, DESPERDICIOS, CABLE UTP CAT 6, 4 PARES, FACE PLATE JACK RJ 45 CAT 6, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	SAL	5.00	2,790.15	13,950.75

2.1.11	**TOTAL DE VOZ Y DATOS**		**1.00**	**13,950.75**	**13,950.75**
2.1	**TOTAL DE EDIFICIO PRINCIPAL PLANTA BAJA**		**1.00**	**1'917,912.42**	**1'917,912.42**
2	**TOTAL DE CJM TERMINACION DE LA PRIMERA ETAPA.**		**1.00**	**1'917,912.42**	**1'917,912.42**
3	**CONSTRUCCION DE LA SEGUNDA ETAPA (PRIMER NIVEL)**				
3.1	**ALBAÑILERIA**				
501025	MURO DE BLOCK HUECO DE 15x20x40 CM. CON ACABADO COMUN, ASENTADO CON MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5. INCLUYE: ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS. A UNA ALTURA MAXIMA DE 5 M.	M2	384.80	340.82	131,147.54
501026	SUMINISTRO Y COLOCACION DE MURO DE TABLAROCA DE 10 CMS. DE ESPESOR, INCLUYE: CANAL DE AMARRE GALVANIZADO, POSTE CANAL METALICO, ACABADO CON CEMENTO REDIMIX EN DOS CARAS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	287.93	480.54	138,361.88
501125	FALSO PLAFON DE TABLAROCA TIPO AMSTRONG 61X61 CM. MINI-TONE LINEA SOMBRA, INCLUYE: SUMINISTRO, COLOCACION, CANALETAS DE CARGA, CANALETA AUXILIAR, TORNILLOS, PERFACINTA, REDIMIX, NIVELACION, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	416.00	791.79	329,384.64
501118	CASTILLO K - 1 DE SECCION CUADRADA DE 15x15 CM, DE CONCRETO F'c= 200 KG/CM2 ARMADA CON 4 VARILLAS DE # 4 Y ESTRIBOS DE # 2 @20 CM, CON CIMBRA COMUN EN DOS CARAS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	311.20	381.54	118,735.25
501029	CASTILLO K-2 DE SECCION RECTANGULAR DE 15x20 CM, DE CONCRETO F'c= 200 KG/CM2 ARMADA CON 4 VARILAS DE # 4 Y ESTRIBOS DE # 2, 12 @ 7.5 - @ 15 CM - 12 @ 7.5 CM, CON CIMBRA COMUN EN DOS CARAS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	3.10	420.43	1,303.33
501031	CADENA DE CERRAMIENTO DE CONCRETO F'c=200 KG/CM2, DE 15x30CM ARMADA CON 4 VARILLAS DE # 4 Y E # 2 @20 CM. EN ACABADO COMUN, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	60.00	539.12	32,347.20
501032	APLANADO EN MUROS A 3 CAPAS CON ESPESOR PROMEDIO DE 2.5 CM A BASE DE MORTERO CEMENTO. POLVO DE PIEDRA EN PROP 1:5 (RICHEADO), CMENTO-CAL-POLVO DE PIEDRA 1:1:6 (ESTUCO) CEMENTO-CAL-PLVO DE PIEDRA CER. 1:1:4 (FINO) CON REMATE Y EMBOQUILLADOS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	865.00	234.42	202,773.30

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
501036	FIRME DE CONCRETO F'C=200 KG/CM2 DE 8 CM DE ESPESOR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	453.80	381.52	173,133.78
501037	RECUBRIMIENTO EN PISO DE PORCELANATO "ABSOLUTE", MARCA INTERCERAMIC DE 60X60 CM., COLOR BEIGE PULIDO ASENTADO CON MORTERO; CEMENTO Y POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5 JUNTEADO CON BOQULLEX. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	453.80	1,132.26	513,819.59
501045	EMBOQUILLADOS Y PERFILES DE ARISTAS CON MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROP. 1:1:8 ACABADO FINO CON PLANCHUELA DE MADERA. INCLUYE ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	116.00	114.67	13,301.72
501038	LOSA DE CONCRETO PARA MESETA DE 10 CM DE ESPESOR F'C=200KG/CM2, ARMADA CON VARILLA DE 3/8 A CADA 20 CM A.S. INCLUYE: CIMBRA COMUN, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	8.40	823.94	6,921.10
501039	RECUBRIMIENTO EN MESETA O MUROS DE PISO SEMIBRILLANTE "BERLIN", MARCA VITROMEX, 33X33 CM, COLOR BEIGE, O SIMILAR, ASENTADO CON MORTERO CEMENTO-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:5 JUNTEADO CON BOQUILLEX. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	8.40	444.29	3,732.04
501046	SUMINISTRO Y APLICACION DE PINTURA VINILICA EN MUROS MARCA VINIMEX DE COMEX O SIMILAR A DOS APLICACIONES COLOR BLANCO, O SIMILAR, Y 1 APLICACION DE SELLADOR VINILICO 5x1 DE COMEX. INCLUYE: ANDAMIOS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	915.50	64.10	58,683.55
5010471	CALCRETO EN LOSA DE AZOTEA CON MORTERO CEMENTO- CALHIDRA-POLVO DE PIEDRA EN PROPORCION 1:18:27:36, CON UNA PENDIENTES DEL 2% ESPESOR PROMEDIO DE 5 CMS. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2	416.00	224.73	93,487.68
5010481	PRETIL DE 0.45 M DE ALTURA, CON DOS BLOCKS Y REMATE, ACABADO CON MASILLA DIRECTA EN INTERIOR Y APLANADO A TRES CAPAS EN EXTERIOR. INCLUYE MATERIALES MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	94.00	356.61	33,521.34
501049	ZOCLOS PARA REMATE DE PISO ABSULUTE EN MURO DE LOSETA DE 11 CMS ASENTADO CON MORTERO CEM: ARENA 1:5 JUNTEADO CON CEMENTO BLANCO, INCLUYE: CORTES RECTOS, REMATES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	237.00	159.45	37,789.65

501051	FORJADO DE CHAFLAN EN AZOTEA DE CONC. F'C=100KG/CM2 DE 10 CM. ACABADO FINO. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	94.00	79.77	7,498.38
501060	FORJADO DE BASE DE TINACO, CON BLOCK DE 15X20X40 CMS Y PLACA DE CONCRETO DE 1.30 MTS DE DIAMETRO DE CONCRETO ARMADO F´C=200 KG/CM2 Y ACERO DEL 3/8" A CADA 20 CMS EN AMBOS SENTIDOS.	PZA	4.00	2,851.69	11,406.76
501059	SUMINISTRO Y APLICACION DE IMPERMEABILIZANTE EN CALIENTE SBS COLOR ROJO TERRACOTA, CON GARANTIA DE 5 AÑOS, INCLUYE LIMPIEZA DE LA SUPERFICIE, SELLADO, APLICACION DE IMPERMEABILIZANTE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	M2	453.80	377.44	171,282.27

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
501061	LIMPIEZA FINAL DE LA OBRA, INCLUYE LIMPIEZA FINA PARA ENTREGA EN INTERIOR DEL EDIFICIO, CARGA Y RETIRO DE ESCOMBRO PRODUCTO DE LOS DESPERDICIOS DE OBRA EN CAMION, MANO DE OBRA, MATERIALES Y MO.	LOTE	1.00	12,432.03	12,432.03
3.1	**TOTAL DE ALBAÑILERIA**		**1.00**	**2'091,063.03**	**2'091,063.03**
3.2	**ACABADOS, APLANADOS PISOS**				
203011	BASE PARA A.A. DE CONCRETO DE F`C = 150 KG/CM2 DE 0.50X1.20X.10, INCLUYE: COLADO, CIMBRADO, MATERIALES MANOS DE OBRA Y HTAS.	PZA	21.00	481.86	10,119.06
203021	BASE PARA TENDIDO DE TUBERIA CON CONCRETO DE F`C=100 KG/CM2 DE 0.15X0.15X0.15 MT INCLUYE: COLADO, CIMBRADO, MATERIALES, MANO DE OBRA HTAS.	PZA	50.00	70.06	3,503.00
20311	PROTECCION DE PUNTAS DE VARILLA CORRUGADA EN EXTENSION DE COLUMNAS A BASE DE PINTURA ANTIOXIDANTE, MATERIALES MANO DE OBRA Y HTAS	PZA	35.00	64.32	2,251.20
3.2	**TOTAL DE ACABADOS, APLANADOS PISOS**		**1.00**	**15,873.26**	**15,873.26**
3.3	**ESTRUCTURA**				
501020	COLUMNA DE CONCRETO C-1 F'C=200 KG/CM2 DE 30x 30 CM. ARMADA CON 8 VAR. #8 Y EST. DE # 3, 11 @ 7.5 CM.-@ 15CM- 11@ 7.5CM. INC. MAT., CIMBRA APARENTE, CHAFLANES MANO DE OBRA, HTAS. Y EQ.	ML.	105.40	2,573.29	271,224.77
501023	TRABE T-3 DE CONCRETO DE F'C=200 KG/CM2 DE SECC DE 30X50 CMS. VER ARMADO EN PLANO. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	128.00	2,050.01	262,401.28
501024	TRABE T-4 DE CONCRETO DE F'C=200 KG/CM2 DE SECC DE 30X40 CMS. VER ARMADO EN PLANO. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	140.00	1,449.96	202,994.40
3.3	**TOTAL DE ESTRUCTURA**		**1.00**	**736,620.45**	**736,620.45**
3.4	**CUBIERTA**				
501022	LOSA DE VIGUETA 12.5 Y BOVEDILLA DE POLIESTIRENO DE 15x60x62.5 CM. CON CAPA DE COMPRESION DE 5 CMS DE ESPESOR, CON CONCRETO DE F'C= 200 KG/CM2 Y REF DE TEMP. CN MALLA-LAC 6x6-10/10. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	M2.	428.00	1,055.01	451,544.28
5010221	FORJADO DE TECHUMBRE DE 4.00X4.00 MTS A BASE DE LAMINA TRANSPARENTE Y POLIN MONTEN DE 4"X2" ASENTADO SOBRE MURO DE BLOCK, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	10,958.66	10,958.66
5010222	FORJADO DE TECHUMBRE DE 2.00X2.00 MTS A BASE DE LAMINA TRANSPARENTE Y POLIN MONTEN DE 4"X2" ASENTADO SOBRE MURO DE BLOCK, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	1.00	4,337.68	4,337.68
3.4	**TOTAL DE CUBIERTA**		**1.00**	**466,840.62**	**466,840.62**
3.5	**INSTALACIONES HIDRO-SANITARIAS**				
52026	SALIDA HIDRAULICA PARA WC, Y/O MINGITORIO CON TUBERIA DE PVC HIDRAULICO CED. 40, CON VALVULA DE CONTROL. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	SAL	5.00	907.55	4,537.75
52003	SALIDA SANITARIA PARA WC FREGADERO CON TUBERIA DE PVC SANITARIO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	SAL	5.00	910.87	4,554.35

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
52005	AGUAS JABONOSAS, SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 2" DE DIAMETRO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	47.00	86.00	4,042.00
52006	AGUAS NEGRAS, SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 4" DE DIAMETRO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	16.00	140.84	2,253.44
52007	AGUAS PLUVIALES, SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 4" DE DIAMETRO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	47.60	140.84	6,703.98
52008	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC HIDRAULICO CED. 40 DE 13 MM DE DIAMETRO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	15.00	66.67	1,000.05

52009	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC HIDRAULICO CED. 40 DE 19 MM DE DIAMETRO. INCLUYE: MATERIAL, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	ML	24.00	86.64	2,079.36
52027	SUMINISTRO, INSTALACION Y CONEXION DE WC CON TANQUE MARCA CAPIZZI O SIMILAR, COLOR BLANCO CON MANGUERA FLEXIBLE, ACCESORIOS DE BRONCE MCA. URREA O SIMILAR, LLAVE CONTROL ANGULAR. INCLUYE: PIJAS, CUELLO DE CERA, PRUEBAS, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	5.00	4,229.99	21,149.95
52028	SUMINISTRO, INSTALACION Y CONEXION DE LAVABO MODELO VERACRUZ MCA. LAMOSA O SIMILAR COLOR BLANCO, CON CESPOL DE PVC CONTRA Y TUBO ALIMENTADOR. INCLUYE LLAVE INDIVIDUAL PARA LAVABO, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	4.00	1,785.51	7,142.04
52029	SUMINISTRO, INSTALACION Y CONEXION DE MINGITORIO CON CESPOL INTEGRAL, CONTRA Y LLAVE DE PASO. INCLUYE: MATERIALES, M.O. Y HTAS.	PZA	1.00	4,375.01	4,375.01
52030	SUMINISTRO Y COLOCACION DE DOSIFICADOR DE JABON PARA MANOS DE SOBREPONER, INCLUYE: ACCESORIOS NECESARIOS PARA SU CORRECTA COLOCACION, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	4.00	1,118.45	4,473.80
52031	SUMINISTRO Y COLOCACION DE PAPELERA CUADRADA, INCLUYE: M.O. Y HTAS.	PZA	5.00	1,073.21	5,366.05
52032	SUMINISTRO Y COLOCACION DE DESPACHADOR DE HOJAS INTERDOBLADAS, INCLUYE: M.O. Y HTAS.	PZA	4.00	1,110.91	4,443.64
520121	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC HIDRAULICO CED. 40 DE 38 MM (11/2") DE DIAMETRO PARA ALIMENTACION DE LA CISTERNA AL TINACO. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	14.00	156.80	2,195.20
520131	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC HIDRAULICO DE 1" DE DIAMETRO PARA DESAGUE DE AIRES ACONDICIONADOS SOBRE PISO EN PLANTA BAJA. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	96.00	44.94	4,314.24
520141	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC SANITARIO DE 3" DE DIAMETRO PARA DUCTO DE AIRES ACONDICIONADOS EN PLANTA BAJA CON SOPORTERIA EN PLAFOND. MEDIDO POR METRO LINEAL, NO INCLUYENDO EL METRAJE PARA LA PREPARACION DEL DUCTO PARA A/A, INCLUYE SOPORTERIA, MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	84.50	166.09	14,034.61
52015	SALIDA SANITARIA PARA VENTILA DE WC Y AGUAS JABONOSAS CON TUBERIA DE PVC DE 2" DE DIAMETRO. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	SAL	6.00	438.38	2,630.28

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
52016	SALIDA SANITARIA PARA COLADERA CON TUBERIA Y CONEXIONES DE PVC DE 4" DE DIAMETRO. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	SAL	12.00	750.07	9,000.84
52017	FABRICACION Y COLOCACION DE CUADRO DE VALVULAS PARA MANTENIMIENTO CON TUBERIA DE PVC HIDRAULICO DE 38 MM Y VALVULA DE 38 MM. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	1,248.77	2,497.54
52018	SUMINISTRO Y COLOCACION DE COLADERA DE PISO # 24 MARCA HELVEX O SIMILAR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	3.00	2,175.31	6,525.93
52019	SUMINISTRO Y COLOCACION DE COLADERA DE AZOTEA MARCA HELVEX O SIMILAR DE 4" INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	12.00	2,133.82	25,605.84
52020	SUMINISTRO, INSTALACION Y CONEXION DE TINACO VERTICAL DE POLIETILENO DE 1100 LTS DE CAPACIDAD, MARCA ROTOPLAS O SIMILAR, A UNA ALTURA DE 10.60 MT. INCLUYE: MATERIALES NECESARIOS PARA SU INSTALACION, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	5.00	3,566.46	17,832.30
52021	SALIDA HIDRAULICA PARA INTERCONEXION DE DOS TINACOS EN BATERIA CON TUBERIA Y CONEXIONES DE PVC HIDRAULICO DE 32 MM O SIMILAR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	2.00	1,370.13	2,740.26
	PREPARACIONES HIDROSANITARIAS PARA EL PRIMER NIVEL.				
52022	PREPARACION PARA SALIDA SANITARIA DE WC, LAVABO Y COLADERA PARA 1ER NIVEL CON TUBERIA DE PVC 2" Y 3" DE DIAMETRO INCLUYE. MATERIALES, MO Y HTAS.	SAL	10.00	910.87	9,108.70
52023	PREPARACION PARA SALIDA HIDRAULICA PARA WC, LAVABO, MINGITORIO, CUADRO DE VALVULAS Y LLAVE DE NARIZ PARA 1ER NIVEL CON TUBERIA DE PVC HIDRAULICO DE 1/2" 1' Y 38MM DE DIAMETRO INCLUYE. MATERIALES, MO Y HTAS.	SAL	10.00	907.55	9,075.50
52024	SALIDA PARA DESAGÜE DE AIRES ACONDICIONADOS, CON TUBERIA DE PVC HIDRAULICO DE 19 MM. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	SAL	16.00	582.99	9,327.84
52025	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC HIDRAULICO DE 1" DE DIAMETRO PARA DESAGÜE DE AIRES ACONDICIONADOS SOBRE LOSA PARA EL PRIMER NIVEL. INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	48.00	44.94	2,157.12

	TOTAL DE PREPARACIONES HIDROSANITARIAS PARA EL PRIMER NIVEL.		**1.00**	**29,669.16**	**29,669.16**
3.5	**TOTAL DE INSTALACIONES HIDRO-SANITARIAS**		**1.00**	**189,167.62**	**189,167.62**
3.6	**INSTALACIONES ELECTRICAS**				
53001	SALIDA PARA ILUMINACION Y/O VENTILADOR CON TUBO DE PVC TIPO PESADO DE 13 Y 19 MM, CABLE THW No. 12 Y DESNUDO No. 12, PLACA DE RESINA, APAGADOR SENCILLO. INCLUYE: RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	50.00	935.98	46,799.00
53002	SALIDA PARA CONTACTO MONOFASICO POLARIZADO CON TIERRA FISICA 127V, 15AMP. A BASE DE TUBO CONDUIT DE PVC TIPO "P" 13 Y 19 MM, REGISTRO DE PVC 4"X4" CABLE THW-10Y DESNUDO #12 AWG. INCLUYE: RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	SAL	51.00	911.55	46,489.05

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
53003	SUMINISTRO E INSTALACION LUMINARIO FLUORESCENTE CUBIC 121 x 61 MODELO OFFICE DE EMPOTRAR EN PLAFOND MODULAR, 3 x 32 WATTS, 18 CELDAS, CON TRES LAMPARAS LFL T-8 DE 32 WATTS, BALASTRO ELECTRONICO, VOLTAJE DE ALIMENTACION 90 - 140 VOLTS, MARCA MAGG. O SIMILAR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	35.00	3,751.12	131,289.20

53006	SUMINISTRO E INSTALACION DE LUMINARIA ES-1304, MCA TECNOLITE O SIMILAR, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA 14.00	1,074.46	15,042.44	
53009	SALIDA MONOFASICA A 220V, PARA AIRE ACONDICIONADO TIPO MINISPLIT A BASE DE TUBERIA CONDUIT DE PVC DE TIPO LIGERO 13 Y 19 MM., CURVAS, CONECTORES, CABLE THW #10 Y DESNUDO #12, INCLUYE: RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	SAL	16.00	2,048.71	32,779.36
53011	PREPARACION DE UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT, INCLUYE: RAMALEO Y TENDIDO DE TUBERIA DE PVC PARA ALIMENTACION, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	16.00	678.24	10,851.84
53017	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA CONDUIT DE PVC TIPO PESADO DE 19 MM, INCLUYE CURVAS, COPLES, CONECTORES, GUIA CON ALAMBRE GALVANIZADO CAL. 14, PEGAMENTO TANGIT, CORTES, DESPERDICIOS, RELLENO DE ZANJA CON MATERIALES, PRODUCTO DE EXCAVACION, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	131.51	32.84	4,318.79

53021	SUMINISTRO, INSTALACION Y COLOCACION DE	PZA	18.00	321.59	5,788.62
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE 1 POLO DE 15 A 50 AMPERS MCA. SQUARED O SIMILAR, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.					
53022	SUMINISTRO E INSTALACION DE INTERRUPTOR	PZA	23.00	457.31	10,518.13

	TERMOMAGNETICO TIPO QOB DE 2 POLOS DE 15 50				
	AMPERES, MARCA SQUARE-D, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA HERRAMIENTAS Y EQUIPO.				
53060	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE THHW-LS 90 GRADOS	ML	127.60	108.67	13,866.29
	600 VOLTS CALIBRE 2 AWG, MCA. CONDUMEX O SIMILAR, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.				
53059	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE DESNUDO DE COBRE CALIBRE 8 AWG MCA CONDUMEX O SIMILAR, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	ML	47.80	37.34	1,784.85
53023	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE DE COBRE CALIBRE 12 AWG MCA CONDUMEX O SIMILAR, INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	184.50	21.60	3,985.20
53024	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE DE COBRE CALIBRE 14 AWG MCA CONDUMEX O SIMILAR, INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	196.78	18.75	3,689.63
53025	SUMINISTRO Y TENDIDO DE CABLE DE COBRE CALIBRE 12 DESNUDO AWG MCA CONDUMEX O SIMILAR, INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS.	ML	196.78	24.92	4,903.76
53026	TENDIDO DE TUBERIA DE 1 PULG. DE DIAMETRO DE PVC ELECTRICO PARA LA ALIMENTACION FUTURA DE LOS A/A EN LA PARTE POSTERIOR DEL EDIFICIO, Y PARA LAS SALIDAS DE VOZ FUTURAS EN LA PARTE IZQUIERDA DEL EDIFICIO, EN PLANTA BAJA. INCLUYE: MATERIALES, MO Y HTAS. NO INCLUYE EXCAVACION DE ZANJA	ML	29.00	41.05	1,190.45

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
53027	INTERCONEXION DE UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT, INCLUYE: HERRAJES PARA SUJECION DE UNIDAD EVAPARADORA A LOSA, TUBO DE COBRE 3/8 ", TUBO DE COBRE 5/8", ARMAFLEX DE 5/8", SOLDADURA OXIACETILENICA CON APLICACION DE PLATA, CONEXIONES ROSCABLEZ DE LATON, ELABORACION DE VACIO, FILTRO DESHIDRATADOR, MIRILLA DE CRISTAL, CARGA CON GAS REFRIGERANTE, TIMER ANTRECICLE, TENDIDO DE TUVERIA DE PVC HIDRAULICO DE 19mm PARA DESAGÜE DE UNIDAD VAPORADORA, RANURAS, RESANES, MATERIALES, MANO DE OBRA, Y HTAS.	PZA	16.00	3,114.52	49,832.32

53029	SUMINISTRO E INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT MARCA LENNOX O SIMILAR DE 12,000 BTU/HR DE 1,450 WATTS 220/60 HZ TECNOLOGIA INVERTER MODELO HLDA12 O SIMILAR, INCLUYE: 4 TACONES DE NEOPRENO EN LAS ESQUINAS DE LA CONDENSADORA PARA EVITAR TRANSMISION DE VIBRACIONES A LA LOSA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	6.00	16,020.98	96,125.88

53030	SUMINISTRO E INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT MARCA LENNOX O SIMILAR DE 18,000 BTU/HR DE 1,950 WATTS 220/60 HZ TECNOLOGIA INVERTER MODELO HLDA18 O SIMILAR, INCLUYE: 4 TACONES DE NEOPRENO EN LAS ESQUINAS DE LA CONDENSADORA PARA EVITAR TRANSMISION DE VIBRACIONES A LA LOSA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	6.00	19,941.78	119,650.68

53031	SUMINISTRO E INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT MARCA LENNOX O SIMILAR DE 24,000 BTU/HR DE 2,450 WATTS 220/60 HZ, TECNOLOGIA INVERTER MODELO HLDA24, SIMILAR INCLUYE: 4 TACONES DE NEOPRENO EN LAS ESQUINAS DE LA CONDENSADORA PARA EVITAR TRANSMISION DE VIBRACIONES A LA LOSA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	32,609.01	65,218.02
53032	SUMINISTRO E INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINI SPLIT MARCA LENNOX O SIMILAR DE 36000 BTU/HR DE 3900 WATTS 220/60 HZ TECNOLOGIA INVERTER MODELO HLDA24 O SIMILAR, INCLUYE: 4 TACONES DE NEOPRENO EN LAS ESQUINAS DE LA CONDENSADORA PARA EVITAR TRANSMISION DE VIBRACIONES A LA LOSA, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	36,831.42	73,662.84
	PREPARACIONES ELECTRICAS PARA EL PRIMER NIVEL				
53033	PREPARACION DE SALIDA DE CONTACTOS PARA 1ER NIVEL, CON TUBERIA CONDUIT PESADO DE 19MM Y 25MM DE DIAMETRO. INCLUYE MATERIALES MO Y HTAS,	SAL	32.00	861.93	27,581.76
53034	TENDIDO DE TUBERIA CONDUIT DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD LISO RD-17, DE 19 MM PARA ALIMENTACION DE CIRCUITOS DE CONTACTOS AL TABLERO PARA 1ER. NIVEL	ML	87.00	81.88	7,123.56
	TOTAL DE PREPARACIONES ELECTRICAS PARA EL PRIMER NIVEL		1.00	34,705.32	34,705.32
	VOZ Y DATOS				
53035	SALIDA DE VOZ Y DATOS CON TUBERIA CONDUIT DE 19 MM Y GUIA, INCLUYE MATERIALES, MO Y HTAS	SAL	25.00	587.46	14,686.50

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
3.6	**TOTAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS**		**1.00**	**787,178.17**	**787,178.17**
3.7	**SUB ESTACION ELECTRICA**				
I	**TRANSICION AEREO-SUBTERRANEA**				
53056	SUMINISTRO E INSTALACION DE TUBO DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD (PAD) CORRUGADO NEGRO DE 4" DE DIAMETRO USO INTEMPERIE A PRUEBA DE RAYOS ULTRAVIOLETA, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	6.00	320.46	1,922.76
*TEMP0	SUMINISTRO E INSTALACION DE CORTACIRCUITO FUSIBLE INTEMPERIE TIPO XS DE EXPULSION, 25 KV NOMINALES, 27 KV MAXIMOS, NBAI 150 KV, CAPACIDAD NOMINAL 100 AMPERS, CAPACIDAD INTERRUPTIVA 12,00 AMPERS SIMETRICOS, CAT. 89032R10 MARCA S&C O SIMILAR EN MARCA Y PRECIO, INCLUYE ESLABON FUSIBLE, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	3.00	2,934.91	8,804.73
*TEMP1	SUMINISTRO E INSTALACION DE APARTARRAYO POLIMERICO TIPO TRANSICION (RISER-POLE) ADOM-12, TENSION NOMINAL 12 K, 10 KAMPERS, MARCA CELECO O SIMILAR EN CALIDAD Y PRECIO INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	3.00	2,154.89	6,464.67
*TEMP2	SUMINISTRO DE TERMINALES TERMOCONTRACTILES TIPO EXTERIOR PARA CABLE DE ENERGIA CAL. 2-3/0 AWG, 15 KV CAT. HVT15DJ MARCA RAYCHEN O SIMILAR EN CALIDAD Y PRECIO, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	JUEGO	1.00	3,033.73	3,033.73
*TEMP3	SUMINISTRO E INSTALACION DE ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA CABLE DE ENERGIA EN POSTE BAJO LINEA DE CFE (TRANSICION), CONSTA UNA CRUCETA C4T, DOS ABRAZADERAS 2U, DOS PLACAS 1PC, TRES AISLADORES 22A, 3 ALFILERES, INCLUYE MATERIALES MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	1.00	4,416.50	4,416.50
53061	SUMINISTRO E INSTALACION DE FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 3/4" DE ANCHO PARA SUJECION DE BAJANTE DE TUBERIA PAD DE 4" EN POSTE DE CFE (TRANSICION), INCLUYE GRAPAS, MARCA BAND IT O SIMILAR EN CALIDAD Y PRECIO, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	4.00	86.51	346.04
53062	SUMINISTRO E INSTALACION DE BOTA TERMOCONTRACTIL CON TRES SALIDAS, PARA TUBERIA PAD DE 4" CAT. CBR-3- 4-A MCA. RAYCHEN O SIMILAR EN CALIDAD Y PRECIO, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	1.00	1,947.60	1,947.60

53063	SUMINISTRO E INSTALACION DE CONECTOR DERIVADOR DE COBRE YC4C4 MARCA BURNDY INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HTA Y EQUIPO.	PIEZA	4.00	118.78	475.12
53064	SUMINISTRO E INSTALACION DE CONECTOR DERIVADOR DE COBRE YC2C2 MARCA BURNDY INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HTA Y EQUIPO.	PIEZA	4.00	127.38	509.52
53065	SUMINISTRO E INSTALACION DE CONECTOR DERIVADOR DE COBRE YC26C2 MARCA BURNDY INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HTA Y EQUIPO.	PIEZA	4.00	372.11	1,488.44
53066	SUMINISTRO E INSTALACION DE ZAPATA TERMINAL DE COBRE ELECTROLITICO ESTAÑADO DE CAÑON LARGO PARA DOS IDENTACIONES, CON UN BARRENO TIPO YA CAT. YA25N, CALIBRE 1/0 AWG INC. TORNILLO DE BRONCE	PIEZA	3.00	205.55	616.65
	DURIUM DE 1/2" DE DIAMETRO x 1 3/4" DE LONGITUD, JUEGO DE RONDANA PLANA, RONDANA DE PRESION, TUERCA HEXAGONAL, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.				
53067	SUMINISTRO E INSTALACION DE CRUCETA C4T PARA MONTAJE DE PROTECCIONES Y DISPOSITIVOS DE DESCONEXION EN TRANSICION AEREA EN POSTE BAJO LINEA DE C.F.E., INC. DOS ABRAZADERAS 2U, DOS PLACA 1PC,	PIEZA	1.00	1,614.70	1,614.70
53068	SISTEMA DE TIERRA FISICA. INCLUYE: PERFORACION DE 2" DE DIAMETRO HASTA MANTO FREATICO, INTENSIDICADOR PARA TIERRA FISICA GEM, SEÑALIZACION, LIMPIEZA, MANO DE OBRA. MAQUINA. HERRAMIENTA Y EQUIPO	PIEZA	2.00	5,557.69	11,115.38
53069	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE DESNUDO DE COBRE CAL. 4 A.W.G. PARA ATERRIZAMIENTO DE PROTECCIONES EN POSTE DE CFE (TRANSICION), INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	20.00	81.18	1,623.60
53070	CONECTOR EMPALME DE COBRE ELECTROLITICO TIPO "YS", A COMPRESION CAT. YS8 MCA. FCI BURNDY	PIEZA	3.00	49.32	147.96
53071	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE THW CAL. 8, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	12.00	66.25	795.00
I	**TOTAL DE TRANSICION AEREO-SUBTERRANEA**		**1.00**	**45,322.40**	**45,322.40**
II	**OBRA CIVIL ACOMETIDA ELECTRICA EN MEDIA TENSION**				
53072	DEMOLICION DE PAVIMENTO DE CONCRETO ASFALTICO PARA BANCO DE DUCTOS, INCLUYE TRAZO, DEMOLICION, CORTE CON MAQUINA DE DISCO, RETIRO DE MATERIAL PRODUCTO DE LA DEMOLICION, SEÑALIZACION, LIMPIEZA, HERRAMIENTA, EQUIPO Y MANO DE OBRA	ML	30.00	87.00	2,610.00
53073	DEMOLICION DE BANQUETA DE CONCRETO HIDRAULICO, PARA BANCO DE DUCTOS, INCLUYE TRAZO, DEMOLICION, CORTE CON MAQUINA DE DISCO, RETIRO DE MATERIAL PRODUCTO DE LA DEMOLICION, SEÑALIZACION, LIMPIEZA, HERRAMIENTA, EQUIPO Y MANO DE OBRA	ML	30.00	127.61	3,828.30
53074	BANCO DE DUCTOS SUBTERRANEOS DE TRES VIAS 4" DE DIAMETRO NORMA CFE TNFMARP3A, COMPUESTO POR EL CONJUNTO DE TUBERIAS DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD DE 4" DE DIAMETRO, SEPARADORES DE TRES VIAS, TAPONES DE PVC, TRAZO, EXCAVACION A CIELO ABIERTO, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	30.00	487.20	14,616.00
53075	BANCO DE DUCTOS SUBTERRANEOS DE TRES VIAS 4" DE DIAMETRO NORMA CFE TNFMARP3B, COMPUESTO POR EL CONJUNTO DE TUBERIAS DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD DE 4" DE DIAMETRO, SEPARADORES DE TRES VIAS, TAPONES DE PVC, TRAZO, EXCAVACION A CIELO ABIERTO, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	30.00	487.20	14,616.00
53077	FABRICACION DE BASE PARA TRANSFORMADOR TRIFASICO TIPO PEDESTAL NORMA CFE-BT3FRMTB4. INCLUYE SUMINISTRO Y COLOCACION DE REGISTRO, RMBT4 EN BANQUETA SEGUN NORMA, AFINE DE TALUD, PLANTILLA, ACERO DE REFUERZO, CIMBRA, CONCRETO, ACABADO EN PISO DE REGISTRO, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	1.00	21,460.03	21,460.03
53078	SUMINISTRO E INSTALACION DE AISLADOR SOPORTE DE NEOPRENO CS, PARA SOPORTERIA EN REGISTRO DE MEDIA TENSION.	PIEZA	48.00	92.80	4,454.40
53079	SUMINISTRO E INSTALACION DE MENSULA CS-35, PARA SOPORTERIA EN REGISTRO DE MEDIA TENSION. INCLUYE: PERNO DE 3/8" DE DIAMETRO.	PIEZA	16.00	104.40	1,670.40
53080	SUMINISTRO E INSTALACION DE CORREDERA CS-60. PARA SOPORTERIA EN REGISTRO DE MEDIA TENSION. INCLUYE: TAQUETES DE EXPANSION 1/2" DE DIAMETRO, MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	12.00	348.00	4,176.00

53081	REPOSICION DE PAVIMENTO DE CONCRETO ASFALTICO ACABADO IGUAL AL EXISTENTE INCLUYE SUMINISTRO DE MATERIAL NECESARIO, NIVELACION, AFINE, COMPACTACION, ACARREO, SEÑALIZACION, HERRAMIENTA, LIMPIEZA, EQUIPO, MAQUINARIA Y MANO DE OBRA.	ML	50.00	232.01	11,600.50
53082	REPOSICION DE BANQUETA DE CONCRETO HIDRAULICO, ACABADO IGUAL AL EXISTENTE INCLUYE SUMINISTRO DE MATERIAL NECESARIO, NIVELACION, AFINE, COMPACTACION, ACARREO, SEÑALIZACION, HERRAMIENTA, LIMPIEZA, EQUIPO, MAQUINARIA Y MANO DE OBRA.	ML	50.00	348.00	17,400.00
II	**TOTAL DE OBRA CIVIL ACOMETIDA ELECTRICA EN MEDIA TENSION**		**1.00**	**96,431.63**	**96,431.63**
III	**CONDUCTORES MEDIA TENSION**				
53083	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE DE POTENCIA, DE ALUMINIO TIPO XLPE 15 KV, 15 KV, 100 % N.A. CALIBRE 1/0 MARCA VIAKON O SIMILAR EN MARCA Y PRECIO, INCLUYE MATERIALES, INSTALACION, ACOMODO EN SOPORTERIA, SELLADO DE DUCTOS CON ESPUMA DE POLIURETANO, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	240.00	536.51	128,762.40
53084	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE DE COBRE DESNUDO CALIBRE 1/0 AWG, UTILIZADO COMO NEUTRO CORRIDO EN UNA DE LAS FASES DE ACUERDO AL PROYECTO. INCLUYE: INSTALACION, ACOMODO DE SOPORTERIA, SELLADO DE DUCTOS DE ESPUMA DE POLIURETANO, FIJACION, TORNILLE.	ML	80.00	187.68	15,014.40
53070	CONECTOR EMPALME DE COBRE ELECTROLITICO TIPO "YS", A COMPRESION CAT. YS8 MCA. FCI BURNDY	PIEZA	3.00	49.32	147.96
53071	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE THW CAL. 8, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	12.00	66.25	795.00
53066	SUMINISTRO E INSTALACION DE ZAPATA TERMINAL DE COBRE ELECTROLITICO ESTAÑADO DE CAÑON LARGO PARA DOS IDENTACIONES, CON UN BARRENOTIPO YA CAT. YA25N, CALIBRE 1/0 AWG INC. TORNILLO DE BRONCE DURIUM DE 1/2" DE DIAMETRO x 1 3/4" DE LONGITUD, JUEGO DE RONDANA PLANA, RONDANA DE PRESION, TUERCA HEXAGONAL, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	3.00	205.55	616.65
53065	SUMINISTRO E INSTALACION DE CONECTOR DERIVADOR DE COBRE YC26C2 MARCA BURNDY INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HTA Y EQUIPO.	PIEZA	4.00	372.11	1,488.44
III	**TOTAL DE CONDUCTORES MEDIA TENSION**		**1.00**	**146,824.85**	**146,824.85**

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
IV	**ACCESORIOS PREMOLDEADOS EN MEDIA TENSION**				
53089	SUMINISTRO E INSTALACION DE ACCESORIOS PARA SISTEMA DE MEDIA TENSION CODO BASICO OPERACION CON CARGA CON PUNTO DE PRUEBA, 15 KV PARA SISTEMA DE 200 AMPERS, CAT. 166LR-A-5220, CALIRE 1/0 AWG, MARCA ELASTIMOLD	PIEZA	3.00	1,378.56	4,135.68
53090	SUMINISTRO E INSTALACION DE INSERTO BUSHING 200 AMPERS, OPERACION CON CARGA CAT. 1601A4 MARCA ELASTIMOLD.	PIEZA	3.00	1,977.61	5,932.83
53091	SUMINISTRO E INSTALACION DE ADAPTADOR DE TIERRA CAT. 21 MFA, CALIBRE 1/0, 200 AMPERES, 15 KVA MARCA ELASTIMOLD.	PIEZA	3.00	818.96	2,456.88
IV	**TOTAL DE ACCESORIOS PREMOLDEADOS EN MEDIA TENSION**		**1.00**	**12,525.39**	**12,525.39**
V	**EQUIPO ELECTRICO MEDIA TENSION**				
*TEMP4	SUMINISTRO E INSTALACION DE TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL, MARCA "PROLEC" TRIFASICO, DE 150 KVA. DE FRENTE MUERTO PARA SISTEMAS DE ALIMENTACION RADIAL, CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA A 60 HERTZ CON 4 DERIVACIONES (2 ARRIBA Y 2 DEBAJO DE 2,5% C/U) DE LA TENSION NOMINAL PARA OPERAR A UNA ALTURA DE 2300 M.S.N.M., CON UNA ELEVACION DE TEMPERATURA DE 65ºC, A LA DEL AMBIENTE, CON UNA MEDIA DE 30ºC Y MAXIMA DE 40ºC, SUMERGIDO EN ACEITE Y ENFRIAMIENTO PROPIO, BOQUILLAS DE A.T. TIPO POZO, CONSTRUIDO Y APROBADO SEGUN NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-002- SEDE-1999, NORMA MEXICANA NMX-J-285ANCE, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PIEZA	1.00	223,865.14	223,865.14
V	**TOTAL DE EQUIPO ELECTRICO MEDIA TENSION**		**1.00**	**223,865.14**	**223,865.14**
VI	**TABLEROS BAJA TENSION**				
53093	SUMINISTRO E INSTALACION DE BASE DE MEDICION DE TRECE TERMINALES-20 AMPERS, CON TABLILLA DE PRUEBAS, MARCA SQUARE-D O SIMILAR EN CALIDAD Y PRECIO, INCLUYE MATERIALES MANO DE OBRA Y HERRAMIENTA	PIEZA	1.00	15,786.11	15,786.11

VI	**TOTAL DE TABLEROS BAJA TENSION**		**1.00**	**15,786.11**	**15,786.11**
VII	**OBRA CIVIL BAJA TENSION**				
53094	EXCAVACION DE ZANJA DE 40 x 60 CMS DE SECCION PARA TENDIDO DE CANALIZACION ELECTRICA, INCLUYE AFINE DE FONDO Y RELLENO CON MATERIAL PRODUCTO DE EXCAVACION	ML	24.00	75.40	1,809.60
53095	SUMINISTRO Y TENDIDO DE TUBERIA CONDUIT DE PVC TIPO PESADO DE 51 MM DE DIAMETRO, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	30.00	156.61	4,698.30
53096	FORJADO DE MURETE DE MEDICION DE 2.40 MT DE ALTURA x 0.60 MT DE ANCHO Y 0.40 MT DE FONDO, CON LOSA INTERMEDIA PARA FORMAR NICHO DE 1.00 DE ALTURA, CON PUERTA DE ALUMINIO DE 1.00 MT x 1.00 Y MIRILLA DE ACRILICO TRANSPARENTE, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	1.00	4,408.01	4,408.01
53097	FORJADO DE MURETE PARA PROTECCION DE TABLERO NF DE MEDICION DE 2.40 MT DE ALTURA x 1.00 MT DE ANCHO Y 0.40 Mt DE FONDO, C, CON PUERTA DE ALUMINIO, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	1.00	5,336.01	5,336.01

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
VII	**TOTAL DE OBRA CIVIL BAJA TENSION**		**1.00**	**16,251.92**	**16,251.92**
VIII	**CONDUCTORES BAJA TENSION**				
53098	SUMINISTRO E INSTALACION DE ELECTROLITICO TEMPLE SUAVE CABLEADO CLASE "B", AISLAMIENTO A BASE DE PVC NO PROPAGADOR DE INCENDIOS Y DE BAJA EMISION DE HUMOS, THHW-THW-LS CLASE 105ºC, 600 VOLTS, MARCA CONDUCTORES MONTEREY CALIBRE 10.1.2 MM2, CALIBRE 4/0 AWG, INC. MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIIENTA Y EQUIPO CABLE DE COBRE O RECOCIDO CON	ML	300.00	855.95	256,785.00
53066	SUMINISTRO E INSTALACION DE ZAPATA TERMINAL DE COBRE ELECTROLITICO ESTAÑADO DE CAÑON LARGO PARA DOS IDENTACIONES, CON UN BARRENOTIPO YA CAT. YA25N, CALIBRE 1/0 AWG INC. TORNILLO DE BRONCE DURIUM DE 1/2" DE DIAMETRO x 1 3/4" DE LONGITUD, JUEGO DE RONDANA PLANA, RONDANA DE PRESION, TUERCA HEXAGONAL, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	PIEZA	10.00	205.55	2,055.50
53070	CONECTOR EMPALME DE COBRE ELECTROLITICO TIPO "YS" COMPRESION CAT. YS8 MCA. FCI BURNDY	PIEZA	3.00	49.32	147.96
53071	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE THW CAL. 8, INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO	PIEZA	12.00	66.25	795.00
53065	SUMINISTRO E INSTALACION DE CONECTOR DERIVADOR DE COBRE YC26C2 MARCA BURNDY INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA, HTA Y EQUIPO.	PIEZA	2.00	372.11	744.22
530691	SUMINISTRO E INSTALACION DE CABLE DE COBRE DESNUDO CALIBRE 4 A.W.G., UITLIZADO COMO NEUTRO CORRIDO DE ACUERDO AL PROYECTO, MARCA CONDUCTORES MONTEREY INCLUYE. MATERIALES, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	ML	75.00	81.18	6,088.50
VIII	**TOTAL DE CONDUCTORES BAJA TENSION**		**1.00**	**266,616.18**	**266,616.18**
IX	**PAGOS**				
53104	TRAMITE ANTE UNIDAD VERIFICADORA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA PARA ACREDITACION DE INSTALACION DE UNA SUBESTACION DE 150 KVA	PAGO	1.00	58,000.11	58,000.11
IX	**TOTAL DE PAGOS**		**1.00**	**58,000.11**	**58,000.11**
3.7	**TOTAL DE SUB ESTACION ELECTRICA**		**1.00**	**881,623.73**	**881,623.73**
3.8	**HERRERIA, CANCELERIA Y CARRPINTERIA**				
54025	VT 10 VENTANAL FIJO DE 4.05X2.20 M CON MARCO A BASE DE PERFILES DE ALUMINIO COLOR CHAMPAGNE LINEA 2" Y VIDRIO TINTEX DE 6 MM DE ESPESOR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	5.00	26,949.75	134,748.75
54026	V2 VENTANA DE 1.50X1.20 M CON MARCO A BASE DE PERFILES DE ALUMINIO COLOR CHAMPAGNE LINEA 2" Y VIDRIO TINTEX DE 6 MM DE ESPESOR. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	25.00	5,300.67	132,516.75
54014	VT 13 VENTANAL FIJO DE 1.02X2.20 M CON MARCO A BASE DE PERFILES DE ALUMINIO COLOR CHAMPAGNE LINEA 2" Y VIDRIO TINTEX DE 6 MM DE ESPESOR. INCLUYE MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	2.00	6,609.09	13,218.18

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
54017	P3 PUERTA DE 1.00X2.20 M, CON MARCO A BASE DE PERFILES DE ALUMINIO COLOR CHAMPAGNE LINEA EUROVENTE SERIE 50 VIDRIO TINTEX DE 6 MM DE ESPESOR. INC: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HERRAMIENTAS.	PZA	23.00	9,393.05	216,040.15
3.8	**TOTAL DE HERRERIA, CANCELERIA Y CARPINTERIA**		**1.00**	**496,523.83**	**496,523.83**
3.9	**INSTALACIONES ELECTRICAS**				
3.9.1	**OBRA EXTERIOR**				
II	**INSTALACIONES ELECTRICAS EXTERIORES**				
53057	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTE A BASE DE TUBO DE FOFO CEDULA 40 DE 4" DE DIAMETRO Y SEIS METROS DE ALTURA CON PUNTA TERMINAL DE 3 1/2", PLACA DE FIERRO DE 30X30 CMS. x 1/2" DE ESPESOR, REGISTRO DE 4 x 8 CMS. LOCALIZADO A UNA ALTURA DE 30 CMS. DE LA BASE, CON TAPA DE LAMINA NEGRA CAL. 14 DE 6 x 10 CMS. CON DOS TORNILLOS DE TUERCA ESTANDAR 1/8" x 1/2", INCLUYE: LIMPIEZA Y UNA APLICACION DE FONDO, DOS APLICACIONES DE PINTURA DE ESMALTE DE LA MARCA VINIMEX, O SIMILAR, HINCADO, PLOMEADO, MAQUINARIA Y EQUIPO, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	13,655.06	27,310.12
53058	FORJADO DE DADO DE CONCRETO fc = 200 kg/cm2, TRAPEZOIDAL BASE MAYOR DE 80 x 80 CMS, BASE MENOR DE 30 x 30 CMS, ALTURA DE 80 CMS, ARMADO CON CUATRO VARILLAS DEL No. 3 Y ESTRIBOS DEL No. 2 A CADA 15 CMS. INCLUYE: EXCAVACION CON AFINE DE FONDO Y TALUDES, CIMBRA, DESCIMBRA, RELLENO DE ZANJA PRODUCTO DE EXCAVACION, LIMPIEZA Y RETIRO DE MATERIAL NO UTILIZADA, MAQUINARIA Y EQUIPO, MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	3,737.13	7,474.26
53050	SUMINISTRO Y COLOCACION DE VARILLA DE COPORWELL DE 5/8" DE DIAMETRO Y 3 MTS. DE LARGO, INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA Y HTAS.	PZA	2.00	519.37	1,038.74
II	**TOTAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS EXTERIORES**		**1.00**	**35,823.12**	**35,823.12**
III	**NO CONSIDERADOS**				
10226	DEMOLICION A MANO DE FIRME DE BASE DE TINACO SIN RECUPERACION, INCLUYE: MANO DE OBRA, UTILIZACION DE LA HERRAMIENTA Y/O EQUIPO NECESARIO, ACARREO DENTRO DE LA OBRA AL SITIO DE ACOPIO, TRASPALEOS.	PZA	1.00	1,476.89	1,476.89
10429	DESMONTAJE DE TINACO DE POLIETILENO CON CAPACIDAD DE CON RECUPERACION, INCLUYE: DESCONEXION HIDRAULICA, DESCENSO DESDE UNA ALTURA DE 6M, ACARREO HASTA UNA ESTACION DE 20MTS, MANO DE OBRA, EQUIPO Y HERRAMIENTA	PZA	1.00	1,046.29	1,046.29
120101	DESMONTE E INSTALACION DE UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO EN LOSA, INCLUYE DESCONEXION, TRASLADO Y CONEXION DE EQUIPO	PZA	18.00	2,810.87	50,595.66
123456	ESCALERA DE CONCRETO VISTO, CON LOSA DE ESCALERA Y ESCALONADO DE CONCRETO REFORZADO, E=15CM, REALIZADA CON CONCRETO F'C=20MPA (200KG/CM²), CLASIFICACION DE EXPOSICION A1, TAMAÑO MAXIMO DEL AGREGADO 20MM, REVENIMIENTO MENOR DE 5CM, PREMEZCLADO, Y ACERO FY=4200KG/CM², 25KG/M²; CONSTRUCCION Y DESMONTAJE DE SISTEMA DE CIMBRA RECUPERABLE DE MADERA	PZA	16.00	6,936.81	110,988.96

Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total
768652	LINEA FRIGORIFICA DOBLE REALIZADA CON TUBERIA PARA GAS MEDIANTE TUBO DE COBRE SIN SOLDADURA, DE 1/2" DE DIAMETRO Y 0,8 MM DE ESPESOR CON AISLANTE DE ESPUMA ELASTOMERICA PARA TUBERIA, DE 13 MM DE DIAMETRO INTERIOR Y 10 MM DE ESPESOR Y TUBERIA PARA LIQUIDO MEDIANTE TUBO DE COBRE SIN SOLDADURA, DE 1/4" DE DIAMETRO Y 0,8 MM DE ESPESOR CON AISLANTE DE ESPUMA ELASTOMERICA PARA TUBERIA, DE 7MM DE DIAMETRO INTERIOR Y 10MM DE ESPESOR.	ML	46.00	1,432.60	65,899.60
III	**TOTAL DE NO CONSIDERADOS**		**1.00**	**230,007.40**	**230,007.40**
3.9.1	**TOTAL DE OBRA EXTERIOR**		**1.00**	**265,830.52**	**265,830.52**
3.9	**TOTAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS**		**1.00**	**265,830.52**	**265,830.52**
3	**TOTAL DE CONSTRUCCION DE LA SEGUNDA ETAPA (PRIMER NIVEL)**		**1.00**	**5'930,721.23**	**5'930,721.23**
	TOTAL DE PRESUPUESTO				**8'000,000.00**

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ACUERDO por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

ACUERDO 3/2018

ACUERDO POR EL QUE SE DAN A CONOCER LOS PORCENTAJES Y LOS MONTOS DEL ESTÍMULO FISCAL, ASÍ COMO LAS CUOTAS DISMINUIDAS DEL IMPUESTO ESPECIAL SOBRE PRODUCCIÓN Y SERVICIOS APLICABLES A LOS COMBUSTIBLES QUE SE INDICAN, CORRESPONDIENTES AL PERIODO QUE SE ESPECIFICA.

MIGUEL MESSMACHER LINARTAS, Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 31, fracción XXXIV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Primero del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, se dan a conocer los porcentajes y los montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles automotrices, correspondientes al periodo comprendido del 13 al 19 de enero de 2018.

ACUERDO

Artículo Primero. Los porcentajes del estímulo fiscal para el periodo comprendido del 13 al 19 de enero de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Porcentaje de Estímulo
Gasolina menor a 92 octanos	49.04%
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	30.64%
Diésel	56.59%

Artículo Segundo. Los montos del estímulo fiscal para el periodo comprendido del 13 al 19 de enero de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son los siguientes:

Combustible	Monto del estímulo fiscal (pesos/litro)
Gasolina menor a 92 octanos	$2.251
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	$1.189
Diésel	$2.852

Artículo Tercero. Las cuotas disminuidas para el periodo comprendido del 13 al 19 de enero de 2018, aplicables a los combustibles automotrices son las siguientes:

Combustible	Cuota disminuida (pesos/litro)
Gasolina menor a 92 octanos	$2.339
Gasolina mayor o igual a 92 octanos y combustibles no fósiles	$2.691
Diésel	$2.188

TRANSITORIO

Único.- El presente acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México a 11 de enero de 2018.- Con fundamento en el artículo Primero, último párrafo del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, publicado el 27 de diciembre de 2016 y sus posteriores modificaciones, en ausencia del C. Subsecretario de Ingresos, el Titular de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios, **Eduardo Camero Godinez**.- Rúbrica.

ACUERDO por el cual se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la región fronteriza con los Estados Unidos de América, correspondientes al periodo que se especifica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

ACUERDO 4/2018

ACUERDO POR EL CUAL SE DAN A CONOCER LOS MONTOS DE LOS ESTÍMULOS FISCALES APLICABLES A LA ENAJENACIÓN DE GASOLINAS EN LA REGIÓN FRONTERIZA CON LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, CORRESPONDIENTES AL PERIODO QUE SE ESPECIFICA.

MIGUEL MESSMACHER LINARTAS, Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 31, fracción XXXIV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Segundo y Quinto del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables a la enajenación de gasolinas en la franja fronteriza de 20 kilómetros y en el territorio comprendido entre las líneas paralelas de más de 20 y hasta 45 kilómetros a la línea divisoria internacional con los Estados Unidos de América, durante el periodo que se indica, mediante el siguiente

ACUERDO

Artículo Único.- Se dan a conocer los montos de los estímulos fiscales aplicables, dentro de la franja fronteriza de 20 kilómetros y del territorio comprendido entre las líneas paralelas de más de 20 y hasta 45 kilómetros a la línea divisoria internacional con los Estados Unidos de América, a que se refieren los artículos Segundo y Quinto del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, durante el período comprendido del 13 al 19 de enero de 2018.

Zona I

Municipios de Tijuana y Playas de Rosarito del Estado de Baja California

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000

Municipio de Tecate del Estado de Baja California

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$0.130	$0.108	$0.087	$0.065	$0.043	$0.022
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$0.140	$0.117	$0.093	$0.070	$0.047	$0.023

Zona II

Municipio de Mexicali del Estado de Baja California

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$0.580	$0.483	$0.387	$0.290	$0.193	$0.097
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$0.600	$0.500	$0.400	$0.300	$0.200	$0.100

Zona III

Municipio de San Luis Rio Colorado del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.360	$2.800	$2.240	$1.680	$1.120	$0.560
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.900	$2.417	$1.933	$1.450	$0.967	$0.483

Zona IV

Municipios de Puerto Peñasco y Caborca del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.470	$2.892	$2.313	$1.735	$1.157	$0.578
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.490	$2.075	$1.660	$1.245	$0.830	$0.415

Municipio de General Plutarco Elías Calles del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.010	$2.508	$2.007	$1.505	$1.003	$0.502
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$1.960	$1.633	$1.307	$0.980	$0.653	$0.327

Municipios de Nogales, Sáric, Agua Prieta del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.160	$2.633	$2.107	$1.580	$1.053	$0.527
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.260	$1.883	$1.507	$1.130	$0.753	$0.377

Municipios de Santa Cruz, Cananea, Naco y Altar del Estado de Sonora

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.160	$2.633	$2.107	$1.580	$1.053	$0.527
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.210	$1.842	$1.473	$1.105	$0.737	$0.368

Zona V

Municipio de Janos, Manuel Benavides, Manuel Ojinaga y Ascensión del Estado de Chihuahua

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$4.230	$3.525	$2.820	$2.115	$1.410	$0.705
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$3.320	$2.767	$2.213	$1.660	$1.107	$0.553

Municipios de Juárez, Praxedis G. Guerrero y Guadalupe Estado de Chihuahua

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.410	$2.842	$2.273	$1.705	$1.137	$0.568
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.860	$2.383	$1.907	$1.430	$0.953	$0.477

Municipio de Coyame del Sotol del Estado de Chihuahua

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.820	$3.183	$2.547	$1.910	$1.273	$0.637
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$3.000	$2.500	$2.000	$1.500	$1.000	$0.500

Zona VI

Municipios de Ocampo, Acuña, Jiménez, Guerrero y Zaragoza del Estado de Coahuila de Zaragoza y municipio de Anáhuac del Estado de Nuevo León

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$4.550	$3.792	$3.033	$2.275	$1.517	$0.758
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$3.410	$2.842	$2.273	$1.705	$1.137	$0.568

Municipios de Piedras Negras y Nava del Estado de Coahuila de Zaragoza

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$4.220	$3.517	$2.813	$2.110	$1.407	$0.703
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$3.090	$2.575	$2.060	$1.545	$1.030	$0.515

Municipio de Hidalgo del Estado de Coahuila de Zaragoza y Nuevo Laredo del Estado de Tamaulipas

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$4.120	$3.433	$2.747	$2.060	$1.373	$0.687
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.990	$2.492	$1.993	$1.495	$0.997	$0.498

Zona VII

Municipios de Guerrero, Mier y Valle Hermoso del Estado de Tamaulipas

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$4.500	$3.750	$3.000	$2.250	$1.500	$0.750
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$3.410	$2.842	$2.273	$1.705	$1.137	$0.568

Municipios de Reynosa, Camargo, Gustavo Díaz Ordaz, Rio Bravo, Matamoros y Miguel Alemán del Estado de Tamaulipas

	0-20 kms	20-25 kms	25-30 kms	30-35 kms	35-40 kms	40-45 kms
Monto del estímulo:						
a) Gasolina menor a 92 octanos:	$3.830	$3.192	$2.553	$1.915	$1.277	$0.638
b) Gasolina mayor o igual a 92 octanos:	$2.650	$2.208	$1.767	$1.325	$0.883	$0.442

TRANSITORIO

ÚNICO.- El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 11 de enero de 2018.- Con fundamento en el artículo Segundo, tercer párrafo del Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, publicado el 27 de diciembre de 2016 y sus posteriores modificaciones, en ausencia del C. Subsecretario de Ingresos, el Titular de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios, **Eduardo Camero Godinez**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-171-SEMARNAT-2017, Que establece las especificaciones para el desarrollo de actividades de aprovechamiento no extractivo para la observación y nado con Tiburón Ballena *(Rhincodon typus)*, relativas a su protección y a la conservación de su hábitat.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

CUAUHTÉMOC OCHOA FERNÁNDEZ, Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con fundamento en los artículos 32 Bis, fracciones I, IV y V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5o., fracciones II y V, 36, fracciones I y II, 37, 37 TER, 79, fracciones I, II, III, y VIII, 83, 84, 86 y 94 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 5, fracción II, 9, fracción V, 99 y 101 de la Ley General de Vida Silvestre; 133 y 134 del Reglamento de la Ley General de Vida Silvestre; 40, fracción X, 41, 43, 44, 45, 46 y 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 30 y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y, 8, fracciones III, IV y V del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y

CONSIDERANDO

Que debido al comportamiento dócil del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), en ciertas regiones del planeta, incluido nuestro país, se ha generado un creciente interés turístico por la realización de actividades de observación y nado con este organismo; provocando con ello una gran afluencia de embarcaciones y visitantes, lo cual representan un riesgo potencial tanto para la especie como para su hábitat.

Que el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), es una especie vulnerable a diversas actividades debido a su abundancia relativamente baja, talla grande, hábitos de nado en superficie, crecimiento lento y alta longevidad. Entre las amenazas a las que se enfrenta la especie destaca la pesca incidental, la colisión con embarcaciones que puede provocarles lesiones incluso letales, así como los riesgos asociados a las actividades turísticas de observación y nado de forma no regulada.

Que la protección de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) es de interés especial para nuestro país, debido a que tiene una tasa de reproducción muy baja; madura tardíamente y tiene poca fecundidad.

Que el 1 de octubre de 2008 se publica la Declaratoria de vigencia de la Norma Mexicana NMX-AA-142-SCFI-2008, Que establece especificaciones y lineamientos para el desarrollo de actividades de aprovechamiento sustentable (buceo, nado y observación) con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus),* relativas a su protección, manejo y la conservación de su hábitat; la cual siendo un instrumento de aplicación voluntaria no ha sido suficiente para la regulación efectiva de la actividad.

Que la observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) son actividades consideradas por la Ley General de Vida Silvestre como aprovechamiento no extractivo, dado que son actividades directamente relacionadas con la vida silvestre en su hábitat natural, que no implican la remoción de ejemplares, partes o derivados, y que de no ser adecuadamente reguladas, pudieran causar impactos significativos sobre eventos biológicos, poblaciones o hábitat de las especies silvestres.

Que de acuerdo con la citada Ley, los aprovechamientos no extractivos en actividades económicas deberán realizarse de conformidad con la zonificación y la capacidad de uso determinadas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, o en su defecto de acuerdo con el plan de manejo que apruebe dicha Secretaría.

Que las actividades de aprovechamiento no extractivo del tiburón ballena (*Rhincodon typus*), representa una actividad con un potencial de aplicación muy importante para nuestro país, ya que puede combinar la conservación de los ecosistemas naturales con el bienestar social e incremento de la calidad de vida en las comunidades que habitan en ellos. En donde es importante cuidar que la carga de visitantes y los tipos de actividades desarrolladas sean compatibles con las características y niveles de tolerancia de cada ambiente natural particular que sea utilizado.

Que el aprovechamiento no extractivo de la fauna silvestre ofrece una oportunidad para el desarrollo sustentable, una opción de crecimiento económico a nivel local y un medio para sensibilizar a la sociedad en general sobre los bienes y servicios que provee la vida silvestre; sin embargo si esta actividad no se realiza de forma ordenada, puede convertirse en una amenaza para el patrimonio natural, degradar los ecosistemas, elevar el costo de vida de la población local, deteriorar la cultura e impactar los ingresos de la población local.

Que a nivel internacional, la protección del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), está sustentada en los siguientes instrumentos internacionales:

- La Lista roja de especies amenazadas de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN, por sus siglas en inglés), es el inventario más reconocido para evaluar el estado de las poblaciones de especies vegetales y animales, que tiene un papel orientador en las actividades de conservación que realizan gobiernos, organismos no gubernamentales, organizaciones de la sociedad civil e instituciones científicas. En esta lista el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) está catalogado como una especie vulnerable.
- La Convención sobre Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES por sus siglas en inglés), es el acuerdo internacional que vela por el comercio internacional de especies de flora y fauna silvestres para que éste no represente una amenaza para su supervivencia. A partir del 13 de febrero de 2003, el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) quedó incluido en el Apéndice II de CITES, que contiene aquellas especies que no se encuentran necesariamente en peligro de extinción, pero cuyo comercio debe controlarse para evitar un uso/utilización incompatible con su supervivencia.
- El Memorando de Entendimiento sobre la Conservación de Tiburones Migratorios, de la Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres (CMS, por sus siglas en inglés), el cual tiene como objetivo alcanzar y mantener el estado de conservación favorable para los tiburones migratorios incluidos en su Anexo I, así como sus hábitats.
- La Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (UNCLOS, por sus siglas en inglés), que incluye al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) en su Anexo I como una de las especies altamente migratorias, lo que compromete a los Estados que pesquen en la región que se encuentra a cooperar para asegurar su conservación y óptimo aprovechamiento/utilización óptima.

Que en nuestro país, el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) está considerado como una especie en riesgo, bajo la categoría de amenazada (A), de conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2010.

Que por todo lo anterior, es de suma importancia regular las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), con el propósito de que dichas actividades se realicen de manera sustentable, sin afectar negativamente a la especie y a su entorno natural, siendo de particular relevancia para ello la regulación de las características de las embarcaciones, las velocidades de navegación, la forma de acercamiento tanto de las embarcaciones como de los nadadores, así como la restricción de actividades que pudieran representar un riesgo, entre otras; para lo cual es importante tener en cuenta la aplicación del Principio de Precaución.

Que las dimensiones de las embarcaciones menores contempladas en este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, garantizan la seguridad de navegación en las diferentes zonas donde se realizan las actividades de observación y nado con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*); así mismo el menor tamaño de la embarcación propicia que la actividad se realice con grupos reducidos de visitantes y que además se mejore la maniobrabilidad de la embarcación en presencia de dichos organismos y de los nadadores.

Que corresponde a esta Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales emitir Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental, para garantizar la sustentabilidad de las actividades económicas y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales.

Que la publicación a consulta pública del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-171-SEMARNAT-2017, Que establece las especificaciones para el desarrollo de actividades de aprovechamiento no extractivo para la observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), relativas a su protección y a la conservación de su hábitat, fue aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, en sesión celebrada el 23 de noviembre de 2017, a efecto de que, de conformidad con el artículo 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, dentro de los siguientes 60 días naturales posteriores a la fecha de su publicación, los interesados presenten sus comentarios ante el citado Comité sito en Avenida Ejército Nacional número 223, Piso 16, Colonia Anáhuac, Delegación Miguel Hidalgo, código postal 11320, Ciudad de México, teléfono 56 28 06 00 extensión 10928 o al correo electrónico tiburon.ballena@semarnat.gob.mx.

Que durante el citado plazo, la Manifestación de Impacto Regulatorio correspondiente estará a disposición del público para su consulta en el domicilio señalado, de conformidad con el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

En virtud de lo antes expuesto y fundado, expido el siguiente:

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-171-SEMARNAT-2017, QUE ESTABLECE LAS ESPECIFICACIONES PARA EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE APROVECHAMIENTO NO EXTRACTIVO PARA LA OBSERVACIÓN Y NADO CON TIBURÓN BALLENA *(RHINCODON TYPUS)*, RELATIVAS A SU PROTECCIÓN Y A LA CONSERVACIÓN DE SU HÁBITAT.

Prefacio

En la elaboración del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana participaron las siguientes instancias:

- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Dirección General del Sector Primario y Recursos Naturales Renovables.
- Dirección General de Vida Silvestre.
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).
- Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP).
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO).
- Delegación Federal de la SEMARNAT en Baja California Sur.
- Secretaría de Turismo (SECTUR).
- Dirección General de Normalización y Calidad Regulatoria Turística.
- Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE).
- Instituto Politécnico Nacional (IPN).
- Centro de Investigación y de Estudios Superiores (CINVESTAV) Unidad Mérida.
- Universidad Autónoma de Nayarit (UAN).
- Centro de Políticas Públicas para el Desarrollo Sustentable, A.C.
- Conciencia de México A.C.
- Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF).
- Producciones Serengueti S.A. de C.V.
- PRONATURA Península de Yucatán A.C.
- Asociación de Pesca Deportiva y Ecoturismo de Bahía de los Ángeles, Ejido Tierra y Libertad, Pejesapo.
- Asociación Ecoturismo Isla Mujeres A.C.
- Asociados Náuticos Cancún A.C.
- Ch'ooj Ajauil A.C.
- Ecochoyeros Unidos S.P.R.
- Experiencias Ecoturísticas Mata, S de R.L. C.V.
- Prestador de Servicios Malecón.
- Tiburón Choyero.

Índice del contenido

Introducción

1. Objetivo y campo de aplicación
2. Referencias normativas
3. Términos y definiciones
4. Especificaciones
   - 4.1 Especificaciones Generales
   - 4.2 Relativo a las embarcaciones
   - 4.3 Especificaciones para la realización de las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)
   - 4.4 Relativo a la actividad de observación de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.5 Relativo a la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.6 Relativo a las agrupaciones de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.7 Restricciones durante las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

5. Procedimiento de evaluación de la conformidad

6. Concordancia con Normas Internacionales

7. Vigilancia de esta Norma Oficial Mexicana

Apéndice A (Informativo) Distancias establecidas para la observación a bordo del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

Apéndice B (Informativo) Distancias establecida a la embarcación para la realización de la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

Apéndice C (Informativo) Distancias establecidas para realizar la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

8. Bibliografía

Transitorios

Introducción

El Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), es un pez de la familia Rhincodontidae, con longitudes promedio de 10 a 12 m y talla máxima de 20 m y 34 toneladas. Se distingue por su cabeza plana, boca larga transversal y coloración de manchas y líneas claras sobre un fondo oscuro, lo que le ha valido el sobrenombre de “dominó”. Este pez, que es el más grande del mundo, se alimenta por filtración activa de zooplancton, peces y calamares pequeños, comportamiento que hace que este tiburón resulte inofensivo para el ser humano a pesar de su gran tamaño.

Su distribución abarca todos los mares tropicales y templados del mundo entre los 30°N y 35°S, siendo una especie que recorre grandes distancias, y que además realiza migraciones verticales en la columna del agua, las cuales se relacionan principalmente con su alimento. Los Tiburones Ballena tienden a agregarse en grandes grupos en ciertas zonas y temporadas; siendo las principales zonas de agregación en nuestro país las que se ubican cerca de Holbox, Quintana Roo, Bahía de los Ángeles, Baja California y Bahía de La Paz, Baja California Sur.

La presencia de los tiburones ballena en zonas cercanas a la costa y su comportamiento pasivo, dio lugar hace más de dos décadas al desarrollo de la actividad de observación y nado con esta especie, la cual inició en Bahía de los Ángeles, B.C. y se ha extendido a Quintana Roo, Baja California Sur y Nayarit; convirtiéndose en un atractivo turístico reconocido a nivel mundial, que ha brindado una opción productiva para las comunidades costeras.

1. Objetivo y campo de aplicación

Esta Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones a las que deben sujetarse las actividades de aprovechamiento no extractivo para la observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), a fin de garantizar su protección y conservación, así como minimizar el impacto de éstas a su hábitat.

Es de observancia obligatoria y aplica a las personas físicas y morales que realicen actividades de aprovechamiento no extractivo con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) en las zonas marinas de los Estados Unidos Mexicanos.

2. Referencias normativas

Los siguientes documentos referidos son indispensables para la aplicación de esta Norma Oficial Mexicana, o las que las sustituyan:

NOM-059-SEMARNAT-2010,	Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2010.
NOM-034-SCT4-2009,	Equipo mínimo de seguridad, comunicación y navegación para embarcaciones nacionales, hasta 15 metros de eslora. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de febrero de 2009.

NOM-09-TUR-2002,	Que establece los elementos a que deben sujetarse los guías especializados en actividades específicas. (Cancela a la Norma Oficial Mexicana NOM-09-TUR-1997). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 26 de septiembre de 2003.
NOM-126 SEMARNAT-2000,	Por la que se establecen las especificaciones para la realización de actividades de colecta científica de material biológico de especies de flora y fauna silvestres y otros recursos biológicos en el territorio nacional. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de marzo de 2001.

3. Términos y definiciones

Para los propósitos de esta Norma Oficial Mexicana, se consideran las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente sus Reglamentos y la Ley General de Vida Silvestre y su Reglamento, así como las siguientes:

3.1 Acosar

Cualquier actividad que directa o indirectamente, y ya sea por medio de terceros o con instrumentos, equipo o la misma embarcación, pueda causar tensión, sufrimiento, traumatismo y dolor o cambios en la conducta natural del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), incluido el contacto físico.

3.2 Agrupación

Aquella formada por dos o más ejemplares de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), los cuales se encuentren en una zona determinada al mismo tiempo

3.3 CONANP

Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas.

3.4 Guía especializado

La persona física que tiene conocimientos y experiencia para realizar las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

3.5 Prestador de servicios

Persona física o moral que sea el titular de la autorización de aprovechamiento no extractivo, emitida por la Secretaría para proporcionar el servicio de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

3.6 PROFEPA

Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

3.7 Residuos

Cualquier material generado en los procesos de extracción, beneficio, transformación, producción, consumo, utilización, control o tratamiento cuya calidad no permita usarlo nuevamente en el proceso que lo generó.

3.8 Secretaría

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

3.9 Temporada

Periodo determinado por la Secretaría durante el cual es posible realizar actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

3.10 Unidades de Verificación

La persona física o moral que realiza actos de verificación, acreditada y aprobada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

3.11 Usuario

Persona física que realiza la actividad de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) mediante la contratación de un prestador de servicios.

4. Especificaciones

4.1 Especificaciones Generales

4.1.1 Las personas físicas o morales que requieran realizar actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), como prestador de servicios, deben tramitar previamente la autorización de aprovechamiento no extractivo de vida silvestre, ante la Secretaría, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Vida Silvestre y su Reglamento, por tratarse de una especie en categoría de riesgo de acuerdo con el Anexo Normativo III de la NOM-059-SEMARNAT-2010, sin perjuicio de las demás disposiciones jurídicas aplicables y de conformidad con el Registro Federal de Trámites y Servicios.

4.1.2 Las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), que se desarrollen dentro de las Áreas Naturales Protegidas de nuestro país, deben sujetarse a lo dispuesto en el Decreto de creación del Área Natural Protegida y el Programa de Manejo correspondientes, asimismo contar con la autorización correspondiente emitida por la CONANP.

4.1.3 La Secretaría publicará en su página electrónica, dos meses previos al inicio de la temporada para la realización de actividades de aprovechamiento no extractivo de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), un aviso por cada zona autorizada de observación que señalará lo siguiente:

a) Duración de la temporada por zona autorizada, especificando fecha de inicio y fecha de término; así como fecha de recepción de solicitudes para la obtención de la autorización de aprovechamiento no extractivo de vida silvestre ante la Secretaría, misma que debe ser previa al inicio de la temporada.

b) Las zonas autorizadas para la realización de actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), así como las zonas restringidas en las cuales sólo se permitirá la realización de investigación científica sobre la especie.

c) El número y tamaño de embarcaciones autorizadas por zona.

Tratándose de actividades en Áreas Naturales Protegidas, tiene que estarse a lo dispuesto en el Decreto de creación del Área Natural Protegida y el Programa de Manejo correspondiente.

4.1.4 Toda persona física o moral que realice proyectos de investigación científica, relacionados con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), deben contar con la autorización de la Secretaría y apegarse a lo establecido en la NOM-126-SEMARNAT-2000.

4.1.5 Los prestadores de servicios deben llevar consigo el original o copia certificada de las autorizaciones correspondientes y deben proporcionar las facilidades necesarias al personal de la Secretaría y demás autoridades competentes, para que realicen las acciones de inspección y vigilancia del cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

4.2 Relativo a las embarcaciones

4.2.1 Solamente se pueden realizar las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) en embarcaciones autorizadas con eslora de hasta 11 m (36.3 pies).

4.2.2 El número máximo de usuarios que se debe transportar por embarcación y por viaje, será de acuerdo con el certificado de seguridad marítima que emite la autoridad competente y sin perjuicio de lo establecido en el plan de manejo correspondiente.

4.2.3 Todas las embarcaciones autorizadas deben portar una banderola de identificación, la cual será establecida por la Secretaría y se proporcionará al momento de recibir la autorización; dicha banderola se debe ubicar en un lugar visible de la embarcación, durante todo el tiempo en que se preste el servicio.

4.2.4 Las embarcaciones deben operar en condiciones mecánicas y de seguridad óptimas durante la prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en la NOM-034-SCT4-2009. Las especificaciones aquí señaladas no sustituyen la obligación de llevar los equipos de navegación y de seguridad obligatorios.

4.2.5 La marcha de la embarcación no debe orientarse hacia el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), ni hacia las personas que realizan el nado.

4.2.6 No se permite, arrojar, verter o descargar cualquier tipo de desechos, orgánicos, residuos sólidos, o líquidos o cualquier otro tipo de contaminante, tales como aceites, grasas, combustibles entre otros, que son utilizados en la operación de las embarcaciones así como sus envases.

4.2.7 Las embarcaciones autorizadas deben llevar consigo un contenedor para depositar herméticamente los residuos generados durante el viaje, mismos que serán bajados en el muelle para su manejo integral.

4.2.8 No se permiten las reparaciones y mantenimientos mayores durante el desarrollo de las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*); solo pueden realizarse reparaciones menores, por fallas no atribuibles al prestador de servicios.

4.2.9 No se deben restringir los movimientos del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) con la embarcación.

4.3 Especificaciones para la realización de las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.3.1 Las personas físicas o morales autorizadas deben respetar la temporada de observación y nado con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.3.2 Se recomienda a los prestadores de servicios, brindar atención preferencial a los adultos mayores y a las personas con capacidades diferentes.

4.3.3 El prestador de servicios debe de informar a los usuarios antes de iniciar el viaje, la manera en la que se llevarán a cabo las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus),* en donde se explique de manera clara y descriptiva las especificaciones para realizar la actividad; asimismo,

debe hacer de su conocimiento la importancia de la conservación de la especie y la normativa que deben acatar durante su estancia, pudiendo apoyar esa información con material gráfico ilustrado que facilite la comprensión sobre el desarrollo de tales actividades, las responsabilidades y el riesgo potencial.

4.3.4 Con el objeto de permitir a los ejemplares de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) cubrir sus necesidades biológicas (reproducción, alimentación y descanso), el desarrollo de las actividades de aprovechamiento no extractivo, a través de la observación y nado con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), deben realizarse dentro de los horarios establecidos en el plan de manejo correspondiente.

En caso de Áreas Naturales Protegidas se debe apegar al horario establecido en el Programa de Manejo correspondiente.

4.4 Relativo a la actividad de observación de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.4.1 El acercamiento para la observación del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), debe ser por la parte posterior lateral al curso del desplazamiento del ejemplar, manteniendo una distancia entre la embarcación y el mismo que no sea menor a 5 metros. Ver Apéndice A.

4.4.2 Cuando la embarcación se acerque a zonas con presencia de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), la velocidad máxima permitida de navegación debe ser de 7 nudos (13 km/h), al entrar a zonas de agregación se disminuirá la velocidad a 3 nudos (5.5 km/h); en todo momento se debe evitar acelerar y desacelerar de manera repentina.

4.4.3 Sólo debe permanecer una embarcación en torno a un Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) o agrupaciones de estos organismos por un tiempo máximo de 30 minutos. Cualquier otra embarcación autorizada que desee observar al Tiburón Ballena si en ese momento se encuentra con otra, debe esperar a que la primera termine con sus actividades, a una distancia de 50 metros a partir del Tiburón Ballena. Ver Apéndice A.

4.4.4 Durante las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) la distancia entre embarcaciones no debe ser menor a 50 m, manteniendo comunicación constante con las embarcaciones próximas.

4.4.5 La distancia de observación a bordo, entre la embarcación y el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) debe ser cuando menos de 5 metros. Ver Apéndice A.

4.4.6 Cuando el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) se acerque a la embarcación, ésta debe mantenerse con el motor encendido y en posición neutral; y esperar a que el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) se retire y entonces partir a baja velocidad acelerando gradualmente.

4.4.7 Cuando el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) presente patrones de comportamiento como nado evasivo, coleteo defensivo**,** cambios repentinos de dirección y de velocidad, inmersiones prolongadas, interrupciones en sus actividades de alimentación, defecación o de reproducción, entre otros; se debe terminar la actividad y alejarse sin sobrepasar la velocidad permitida de 3 nudos (5.5 km/h).

4.4.8 Una vez que se han finalizado las actividades de observación y nado, la embarcación se debe retirar del lugar, alejándose en línea diagonal anterior al curso del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), sin sobrepasar la velocidad permitida de 3 nudos (5.5 km/h). Ver Apéndice A.

4.5 Relativo a la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.5.1 Previo al ingreso al agua, los usuarios no deben utilizar bloqueadores solares o bronceadores.

4.5.2 Los usuarios que realicen el nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) deben utilizar un chaleco salvavidas o traje de neopreno (wetsuit).

4.5.3 El acercamiento de la embarcación para el nado debe realizarse desde la parte posterior del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), ubicándose de forma paralela al mismo y durante el avance se debe mantener una distancia no menor a 5 metros, respetando la dirección de nado del organismo. Para el descenso controlado de los usuarios que realicen el nado, la embarcación se debe situar a 15 metros de distancia delante del organismo, en el punto formado por una línea imaginaria trazada a partir del ejemplar a 45º aproximadamente (posición para desembarco de nadadores). Ver Apéndice B.

4.5.4 Cuando la embarcación se encuentre en la posición referida en el numeral anterior, se debe dejar el motor en posición neutral y entonces permitir a los turistas que desciendan y se acerquen nadando al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.5.5 Los usuarios deben ingresar al agua de forma controlada.

4.5.6 La actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) se debe realizar siempre bajo la supervisión de un guía especializado quien debe apegarse a lo dispuesto en la NOM-09-TUR-2002, y tiene que controlar la actividad de 5 usuarios y mantener una distancia mínima de 2 metros a los lados de la cabeza y de 3 metros de distancia mínima a la aleta caudal. En todo momento se debe mantener al grupo de usuarios unido. Ver Apéndice C.

En Áreas Naturales Protegidas se debe apegar al número de nadadores establecidos en el Programa de Manejo correspondiente.

4.5.7 Se recomienda que la distancia entre la embarcación y los usuarios que se encuentran dentro del agua, debe permitir su auxilio efectivo.

4.5.8 El usuario que realiza la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), no debe obstruir el rumbo del ejemplar, por lo que no se permite nadar enfrente del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.5.9 Los usuarios que se encuentren nadando con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), no deben utilizar motores de "propulsión" para nadar cerca del ejemplar.

4.5.10 Los usuarios podrán tomar fotografías, mientras se encuentren realizando la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), siempre y cuando no utilicen bastón de extensión para autoretrato (selfie stick), flash o alguna otra fuente de iluminación artificial.

4.6 Relativo a las agrupaciones de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.6.1 Se recomienda que las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) en agrupaciones, deben considerar la gran cantidad de organismos y extremar las precauciones necesarias para la navegación segura, a fin de no colisionar con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.6.2 En presencia de agrupaciones de Tiburones Ballena, se deben respetar las distancias establecidas en esta Norma para la observación y nado, manteniendo una distancia mínima de 50 metros entre embarcaciones.

4.6.3 No se debe provocar la dispersión de agrupaciones de Tiburones Ballena.

4.6.4 La actividad de nado se debe realizar en la periferia de la agrupación de Tiburones Ballena.

4.7 Restricciones durante las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

4.7.1 Durante las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), no está permitido lo siguiente:

4.7.1.1 Tener contacto físico, dañar, lastimar o montar al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.7.1.2 Acosar de cualquier forma al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.7.1.3 Obstruir el desplazamiento del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.7.1.4 Realizar cualquier actividad relacionada con la pesca.

4.7.1.5 Practicar el esquí acuático y volar en paracaídas.

4.7.1.6 Emplear embarcaciones que no estén autorizadas, como motos acuáticas, kayaks, canoas, inflables, sumergibles, bananas, entre otros.

4.7.1.7 Utilizar aviones ultraligeros y helicópteros para realizar la actividad de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

4.7.1.8 Arrojar o desechar en el mar cualquier tipo de residuos.

4.7.1.9 Colectar, capturar, cazar, retener o apropiarse de ejemplares de vida silvestre.

4.7.1.10 Introducir ejemplares de especies exóticas.

4.7.1.11 Llevar a bordo cualquier tipo de animal.

4.7.1.12 Alimentar o intentar alimentar al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) y a cualquier organismo de vida silvestre.

4.7.1.13 Remolcar cualquier tipo de objeto, arrastrar cuerdas, líneas, redes, cabos, anzuelos u otro aditamento similar.

4.7.1.14 La utilización de aparatos que produzcan sonidos o ruidos.

5. Procedimiento de evaluación de la conformidad

5.1 La Evaluación de la Conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana, se debe realizar por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) o por las Unidades de Verificación acreditadas y aprobada en los términos establecidos por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.

5.2 La Evaluación de la Conformidad se realizará a petición de los particulares que así lo deseen, los que deben solicitarla a la PROFEPA o a las Unidades de Verificación, mediante un escrito libre que contenga la siguiente información:

a) Nombre de la Norma Oficial Mexicana.

b) Nombre o razón social del prestador de servicios.

c) Número de autorización para realizar la actividad.

d) Vigencia de la autorización.

e) Zona donde se realiza la actividad.

f) Número de embarcaciones que ampara la autorización.

g) Nombre y matrícula de las embarcaciones que se considerarán en el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

5.3 La PROFEPA o las Unidades de Verificación podrán solicitar al prestador de servicios toda aquella información adicional que les permita llevar a cabo el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

5.4 La PROFEPA tendrá un término de 10 días hábiles para dar contestación a la solicitud de los particulares.

5.5 La Secretaría debe de dar a conocer el listado de las Unidades de Verificación acreditadas y aprobadas, a través de su página de internet y en sus delegaciones federales en las entidades federativas.

5.6 La evaluación de la conformidad se realizará mediante la verificación del cumplimiento de las especificaciones establecidas en los numerales 4.1 al 4.7.1.14 de esta Norma Oficial Mexicana, a excepción de los numerales 4.1.3, 4.2.4, 4.3.2, 4.5.7 y 4.6.1, al momento de realizar la actividad de acuerdo a la Tabla 1 de la presente Norma Oficial Mexicana.

Tabla 1-Verificación del Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

VERIFICACIÓN	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	DICTAMEN FAVORABLE	
		SI	NO
Especificaciones Generales	1. ¿La persona física o moral cuenta con autorización de la Secretaría para el aprovechamiento no extractivo de vida silvestre mediante la observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?	✓	
	2. En caso de que la actividad se realice en un área natural protegida, ¿Se cuenta con autorización por parte de la CONANP y se realiza en apego al Decreto de creación y al Programa de Manejo?	✓	
	3. En caso de que el prestador de servicios realice adicionalmente labores de investigación científica ¿Cuenta con autorización para la realización de dicha investigación con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?	✓	
	4. Al momento de realizar la actividad ¿El prestador de servicios lleva consigo el original o copia certificada de las autorizaciones correspondientes?	✓	
Relativo a las Embarcaciones	5. En la actividad de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), ¿Se emplean embarcaciones autorizadas con eslora menor a 11 metros (36.3 pies)? Nota: se debe tener en consideración la excepción del artículo segundo transitorio.	✓	
	6. ¿El número de usuarios transportados por la embarcación corresponde con lo que indica el certificado de seguridad marítima?	✓	
	7. Durante el tiempo en que se presta el servicio ¿Porta en lugar visible de la embarcación la banderola de identificación otorgada por la Secretaría?	✓	
	8. ¿La marcha de la embarcación se orienta hacia el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) o hacia los nadadores?		✓
	9. ¿Se desechan al mar cualquier tipo de residuos?		✓
	10. ¿La embarcación cuenta con un contenedor hermético para depositar los residuos?	✓	
	11. ¿Se realiza algún tipo de reparación y/o mantenimiento mayores durante el desarrollo de las actividades de observación y nado?		✓
	12. ¿Se restringen los movimientos del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) con la embarcación al momento de realizar las actividades?		✓

Especificaciones para la realización de las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)	13. ¿Las personas físicas o morales autorizadas realizan las actividades de observación y nado durante la temporada emitida por la Secretaría y en caso de Áreas Naturales Protegidas a lo dispuesto en el Programa de Manejo?	✓	
	14. ¿Antes de iniciar el viaje, el prestador de servicios ofrece una explicación exacta y descriptiva a todos los usuarios sobre las especificaciones para la realización de las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?	✓	
	15. ¿Se cumple con los horarios establecidos en el plan de manejo y en el programa de manejo correspondiente?	✓	
Relativo a la actividad de observación de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)	16. ¿El acercamiento al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) se realiza por la parte posterior lateral al curso del desplazamiento del ejemplar, a una distancia mínima de 5 metros? Nota: ver apéndice A.	✓	
	17. ¿En presencia de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), la velocidad de la embarcación es de 7 nudos (13 km/h) y al entrar a zonas de agregación se disminuye a 3 nudos (5.5 km/h) y evita acelerar y desacelerar repentinamente?	✓	
	18. ¿La observación de un Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) o agrupación de éstos, es realizada por una sola embarcación por un tiempo máximo de 30 minutos?	✓	
	19. Cuando se encuentra otra embarcación realizando las actividades de observación y nado ¿La embarcación respeta la distancia de espera de 50 metros a partir del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)? Nota: Ver Apéndice A.	✓	
	20. ¿La embarcación se mantiene a más de 50 metros de cualquier otra embarcación durante la realización de actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?	✓	
	21. ¿Durante la actividad de observación a bordo la embarcación se encuentra a una distancia mínima de 5 metros del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)? Nota: Ver Apéndice A.	✓	
	22. En caso de que el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), se acerque a la embarcación ¿Ésta se mantiene con el motor encendido, en posición neutral, espera a que se retire el organismo y entonces parte a baja velocidad?	✓	
	23. ¿Cuándo el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) presenta alguno de los siguientes patrones de comportamiento: nado evasivo, coleteo defensivo, cambios repentinos de dirección y de velocidad, inmersiones prolongadas, interrupciones en sus actividades de alimentación, defecación o de reproducción entre otros; se da por terminada la actividad y la embarcación se aleja a una velocidad máxima de 3 nudos (5.5 km/h)?	✓	
	24. ¿La embarcación se retira del lugar, una vez que ha finalizado las actividades de observación y nado, en línea diagonal anterior al curso del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), respetando la velocidad máxima de 3 nudos (5.5 km/h)? Nota: Ver Apéndice A.	✓	

Relativo a la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)	25. Durante la explicación referida en el numeral 4.3.3, ¿los prestadores de servicios mencionaron que previo al ingreso al agua, los nadadores no pueden utilizar bloqueadores solares o bronceadores?	✓	
	26. ¿Los usuarios mientras realizan el nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) utilizan un chaleco salvavidas o traje de neopreno (wetsuit)?	✓	
	27. ¿Para la realización de la actividad de nado, la embarcación se acerca al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) por su parte posterior y se ubica de forma paralela al mismo, manteniendo una distancia no menor a 5 metros y entonces para el descenso de los usuarios, la embarcación se sitúa a 15 metros de distancia delante del organismo, en el punto formado por una línea imaginaria trazada a partir del ejemplar a 45 grados aproximadamente? Nota: Ver Apéndice B.	✓	
	28. ¿Cuando la embarcación se encuentra en la posición para desembarco de nadadores, se deja el motor en posición neutral y se permite a los turistas que desciendan para nadar con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?	✓	
	29. ¿Los usuarios antes de realizar la actividad de nado, entran al agua en forma controlada?	✓	
	30. ¿Existe un guía especializado supervisando un máximo de 5 usuarios realizando la actividad de nado y en Áreas Naturales Protegidas se apega al Programa de Manejo correspondiente?	✓	
	31. ¿Los nadadores respetan las distancias mínimas de nado de 2 metros a los lados de la cabeza y de 3 metros con respecto a la aleta caudal? Nota: ver Apéndice C.	✓	
	32. ¿Los usuarios que se encuentran nadando obstruyen el rumbo del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?		✓
	33. ¿Los usuarios que se encuentran nadando utilizan motores de propulsión para nadar cerca del ejemplar?		✓
	34. ¿Los usuarios que se encuentran nadando utilizan bastón de extensión para autoretrato (selfie stick), flash o alguna otra fuente de iluminación artificial para tomar fotografías?		✓
Relativo a las agrupaciones de Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)	35. ¿Se respeta la distancia entre embarcaciones de 50 metros en presencia de agrupaciones?	✓	
	36. ¿Se provoca la dispersión de agrupaciones de Tiburones Ballena?		✓
	37. ¿Se realiza la actividad de nado en la periferia de la agrupación de Tiburones Ballena?	✓	

Restricciones durante las actividades de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)	38. ¿Se toca, daña, lastima o monta al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?		✓
	39. ¿Se acosa de cualquier forma al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?		✓
	40. ¿Se obstruye el desplazamiento del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?		✓
	41. ¿Se realizan actividades relacionadas con la pesca?		✓
	42. ¿Se practica el esquí acuático y se vuela en paracaídas?		✓
	43. ¿Se emplean embarcaciones no autorizadas, como motos acuáticas, kayaks, canoas, inflables, sumergibles, bananas, entre otros?		✓
	44. ¿Se utilizan aviones ultraligeros y helicópteros para realizar la actividad de observación y nado con el Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)?		✓
	45. ¿Se arrojan o desechan al mar cualquier tipo de residuo?		✓
	46. ¿Se colecta, captura, caza, retiene o se apropia de ejemplares de vida silvestre?		✓
	47. ¿Se introducen ejemplares de especies exóticas?		✓
	48. ¿Se lleva a bordo cualquier tipo de animal?		✓
	49. ¿Se alimenta o se intenta alimentar al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*) y/o a cualquier organismo de vida silvestre?		✓
	50. ¿Se remolca cualquier tipo de objeto, se arrastran cuerdas, líneas, redes, cabos, anzuelos u otro aditamento similar?		✓
	51. ¿Se utilizan aparatos que producen sonidos o ruidos?		✓

5.7 De ser favorable la verificación del cumplimiento de la Evaluación de la Conformidad de acuerdo a la Tabla 1 de la presente Norma Oficial Mexicana, se extenderá un Dictamen de Evaluación de la Conformidad de la presente Norma, cuya vigencia será de un año.

5.8 En caso de que el resultado de la Evaluación de la Conformidad, sea desfavorable para el interesado, éste podrá solicitar una nueva Evaluación de la Conformidad.

La Unidad de Verificación o en su caso la PROFEPA, deberán asignar a una persona distinta a la que elaboró la primera Evaluación de la Conformidad.

El Dictamen de esta segunda evaluación, anulará el resultado obtenido en la primera evaluación de la conformidad.

6. Concordancia con Normas Internacionales

Esta Norma Oficial Mexicana no es equivalente (NEQ) con ninguna Norma Internacional, por no existir esta última al momento de su elaboración.

7. Vigilancia de esta Norma Oficial Mexicana

Corresponde a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales por conducto de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente la vigilancia en el cumplimiento de lo dispuesto por la presente Norma Oficial Mexicana, sin perjuicio de las atribuciones que puedan tener otras dependencias de la administración pública federal, estatal y municipal. Así mismo, la Secretaría podrá solicitar el apoyo de la Secretaría de Turismo, la Secretaría de Marina y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, en el ámbito de sus respectivas competencias y atribuciones, para vigilar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

Las violaciones a la presente Norma Oficial Mexicana serán sancionadas de conformidad con lo dispuesto en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General de Vida Silvestre y demás disposiciones jurídicas aplicables.

Apéndice "A"

(Informativo)

Distancias establecidas para la observación a bordo del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

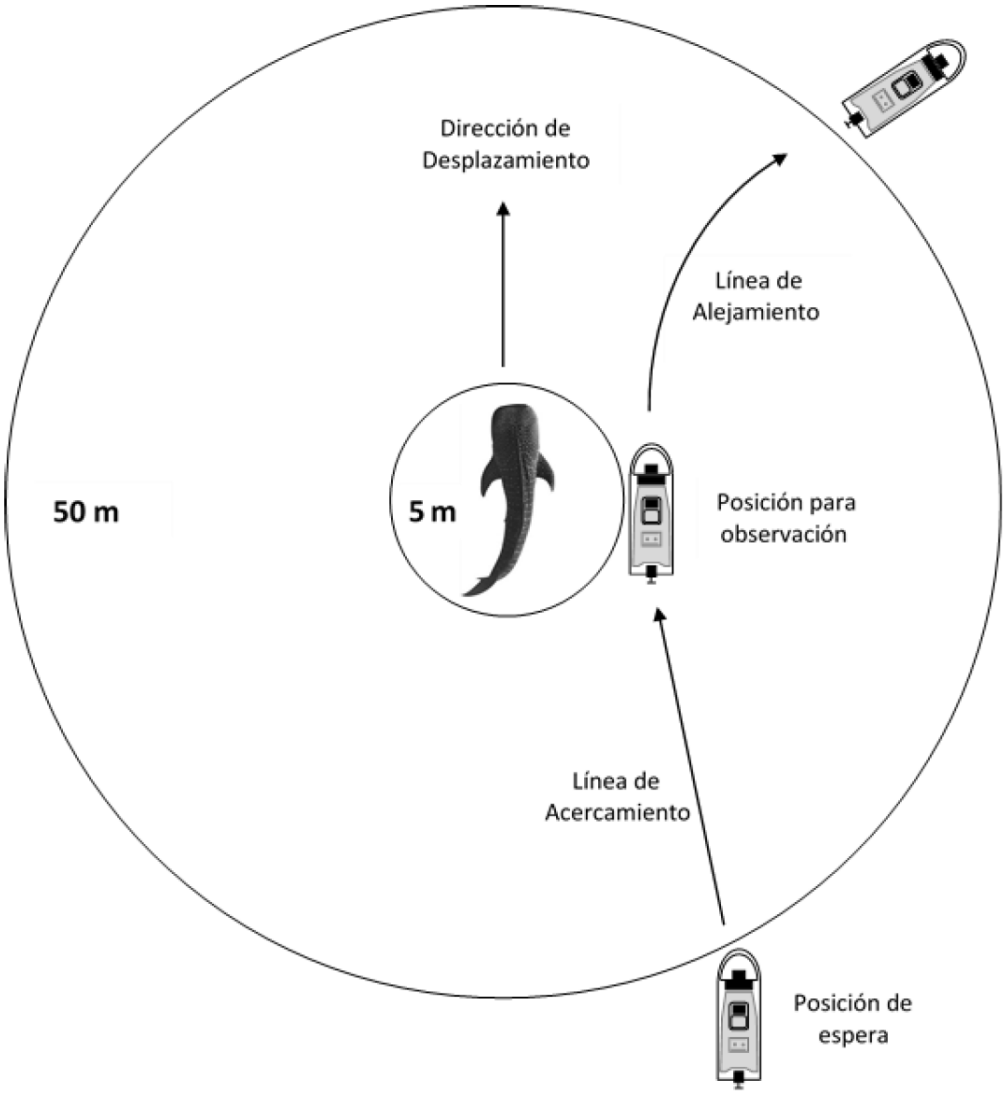

Figura A.1 Distancia de observación a bordo (5 m) y distancia de espera (50 m) para embarcaciones que realizan la actividad de observación y nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

Apéndice "B"

(Informativo)

Distancias establecidas a la embarcación para la realización de la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

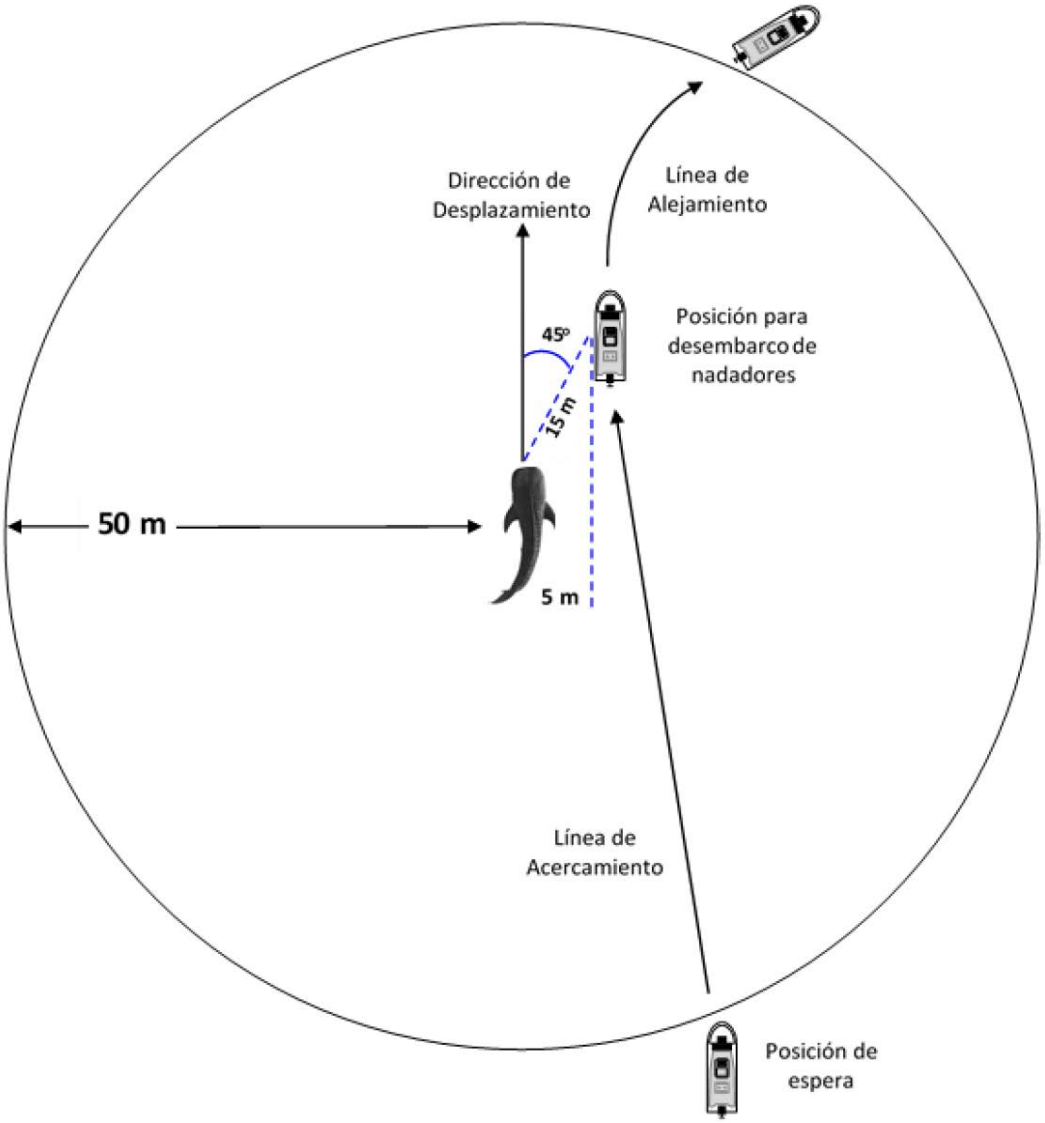

Figura B.1 Distancia a la embarcación para la realización de la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

Apéndice "C"

(Informativo)

Distancias establecidas para realizar la actividad de nado con Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*)

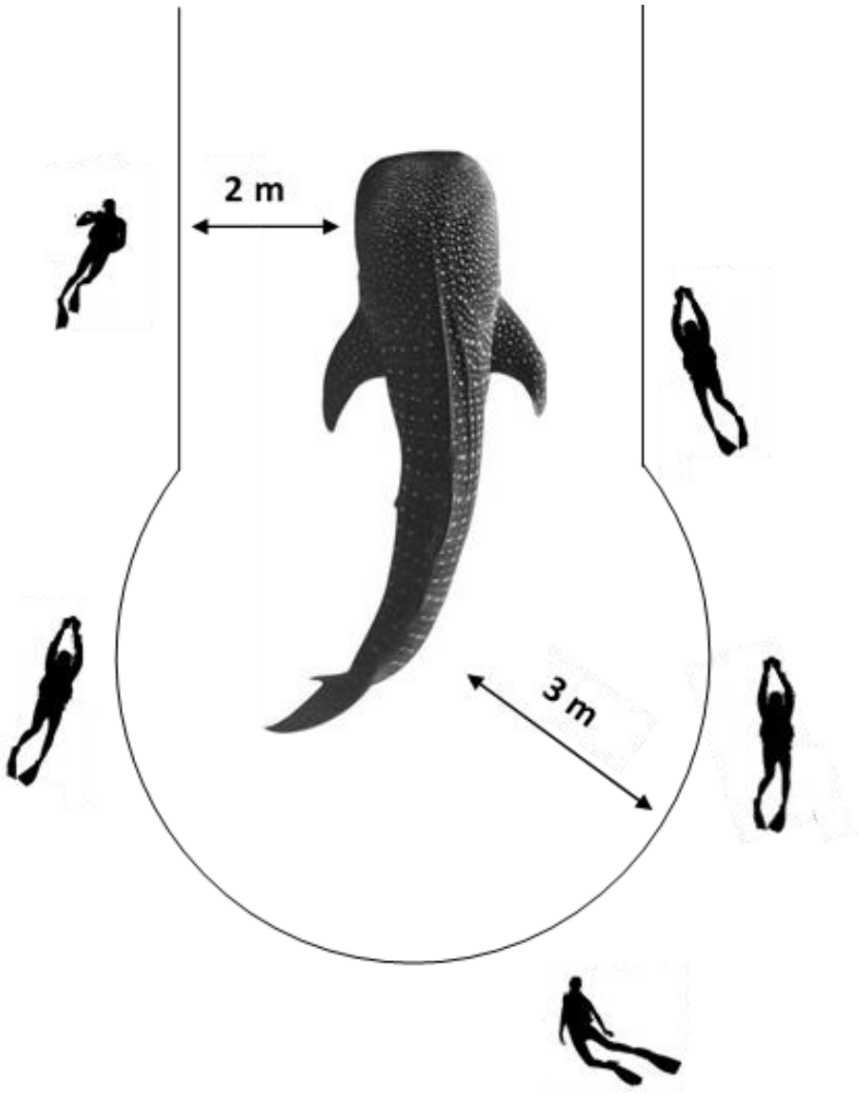

Figura C.1 Distancias de nado con relación al Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*).

8. Bibliografía

8.1 ALDERETE MACAL, M. J. Ecología Trófica del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus)* en zonas de agregación de la Isla Holbox, Quintana Roo. Tesis maestría inédita. Centro de Investigaciones Biológicas del Noroeste. México. 2010.

8.2 AUSTRALIAN GOVERNMENT. Whale Shark (*Rhincodon typus)* Recovery Plan, Issues Paper [en línea]. Department of the Environment and Heritage. 2005. [fecha de consulta: 20 febrero 2015]. ISBN 0642550824. Disponible en:

https://www.environment.gov.au/system/files/resources/df4f4778-8c93-4e05-bee4-9d24c51428e5/files/r-typus-issues-paper.pdf

8.3 CÁRDENAS PALOMO N., Herrera Silveira, J., Reyes Mendoza O. y Remolina F., 2008, Un dócil gigante en mares mexicanos, el tiburón ballena. CONABIO. Biodiversitas 80:8-11.

8.4 CÁRDENAS-TORRES, N., Enríquez-Andrade, R. & Rodríguez-Dowdell, N. (2007). Community- based management through ecotourism in Bahia de los Angeles, Mexico. Fisheries Research 84, 114–118.

8.5 CÁRDENAS-PALOMO N (2007) Distribución espacio-temporal de variables hidrobiológicas asociadas con el uso del hábitat del tiburón ballena (*Rhinocodon typus*) en el noreste de la península de Yucatán. Dissertation, CINVESTAV-IPN Unidad Mérida.

8.6 CLARKE E, Nelson DR (1997) Young whale sharks, Rhincodon typus, feeding on a copepod bloom near La Paz, Mexico. Environ. Biol. Fish. 50:63–73.

8.7 Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, CONANP, Estudio de capacidad de carga de la actividad turístico-recreativa de observación y nado con tiburón ballena (*Rhincodon typus*) en la Reserva de la Biosfera Tiburón Ballena y el Área de Protección de Flora y Fauna Yum Balam y sus zonas de influencia, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2014.

8.8 Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, CONANP, Programa de Acción para la Conservación de la Especie: Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2014.

8.9 Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres (CMS). Memorandum of Understanding on the Conservation of Migratory Sharks. [en línea]. [fecha de consulta: 22 octubre 2015]. Disponible en: http://www.cms.int/es/legalinstrument/cms

8.10 DE LA PARRA, R. 2006. Contribución al conocimiento del Tiburón Ballena. Proc. of the Workshop: "Whale shark tourism Management: exchanging information, networking and developing guidelines for best practices in the Mesoamerican Reef Region". Placencia, Belize. September 2006.

8.11 DE LA PARRA VENEGAS R., Dove A., Galván-Pastoriza B.E., Hueter R., Tyminski J., Vásquez-Yeomans L., Maslanka M. and Valdéz-Moreno M. (2015) El tiburón ballena (*Rhincodon typus*) de Quintana Roo y sus movimientos en el Golfo de México y el Mar Caribe. Revista de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco. Nueva Epoca, 1(1), 51-68. Agosto 2015.

8.12 DE LA PARRA VENEGAS R., Hueter R., González Cano J., Tyminski J., Gregorio Remolina, J., Maslanka M., Ormos, A., Weigt L., Carlson B., and Dove A. (2011) An unprecedented aggregation of whale sharks, (*Rhincodon typus*), in Mexican coastal waters of the Caribbean Sea. PLoS ONE 6:e18994.

8.13 DÍAZ-AMADOR, M. 2005. Cross-scale institutional arrangements for whale shark (Rhincodon typus) management and conservation: Opportunities for sustainable livelihoods. Thesis of Degree Master of Resource Studies. Lincoln University. 181 p.

8.14 ECKERT, S. A. y B. S. Stewart. 2001. Telemetry and satellite tracking of whale sharks, Rhincodon typus, in the Sea of Cortez; Mexico, and the North Pacific Ocean. Environmental Biology of Fisheries. 60, 299-308.

8.15 HACOHEN-DOMENE A, Galvan-Magana F, Ketchum-Mejia J (2006) Abundance of whale shark (*Rhincodon typus*) preferred prey species in the southern Gulf of California, Mexico. Cybium. 30(4):99-102.

8.16 HUETER, R.E., Tyminski, J.P., Simpendorfer, C.A., De la Parra, R., and M. Trigo-Mendoza. 2007. Satellite-based tracking of whale sharks (*Rhincodon typus*) tagged off Quintana Roo, Mexico: movement patterns, hypotheses and challenges. 23rd Annual Meeting of the American Elasmobranch Society, St. Louis, Missouri.

8.17 HUETER, R., Tyminski, J., de la Parra, R. 2008. The geographical movements of whale sharks tagged with pop-up archival satellite tags off Quintana Roo, Mexico. Second International Whale Shark Symposium, Holbox, Quinta Roo, México.

8.18 HUETER, R.E., Tyminski, J.P., and R. de la Parra. 2008, Deep diving and distant travels: vertical and horizontal movements of the whale shark (*Rhincodon typus*) tagged off Quintana Roo, Mexico. 24th Annual Meeting of the American Elasmobranch Society, Montreal, Quebec, Canada.

8.19 HUETER, R. E., Tyminski, J. P., & de la Parra, R. (2013). Horizontal movements, migration patterns, and population structure of whale sharks in the Gulf of Mexico and northwestern Caribbean Sea. PloS one, 8(8), e71883.

8.20 KETCHUM, J.T. 2003. Distribución espacio temporal y ecología alimentaria del tiburón ballena (*Rhincodon typus*) en la Bahía de la Paz y Zonas adyacentes en el suroeste del Golfo de California. Tesis de Maestría. Centro Interdisciplinario de Ciencias Marinas, IPN. 91 p.

8.21 POPPER A. N. y Hastings M. C., 2009, The effects of anthropogenic sources of sound on fishes (Review paper), *Journal of Fish Biology* (2009) 75, 455–489.

8.22 PEREGRÍN TOVAR A. A., Bases para la estimación de la Capacidad de Carga Turística y propuestas para su implementación para la actividad de avistamiento de tiburón ballena (*Rhincodon typus)* en Bahía de los Ángeles, B.C., Tesis maestría inédita, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Programa de Posgrado en Ciencias en Ecología Marina. 2014.

8.23 RAMÍREZ-MACÍAS, D., Meekan, M., La Parra-Venegas, D., Remolina-Suárez, F., Trigo-Mendoza, M., & Vázquez-Juárez, R. (2012). Patterns in composition, abundance and scarring of whale sharks *Rhincodon typus* near Holbox Island, Mexico. Journal of Fish Biology 80(5), 1401-1416.

8.24 RAMÍREZ-MACÍAS, D., Vázquez- Haikin, A., Vázquez-Juárez, R., 2012b. Whale shark *Rhincodon typus* populations along the west coast of the Gulf of California and implications for management. Endanger. Species Res. 18, 115–128.

8.25 REMOLINA SUÁREZ JF, Pérez Ramírez JJ, González JM, De la Parra R, Betancourt N, Trigo M, González L, Antele-Marcial J (2007),Whale shark management strategies, with the participation of local stakeholders, in Yum Balam, Mexico. In: The First International Whale Shark Conference: Promoting International Collaboration in Whale Shark Conservation, Science and Management. Conference Overview, Abstracts and Supplementary Proceedings. (Irvine, T. R. & Keesing J. K. Eds) CSIRO Marine and Atmospheric Research, Australia.31-35.

8.26 REYES-MENDOZA. O. y N. Cárdenas-Palomo. 2006. “Distribución del tiburón ballena en el norte del Caribe Mexicano” Reporte del estudio técnico del programa PRODERS. 21pp

8.27 RODRÍGUEZ D.N., A.R. Enríquez, A.G. Zavala. Propuesta de programa de manejo de Tiburón Ballena con referencia específica a Bahía de los Ángeles, Baja California. 2003.

8.28 RODRÍGUEZ D. N., Enríquez Andrade, R., Cárdenas Torres, N., Zavala González, A., Vázquez Haikin, A., Godinez Reyes, C. 2003. "Conservación Y Aprovechamiento Sustentable del Tiburón Ballena (*Rhincodon typus*), A Través Del Ecoturismo En Bahía De Los Ángeles, Baja California."

8.29 Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, Plan de Manejo de Tiburón Ballena *(Rhincodon typus*) en México, Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, Dirección General de Vida Silvestre. 2014.

8.30 Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, Plan de Manejo de Tiburón Ballena *(Rhincodon typus*) en el Caribe Mexicano, Q. Roo, Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, Dirección General de Vida Silvestre. 2014.

8.31 The IUCN Red List of Threatened Species. Versión 2015-3. [en línea], [fecha de consulta: 22 octubre 2015]. Disponible en: <www.iucnredlist.org>.

8.32 United Nations Convention on the Law of the Sea, UNCLOS,

8.33 Annex I. Highly Migratory Species. [en línea], [fecha de consulta: 22 octubre 2015]. Disponible en:

http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/annex1.htm

TRANSITORIOS

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los 90 días naturales siguientes de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- Las embarcaciones que cuenten con autorización al momento de la entrada en vigor de la presente Norma y que rebasen la longitud de eslora prevista en el numeral 4.2.1, pueden continuar solicitando dicha autorización con la embarcación que fue autorizada en temporadas anteriores hasta que concluya la vida útil de dichas embarcaciones.

TERCERO.- A efecto de dar cumplimiento al artículo quinto del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulte aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, publicado el 8 de marzo del 2017, se derogan o abrogan las 2 obligaciones regulatorias especificadas en la Manifestación de Impacto Regulatorio correspondiente.

Ciudad de México, a los veintiocho días de noviembre de 2017.- El Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, **Cuauhtémoc Ochoa Fernández**.- Rúbrica.

PRIMER Convenio Modificatorio al Convenio de Coordinación que celebran la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de la Comisión Nacional del Agua, y el Estado de Campeche, con el objeto de modernizar los sistemas de agua potable, drenaje y alcantarillado de la ciudad de San Francisco de Campeche.

Al margen un logotipo, que dice: Comisión Nacional del Agua.

PRIMER CONVENIO MODIFICATORIO AL CONVENIO DE COORDINACIÓN DE FECHA 28 DE MAYO DE 2013, QUE CELEBRÓ POR UNA PARTE, EL EJECUTIVO FEDERAL POR CONDUCTO DE LA SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES A TRAVÉS DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA Y POR LA OTRA, EL EJECUTIVO DEL ESTADO LIBRE Y SOBERANO DE CAMPECHE, CON EL OBJETO DE "MODERNIZAR LOS SISTEMAS DE AGUA POTABLE, DRENAJE Y ALCANTARILLADO DE LA CIUDAD DE SAN FRANCISCO DE CAMPECHE".

NOVIEMBRE DE 2017

PRIMER CONVENIO MODIFICATORIO AL CONVENIO DE COORDINACIÓN DE FECHA 28 DE MAYO DE 2013, QUE CELEBRA POR UNA PARTE EL EJECUTIVO FEDERAL POR CONDUCTO DE LA SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES A TRAVÉS DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA, EN LO SUCESIVO "LA COMISIÓN", REPRESENTADA POR SU DIRECTOR GENERAL, MTRO. ROBERTO RAMÍREZ DE LA PARRA, Y POR LA OTRA, EL EJECUTIVO DEL ESTADO LIBRE Y SOBERANO DE CAMPECHE, EN LO SUCESIVO "LA ENTIDAD FEDERATIVA", REPRESENTADO POR EL LIC. RAFAEL ALEJANDRO MORENO CÁRDENAS, GOBERNADOR CONSTITUCIONAL, CON LA PARTICIPACIÓN DE LOS CC. C.P. AMÉRICA DEL CARMEN AZAR PÉREZ, SECRETARIA DE FINANZAS, LIC. LAURA LUNA GARCÍA, SECRETARIA DE LA CONTRALORÍA, ING. EDILBERTO JESÚS BUENFIL MONTALVO, SECRETARIO DE DESARROLLO URBANO, OBRAS PÚBLICAS E INFRAESTRUCTURA Y ARQ. ROSSINA ISABEL SARAVIA LUGO, DIRECTORA GENERAL DE LA COMISIÓN DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DEL ESTADO DE CAMPECHE; QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SERÁN DENOMINADOS "LAS PARTES", AL TENOR DE LOS SIGUIENTES ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS:

ANTECEDENTES

1. Con fecha 28 de mayo de 2013 "LAS PARTES" celebraron un convenio de coordinación con el objeto de "modernizar los sistemas de agua potable, drenaje y alcantarillado de la ciudad de San Francisco de Campeche", instrumento publicado en el Diario Oficial de la Federación con fecha 14 de junio de 2013 (en lo sucesivo EL CONVENIO).

2. En las cláusulas segunda y novena de "EL CONVENIO" se estableció:

"SEGUNDA.- El objeto del presente Convenio comprenderá las siguientes acciones:

CONCEPTO 1-ESTUDIOS Y PROYECTOS

…

CONCEPTO 2-MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA PARA EL ABASTECIMIENTO A LA POBLACIÓN

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
2.1	Construcción del acueducto de 42 y 36 pulgadas de diámetro para un gasto de 1,000 l/s, Hobomo-Campeche.	Km	25
2.2	Perforación y equipamiento de 22 pozos para un gasto de 45 l/s con sus líneas de interconexión.	Pozos	22
2.3	Construcción de líneas de interconexión de pozos de 10 a 30 pulgadas de diámetro.	Km	21.5
2.4	Construcción de planta de bombeo para un gasto de 1,000 l/s.	Planta	1

CONCEPTO 3-MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE AGUA POTABLE EN DIFERENTES SECTORES DE LA CIUDAD

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
3.1	Construcción de 5 macrotanques de regulación con una capacidad de 2,500 m^3 cada uno	Tanques	5

CONCEPTO 4-AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DE DRENAJE PLUVIAL

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
4.1	Construcción del sistema de drenaje pluvial Lázaro Cárdenas, 1a. etapa a través de un cajón rectangular de 3.5 x 1.6 m	Km	3.5
4.2	Construcción del sistema de drenaje pluvial en la Zona Centro de la Ciudad, 1a. etapa a través de cajón rectangular de 3.25 x 1.65 m	Km	5.7
4.3	Construcción del sistema de drenaje pluvial Patricio Trueba a través de un cajón rectangular de 3.5 x 1.5 m	Km	5.4
4.4	Construcción de drenaje pluvial Presidentes de México, Colonia Cedros, con tubería de 1.50 m de diámetro y longitud de 1,310 m y un cajón rectangular de 5.7 x 2.0 m y 2,690 m de longitud	Km	4
4.5	Construcción del sistema de drenaje pluvial Universidad con un cajón rectangular de 4.7 x 2.0 m	Km	2.4
4.6	Construcción del sistema de drenaje pluvial Av. López Mateos con un cajón rectangular de 2.5 x 1.8 m y en Calle Victoria con un cajón rectangular de 4.2 x 1.90 m	Km	1.5 “

“NOVENA.- “LA COMISIÓN” y “LA ENTIDAD FEDERATIVA” acuerdan la creación de una Comisión de Seguimiento del Compromiso de Gobierno objeto del presente Convenio, la cual estará integrada por un Presidente, que será el representante de “LA COMISIÓN”, quien tiene voto de calidad, un Secretario Ejecutivo que será el representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA” y un Representante del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua “IMTA”, quien fungirá como Vocal.

- Representante de “LA COMISIÓN”.- Ing. Edilberto Jesús Buenfil Montalvo.- Director Local Campeche.- Presidente.
- Representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA”.- Arq. Jorge Luis González Curi.- Secretario de Desarrollo Urbano y Obras Públicas de la Administración Pública Estatal.- Secretario Ejecutivo
- Representante del “IMTA”.- Ing. Víctor Javier Bourguett Ortiz.- Vocal

…”

3. La finalidad de la construcción de las obras descritas en los numerales 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 de la cláusula segunda de “EL CONVENIO” es el mejoramiento de la calidad del agua para el abastecimiento a la población.

Se realizó un análisis de la oferta y calidad del agua que se suministra a la ciudad, dando como resultado que las acciones 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 3.1 deben modificarse en virtud de que arrojó como resultado la necesidad de sustituir el agua proveniente de los pozos de la zona urbana, la cual no cumple con los parámetros de calidad establecidos en la norma correspondiente, por los pozos de la zona de Hobomó. Por lo tanto, el caudal que se requiere sustituir es de 500 l/s (perforación y equipamiento de 15 pozos), en vez de 1,000 l/s (perforación y equipamiento de 22 pozos) y como consecuencia se reduce la longitud de las líneas de interconexión de 21.5 km a 13 km entre pozos como se estableció en “EL CONVENIO”.

De igual manera, se analizó la regulación con la que cuenta el sistema de agua potable de la ciudad, encontrando que a la fecha no es estrictamente necesaria la construcción de los Macrotanques establecidos en “EL CONVENIO”, debido a que la ciudad cuenta con regulación suficiente. Por lo cual, resulta imprescindible modificar la acción descrita en el numeral 3.1 de la cláusula segunda de “EL CONVENIO”.

Además, debido a que a la fecha de suscripción de “EL CONVENIO”, no se contaba con los proyectos ejecutivos, al momento de elaborarlos se realizaron los estudios y se estableció la longitud adecuada para el correcto funcionamiento hidráulico de los sistemas de drenaje, por lo que se precisaron las cantidades de las acciones descritas en el concepto 4.

En razón de lo anterior, “LAS PARTES” de común acuerdo determinan modificar las obras descritas en los numerales 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 3.1, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 de los conceptos 2, 3 y 4 de la cláusula segunda en términos del presente instrumento.

DECLARACIONES

I. Declara "LA COMISIÓN" que:

1. El Mtro. Roberto Ramírez de la Parra, Director General de "LA COMISIÓN", tiene las facultades de representarla y para celebrar el presente Convenio, de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 2, 4, 5, fracción I, 9 apartado "a", fracciones X, XIV y XXXV, 9 Bis 1 apartado "b" y 12 de la Ley de Aguas Nacionales; 1, 6, 8 y 13 fracciones I, II, XXVII, XXIX bis del Reglamento Interior de la Comisión Nacional del Agua.

II. Declara "LA ENTIDAD FEDERATIVA" que:

1. El Lic. Rafael Alejandro Moreno Cárdenas acredita su personalidad como Gobernador Constitucional del Estado de Campeche, quien está plenamente facultado para proveer en la esfera administrativa todo lo que estime conveniente para el más exacto y eficaz cumplimiento de sus atribuciones, así como para conducir la planeación estatal del desarrollo, pudiendo convenir para la realización de cualquier propósito en beneficio colectivo, por lo que de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 59 y 71, fracción XV inciso a) de la Constitución Política del Estado de Campeche; y 3, 4 primer párrafo de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Campeche; 27 del Código Civil Federal; y 31 del Código Civil del Estado de Campeche, cuenta con las facultades necesarias para celebrar el presente Convenio.

2. Que la C.P. América del Carmen Azar Pérez, en su carácter de Secretaria de Finanzas de la Administración Pública del Estado de Campeche, cuenta con las atribuciones necesarias para participar en la suscripción del presente convenio, de conformidad con los artículos 4 párrafo tercero, 16 fracción II y 22 de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Campeche, cargo que quedó debidamente acreditado con nombramiento de fecha 16 de septiembre de 2015, expedido por el Lic. Rafael Alejandro Moreno Cárdenas, Gobernador Constitucional del Estado de Campeche.

3. Que la Lic. Laura Luna García, en su carácter de Secretaria de la Contraloría del Estado de Campeche, cuenta con las atribuciones necesarias para participar en la celebración del presente instrumento jurídico, con fundamento en lo que establecen los artículos 1, 2, 4, 16 fracción IV y 24 de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Campeche.

4. Que el Ing. Edilberto Jesús Buenfil Montalvo, en su carácter de Secretario de Desarrollo Urbano, Obras Públicas e Infraestructura de la Administración Pública Estatal, cuenta con las atribuciones necesarias para participar en la celebración del presente instrumento jurídico, con fundamento en lo que establecen los artículos 3, 4 párrafo tercero, 16 fracción XV y 35 fracción VII de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Campeche.

5. Que la Arq. Rossina Isabel Saravia Lugo, en su carácter de Directora General de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado del Estado, participa en la suscripción del presente Convenio, de conformidad con los artículos 31 y 40 de la Ley de Agua Potable y Alcantarillado del Estado de Campeche; 48, 49, fracción I de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Campeche; y 12 y 22 fracciones I y II de la Ley de la Administración Pública Paraestatal del Estado de Campeche.

III. Declaran "LAS PARTES" que:

1. Se reconocen la personalidad jurídica con la que comparecen a la suscripción del presente instrumento en los términos indicados anteriormente, manifestando que a la fecha no les ha sido revocada.

2. Ratifican los domicilios señalados en "EL CONVENIO" para todos los efectos legales a que haya lugar.

3. Es su voluntad modificar "EL CONVENIO" en los términos establecidos en el presente instrumento.

Expuesto lo anterior, "LAS PARTES" otorgan las siguientes

CLÁUSULAS

PRIMERA.- MODIFICACIÓN.

"LAS PARTES" convienen en modificar los numerales 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 3.1, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 de los conceptos 2, 3 y 4 de la cláusula segunda, así como la cláusula novena de "EL CONVENIO" por las razones indicadas en el antecedente 3 del presente instrumento, para quedar como sigue:

“SEGUNDA.- El objeto del presente convenio comprenderá las siguientes acciones:

CONCEPTO 1-ESTUDIOS Y PROYECTOS

…

“CONCEPTO 2-MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA PARA EL ABASTECIMIENTO A LA POBLACIÓN

Número	Obra y/o Acción	Unidad	Cantidad
2.1	Construcción del acueducto de 42 y 36 pulgadas de diámetro para un gasto de 500 l/s, Hobomo-Campeche,	Km	25
2.2	Perforación y equipamiento de 15 pozos para un gasto de 45 l/s con sus líneas de interconexión.	Pozos	15
2.3	Construcción de líneas de interconexión de pozos de 10 a 30 pulgadas de diámetro.	Km	13
2.4	Construcción de planta de bombeo para un gasto de 500 l/s.	Planta	1

CONCEPTO 3-MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE AGUA POTABLE EN DIFERENTES SECTORES DE LA CIUDAD

Número	Obra y/o Acción	Unidad	Cantidad
3.1	Construcción de 1 tanque de regulación con una capacidad de 1,000 m^3.	Tanques	1

CONCEPTO 4-AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DE DRENAJE PLUVIAL

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
4.1	Construcción del sistema de drenaje pluvial Lázaro Cárdenas, 1a. etapa a través de un cajón rectangular de 3.5 x 1.6 m	Km	3.30
4.2	Construcción del sistema de drenaje pluvial en la Zona Centro de la Ciudad, 1a. etapa a través de cajón rectangular de 3.25 x 1.65 m	Km	4.50
4.3	Construcción del sistema de drenaje pluvial Patricio Trueba a través de un cajón rectangular de 3.5 x 1.5 m	Km	3.62
4.4	Construcción de drenaje pluvial Presidentes de México, Colonia Cedros, con tubería de 1.5 m de diámetro y un cajón rectangular de 5.7 x 2.0 m	Km	3.0
4.5	Construcción del sistema de drenaje pluvial Universidad con un cajón rectangular de 4.7 x 2.0 m	Km	3.43
4.6	Construcción del sistema de drenaje pluvial Av. López Mateos con un cajón rectangular de 2.5 x 1.8 m y en Calle Victoria con un cajón rectangular de 4.2 x 1.90 m	Km	1.68”

“NOVENA.- “LA COMISIÓN” y “LA ENTIDAD FEDERATIVA” acuerdan la creación de una Comisión de Seguimiento del Compromiso de Gobierno objeto del presente convenio, la cual estará integrada por un Presidente, que será el representante de “LA COMISIÓN”, quien tiene voto de calidad, un Secretario Ejecutivo que será el representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA” y un representante del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua “IMTA”, quien fungirá como Vocal.

- Representante de “LA COMISIÓN”.- Director Local Campeche.- Presidente.
- Representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA”.- Secretario de Desarrollo Urbano, Obras Públicas e Infraestructura de la Administración Pública Estatal.- Secretario Ejecutivo.
- Representante del “IMTA”.- Vocal.

…”

SEGUNDA.- VIGENCIA.

El presente convenio modificatorio comenzará a surtir sus efectos a partir del día de su formalización.

TERCERA.- NO NOVACIÓN.

"LAS PARTES" manifiestan que con excepción de lo expresamente estipulado en la cláusula primera del presente instrumento, continúan vigentes en sus términos todas y cada una de las cláusulas y contenido de "EL CONVENIO".

Leído que fue por las partes que en el presente Primer Convenio Modificatorio intervienen y enteradas de su contenido, fuerza y alcance legal, lo ratifican y firman al calce y al margen cada una de sus hojas por triplicado, en la Ciudad de México, el día 3 de noviembre de 2017.- Por el Ejecutivo Federal, la Comisión Nacional del Agua: el Director General, **Roberto Ramírez de la Parra**.- Rúbrica.- Revisó en sus Aspectos Legales: la Subdirectora General Jurídica, **Katia Karina Rodríguez Ramos**.- Rúbrica.- Por el Ejecutivo del Estado Libre y Soberano de Campeche: el Gobernador Constitucional, **Rafael Alejandro Moreno Cárdenas**.- Rúbrica.- La Secretaria de Finanzas, **América del Carmen Azar Pérez**.- Rúbrica.- La Secretaria de la Contraloría, **Laura Luna García**.- Rúbrica.- El Secretario de Desarrollo Urbano, Obras Públicas e Infraestructura, **Edilberto Jesús Buenfil Montalvo**.- Rúbrica.- La Directora General de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado, **Rossina Isabel Saravia Lugo**.- Rúbrica.

PRIMER Convenio Modificatorio al Convenio de Coordinación que celebran la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de la Comisión Nacional del Agua, y el Estado de Chiapas, con el objeto de dotar de agua potable a Chiapa de Corzo.

Al margen un logotipo, que dice: Comisión Nacional del Agua.

PRIMER CONVENIO MODIFICATORIO AL CONVENIO DE COORDINACIÓN DE FECHA 3 DE SEPTIEMBRE DE 2013, QUE CELEBRÓ POR UNA PARTE, EL EJECUTIVO FEDERAL POR CONDUCTO DE LA SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES A TRAVÉS DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA Y POR LA OTRA, EL EJECUTIVO DEL ESTADO DE CHIAPAS, CON EL OBJETO DE "DOTAR DE AGUA POTABLE A CHIAPA DE CORZO".

MAYO DE 2017

PRIMER CONVENIO MODIFICATORIO AL CONVENIO DE COORDINACIÓN DE FECHA 3 DE SEPTIEMBRE DE 2013, QUE CELEBRA POR UNA PARTE EL EJECUTIVO FEDERAL POR CONDUCTO DE LA SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES A TRAVÉS DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA, EN LO SUCESIVO "LA COMISIÓN", REPRESENTADA POR SU DIRECTOR GENERAL, MTRO. ROBERTO RAMÍREZ DE LA PARRA, Y POR LA OTRA, EL EJECUTIVO DEL ESTADO DE CHIAPAS, EN LO SUCESIVO "LA ENTIDAD FEDERATIVA", REPRESENTADO POR EL LIC. MANUEL VELASCO COELLO, EN SU CARÁCTER DE GOBERNADOR CONSTITUCIONAL, CON LA ASISTENCIA DEL ARQ. JORGE ALBERTO BETANCOURT ESPONDA, SECRETARIO DE OBRA PÚBLICA Y COMUNICACIONES Y DEL LIC. ANDRÉS CARBALLO BUSTAMANTE, DIRECTOR GENERAL DEL INSTITUTO ESTATAL DEL AGUA; QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SERÁN DENOMINADOS "LAS PARTES", AL TENOR DE LOS SIGUIENTES ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS:

ANTECEDENTES

1. Con fecha 3 de septiembre de 2013 "LAS PARTES" celebraron un convenio de coordinación con el objeto de "dotar de agua potable a Chiapa de Corzo", instrumento publicado en el Diario Oficial de la Federación con fecha 15 de abril de 2014, en lo sucesivo "EL CONVENIO".

2. En las cláusulas segunda y novena de "EL CONVENIO" se estableció:

"SEGUNDA.- El objeto del presente Convenio comprenderá las siguientes acciones:

CONCEPTO 1 OBRAS DE AGUA POTABLE

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1.1	Construcción de la línea de conducción de 12 pulgadas de diámetro del tanque de rebombeo Culatí a los tanques San Sebastián y San Gregorio.	m	2,500
1.2	Sustitución de los equipos de bombeo del tanque de rebombeo Culatí para un caudal de 65 lps.	Equipo	2
1.3	Construcción del circuito primario de la red de distribución Culatí de 6 a 20 pulgadas de diámetro.	m	5,000
1.4	Construcción de la línea de conducción de 16 pulgadas de diámetro de los pozos 6, 7 y 8 al tanque Culatí.	m	2,100
1.5	Perforación y equipamiento de pozo de 30 m de profundidad y 14 pulgadas de diámetro para un caudal de 25 lps en la zona de Cahuaré.	Pozo	1
1.6	Construcción de la línea de conducción de 12 pulgadas de diámetro del pozo Cahuaré al tanque Santa Fe.	m	3,500

1.7	Construcción de línea de la conducción de 8 pulgadas de diámetro de la captación San Carlos La Flor al tanque Morelos.	m	1,500
1.8	Sustitución de los equipos de bombeo en el cárcamo de la captación San Carlos La Flor para un caudal de 15 lps.	Equipo	2
1.9	Construcción de tanque de regulación de mampostería de 200 m^3 de capacidad en la Colonia Morelos.	Tanque	1
1.10	Suministro e instalación de equipo de bombeo en el pozo No. 6 para un caudal de 20 lps.	Equipo	1
1.11	Construcción del circuito secundario de la red de distribución Culatí con tubería de 3 a 8 pulgadas de diámetro.	m	3,500
1.12	Construcción de los circuitos primarios y secundarios de la red de distribución de los sistemas San Sebastián y San Gregorio con tubería de 2 ½ a 10 pulgadas de diámetro.	m	7,000”

“NOVENA.- “LA COMISIÓN” y “LA ENTIDAD FEDERATIVA” acuerdan la creación de una Comisión de Seguimiento del Compromiso de Gobierno objeto del presente Convenio, la cual estará integrada por un Presidente, que será el representante de “LA COMISIÓN”, quien tiene voto de calidad, un Secretario Ejecutivo que será el representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA” y un Representante del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua “IMTA”, quien fungirá como Vocal.

- Representante de “LA COMISIÓN”.- al Ing. Abelardo Amaya Enderle.- Director General del Organismo de Cuenca Frontera Sur.- Presidente.
- Representante de “LA ENTIDAD FEDERATIVA”.- al Lic. Andrés Carballo Bustamante.- Director General del Instituto Estatal del Agua.- Secretario Ejecutivo.
- Representante del “IMTA”.- Ing. Víctor Javier Bourguett Ortiz.- Vocal.

...”

3. La finalidad de la construcción de las obras anteriormente descritas es dotar de agua potable a Chiapa de Corzo, sin embargo, existe una problemática respecto a la acción descrita en el numeral 1.5, debido a que en el sitio no se encontraron las condiciones necesarias para su ejecución. Se realizaron 5 perforaciones de pozos exploratorios, sin embargo, en ninguno de ellos se encontró el caudal necesario (25 lps) para realizar la perforación definitiva.

Debido a lo anterior, “LAS PARTES” convienen en sustituir esta acción por la rehabilitación de la obra de toma directa del río Grijalva.

DECLARACIONES

I. Declaran “LAS PARTES” que:

1. “LA COMISIÓN” reconoce la personalidad del Lic. Manuel Velasco Coello, Gobernador Constitucional del Estado de Chiapas, así como del Lic. Andrés Carballo que interviene en la suscripción del presente convenio, en términos de lo señalado en las declaraciones II.2 y II.3 de “EL CONVENIO”, así como del Arq. Jorge Alberto Betancourt Esponda, Secretario de Obra Pública y Comunicaciones, en términos de las atribuciones que tiene conferidas según consta en los artículos 20 y 32 de la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Chiapas.

2. “LA ENTIDAD FEDERATIVA” reconoce la personalidad del Mtro. Roberto Ramírez de la Parra, como actual Director General de “LA COMISIÓN” en términos de las atribuciones señaladas en la declaración I.3 de “EL CONVENIO”.

3. Ratifican los domicilios señalados en “EL CONVENIO” para todos los efectos legales a que haya lugar.

4. Es su voluntad modificar “EL CONVENIO”, en los términos establecidos en el presente instrumento.

Expuesto lo anterior, “LAS PARTES” otorgan las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA.- MODIFICACIÓN.

“LAS PARTES” convienen en modificar el numeral 1.5 del concepto 1 obras a ejecutar de la cláusula segunda, así como la novena de “EL CONVENIO” por las razones indicadas en el antecedente 3 del presente instrumento, para quedar como sigue:

"SEGUNDA.- El objeto del presente convenio comprenderá las siguientes acciones:

CONCEPTO 1 OBRAS DE AGUA POTABLE

NÚMERO	OBRA Y/O ACCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1.1	Construcción de la línea de conducción de 12 pulgadas de diámetro del tanque de rebombeo Culatí a los tanques San Sebastián y San Gregorio.	m	2,500
1.2	Sustitución de los equipos de bombeo del tanque de rebombeo Culatí para un caudal de 65 lps.	Equipo	2
1.3	Construcción del circuito primario de la red de distribución Culatí de 6 a 20 pulgadas de diámetro.	m	5,000
1.4	Construcción de la línea de conducción de 16 pulgadas de diámetro de los pozos 6, 7 y 8 al tanque Culatí.	m	2,100
1.5	Rehabilitación de la obra de toma	Galería	1
1.6	Construcción de la línea de conducción de 12 pulgadas de diámetro del pozo Cahuaré al tanque Santa Fe.	m	3,500
1.7	Construcción de línea de la conducción de 8 pulgadas de diámetro de la captación San Carlos La Flor al tanque Morelos.	m	1,500
1.8	Sustitución de los equipos de bombeo en el cárcamo de la captación San Carlos La Flor para un caudal de 15 lps.	Equipo	2
1.9	Construcción de tanque de regulación de mampostería de 200 m^3 de capacidad en la Colonia Morelos.	Tanque	1
1.10	Suministro e instalación de equipo de bombeo en el pozo No. 6 para un caudal de 20 lps.	Equipo	1
1.11	Construcción del circuito secundario de la red de distribución Culatí con tubería de 3 a 8 pulgadas de diámetro.	m	3,500
1.12	Construcción de los circuitos primarios y secundarios de la red de distribución de los sistemas San Sebastián y San Gregorio con tubería de 2 ½ a 10 pulgadas de diámetro.	m	7,000"

"NOVENA.- "LA COMISIÓN" y "LA ENTIDAD FEDERATIVA" acuerdan la creación de una Comisión de Seguimiento del Compromiso de Gobierno objeto del presente Convenio, la cual estará integrada por un Presidente, que será el representante de "LA COMISIÓN", quien tiene voto de calidad, un Secretario Ejecutivo que será el representante de "LA ENTIDAD FEDERATIVA" y un Representante del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua "IMTA", quien fungirá como Vocal.

- Representante de "LA COMISIÓN".- Director General del Organismo de Cuenca Frontera Sur.- Presidente.
- Representante de "LA ENTIDAD FEDERATIVA".- Director General del Instituto Estatal del Agua.- Secretario Ejecutivo
- Representante del "IMTA".- Vocal.

…"

SEGUNDA.- VIGENCIA.

El presente convenio modificatorio comenzará a surtir sus efectos a partir del día de su formalización.

TERCERA.- NO NOVACIÓN.

"LAS PARTES" manifiestan que con excepción de lo expresamente estipulado en la cláusula primera del presente instrumento, continúan vigentes en sus términos todas y cada una de las cláusulas y contenido de "EL CONVENIO".

Leído que fue por las partes que en el presente Primer Convenio Modificatorio intervienen y enteradas de su contenido, fuerza y alcance legal, lo ratifican y firman al calce y al margen cada una de sus hojas por triplicado, en la Ciudad de México, el día 31 de mayo de 2017.- Por el Ejecutivo Federal, la Comisión Nacional del Agua: el Director General, **Roberto Ramírez de la Parra**.- Rúbrica.- Revisó en sus Aspectos Legales: el Subdirector General Jurídico, **Alejandro Medina Mora Nieto**.- Rúbrica.- Por el Ejecutivo, el Estado de Chiapas: el Gobernador Constitucional, **Manuel Velasco Coello**.- Rúbrica.- El Secretario de Obra Pública y Comunicaciones, **Jorge Alberto Betancourt Esponda**.- Rúbrica.- El Director General del Instituto Estatal del Agua, **Andrés Carballo Bustamante**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE LA FUNCION PUBLICA

CIRCULAR por la que se comunica a las dependencias, Procuraduría General de la República y entidades de la Administración Pública Federal, empresas productivas del Estado, así como a las entidades federativas, que deberán abstenerse de aceptar propuestas o celebrar contratos con la persona moral Dentilab, S.A. de C.V.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de la Función Pública.- Órgano Interno de Control en el Instituto Mexicano del Seguro Social.- Área de Responsabilidades.- Expediente No.: PISI-A-NC-DS-0073/2015.- No. de Oficio 00641/30.15/5514/2017.

CIRCULAR POR LA QUE SE COMUNICA A LAS DEPENDENCIAS, PROCURADURÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Y ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL, EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO, ASÍ COMO A LAS ENTIDADES FEDERATIVAS, QUE DEBERÁN ABSTENERSE DE ACEPTAR PROPUESTAS O CELEBRAR CONTRATOS CON LA PERSONA MORAL DENTILAB, S.A. DE C.V.

Oficiales mayores de las dependencias,
Procuraduría General de la República
y equivalentes de las entidades de la
Administración Pública Federal,
empresas productivas del estado y de los
gobiernos de las entidades federativas.
Presentes.

Con fundamento en los artículos 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 37 fracciones XII y XXIX y 44 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, reformada por Decreto publicado el 18 de julio de 2016; 2, 3, 8 y 9 primer párrafo de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 2o., 57, 59, 60 fracción III primer supuesto, 61 y demás relativos de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, 114 fracción y 115 de su Reglamento; 1, 2, 3 inciso C), 99 fracción I apartado 12 y 101 del Reglamento Interior de la Secretaría de la Función Pública; 83 párrafos primero, segundo, tercero y sexto del Reglamento Interior del Instituto Mexicano del Seguro Social; y en cumplimiento a lo ordenado en los resolutivos tercero y quinto de la Resolución número 00641/30.15/5511/2017 de fecha 22 de diciembre de 2017, que se dictó en el expediente número PISI-A-NC-DS-0073/2015, mediante el cual se resolvió el procedimiento administrativo de sanción incoado a la persona moral Dentilab, S.A. de C.V., esta Autoridad Administrativa hace de su conocimiento que a partir del día siguiente al en que se publique la presente Circular en el Diario Oficial de la Federación, deberán abstenerse de recibir propuestas o celebrar contrato alguno sobre las materias de adquisiciones, arrendamientos, servicios, obras públicas y servicios relacionados con las mismas, con dicha proveedora, de manera directa o por interpósita persona, por el plazo de 6 meses.

Dicha inhabilitación subsistirá hasta el día en que la proveedora infractora realice el pago de la multa, aun y cuando el plazo de inhabilitación haya concluido, sin que sea necesaria la publicación de algún otro comunicado.

En virtud de lo señalado en el párrafo anterior, los contratos adjudicados y los que actualmente se tengan formalizados con la mencionada infractora, no quedarán comprendidos en la aplicación de la presente Circular.

Las entidades federativas y los municipios interesados deberán cumplir con lo señalado en esta Circular cuando las adquisiciones, arrendamientos y servicios, así como la obra pública que contraten, se realicen con cargo total o parcial a fondos federales, conforme a los convenios que celebren con el Ejecutivo Federal.

Atentamente

Ciudad de México, a 22 de diciembre de 2017.- El Titular del Área de Responsabilidades, **Jorge Peralta Porras**.- Rúbrica.

SECRETARIA DE SALUD

CONVENIO Específico de Colaboración en materia de transferencia de recursos presupuestarios federales, con el carácter de subsidios para la aplicación del XLI Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas (ENARM), que celebran la Secretaría de Salud y el Estado de Nuevo León.

CONVENIO ESPECIFICO DE COLABORACION EN MATERIA DE TRANSFERENCIA DE RECURSOS PRESUPUESTARIOS FEDERALES CON EL CARACTER DE SUBSIDIOS, PARA LA APLICACION DEL XLI EXAMEN NACIONAL PARA ASPIRANTES A RESIDENCIAS MEDICAS (CONVENIO), QUE CELEBRAN POR UNA PARTE, EL EJECUTIVO FEDERAL, POR CONDUCTO DE LA SECRETARIA DE SALUD A LA QUE EN ADELANTE SE LE DENOMINARA "LA SECRETARIA", A TRAVES DEL DR. JOSE MELJEM MOCTEZUMA, EN SU CARACTER DE SUBSECRETARIO DE INTEGRACION Y DESARROLLO DEL SECTOR SALUD, ASISTIDO POR EL DR. SEBASTIAN GARCIA SAISO, DIRECTOR GENERAL DE CALIDAD Y EDUCACION EN SALUD (DGCES) Y POR LA OTRA, EL EJECUTIVO DEL ESTADO LIBRE Y SOBERANO DE NUEVO LEON, AL QUE EN LO SUCESIVO SE LE DENOMINARA "LA ENTIDAD", REPRESENTADA POR EL LIC. CARLOS ALBERTO GARZA IBARRA, EN SU CARACTER DE SECRETARIO DE FINANZAS Y TESORERO GENERAL DEL ESTADO, Y EL DR. MED. MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS, EN SU CARACTER DE SECRETARIO DE SALUD Y DIRECTOR GENERAL DEL ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO DENOMINADO SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, Y CUANDO ACTUEN DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARA "LAS PARTES", CONFORME A LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLAUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Con fecha 10 de octubre de 2012, "LA SECRETARIA" y "LA ENTIDAD" celebraron el Acuerdo Marco de Coordinación, en lo sucesivo "EL ACUERDO MARCO", con objeto de facilitar la concurrencia en la prestación de servicios en materia de salubridad general, así como para fijar las bases y mecanismos generales, a través de los cuales serían transferidos, mediante la suscripción del instrumento específico correspondiente, recursos presupuestarios federales e insumos a "LA ENTIDAD", para coordinar su participación con el Ejecutivo Federal, en términos de los artículos 9 y 13, apartado B, de la Ley General de Salud.

II. De conformidad con lo establecido en la Cláusula Segunda de "EL ACUERDO MARCO", los instrumentos consensuales específicos que "LAS PARTES" suscriban para el desarrollo de las acciones previstas en el mismo, serán formalizados por el Titular de la Secretaría de Salud y Director General de Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado el Titular de la Secretaría de Finanzas y Tesorería General del Estado de "LA ENTIDAD", en tanto que por "LA SECRETARIA", lo harán, entre otras áreas, la Subsecretaría de Integración y Desarrollo del Sector Salud, asistido por los titulares de las unidades administrativas y/u órganos desconcentrados de su adscripción.

III. Los artículos 3o., fracción VIII y 6o., fracción VI, de la Ley General de Salud, establecen, respectivamente, que es materia de salubridad general, la promoción de la formación de recursos humanos para la salud, y que es objetivo del Sistema Nacional de Salud, el impulsar un sistema racional de administración y desarrollo de los recursos humanos para mejorar la salud.

IV. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 89 y 90, de la referida Ley General de Salud, las autoridades sanitarias, sin perjuicio de la competencia que sobre la materia corresponda a las autoridades educativas y en coordinación con ellas, así como con la participación de las instituciones de salud, establecerán las normas y criterios para la capacitación y actualización de los recursos humanos para la salud. Así mismo, corresponde a "LA SECRETARIA" y a los gobiernos de las entidades federativas, en sus respectivos ámbitos de competencia, promover actividades tendientes a la formación, capacitación y actualización de los recursos humanos que se requieran para la satisfacción de las necesidades del país en materia de salud.

V. La Ley General de Salud en su artículo 91, fracción II, establece que "LA SECRETARIA" y los gobiernos de las entidades federativas, en sus respectivos ámbitos de competencia, coadyuvarán con las autoridades e instituciones educativas, en la definición del perfil de los profesionales para la salud en sus etapas de formación.

VI. El artículo 92, de la Ley General de Salud, dispone que las secretarías de Salud y de Educación Pública y los gobiernos de las entidades federativas, en sus respectivos ámbitos de competencia, impulsarán y fomentarán la formación, capacitación y actualización de los recursos humanos para los servicios de salud, de conformidad con los objetivos y prioridades del Sistema Nacional de Salud, de los Sistemas Estatales de Salud y de los programas educativos.

VII. El 19 de octubre de 1983 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el que se crea la Comisión Interinstitucional para la Formación de Recursos Humanos para la Salud, con el propósito de identificar las áreas de coordinación entre las instituciones educativas y las de salud, así como entre el sector educativo y el sector salud, en el proceso de formación de recursos humanos para la salud que requiera el Sistema Nacional de Salud.

VIII. En este contexto, anualmente se convoca a los médicos generales mexicanos y extranjeros que estén interesados en ingresar al Sistema Nacional de Residencias Médicas, para realizar un curso universitario de especialización médica en el Sistema Nacional de Salud, a sustentar el Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas (ENARM).

IX. El ENARM se aplica de acuerdo con los requisitos establecidos en la Convocatoria, que se difunde en la página de Internet de la Comisión Interinstitucional para la Formación de Recursos Humanos para la Salud (http://www.cifrhs.salud.gob.mx/).

DECLARACIONES

I. "LA SECRETARIA" declara que:

I.1 El Dr. José Meljem Moctezuma, en su carácter de Subsecretario de Integración y Desarrollo del Sector Salud, tiene la competencia y legitimidad para intervenir en el presente instrumento jurídico, de conformidad con lo previsto en los artículos 2, apartado A, fracción I, 8, fracción XVI y 9, fracciones III y XIV, del Reglamento Interior de la Secretaría de Salud, cargo que acredita con la copia del nombramiento respectivo, la cual se acompaña como parte del Anexo 1 de este instrumento.

I.2 La DGCES es una unidad administrativa de la Secretaría de Salud, adscrita a la Subsecretaría de Integración y Desarrollo del Sector Salud, según lo dispuesto por el Acuerdo mediante el cual se adscriben orgánicamente las unidades de la Secretaría de Salud, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de marzo de 2010, cuyo Titular, el Dr. Sebastián García Saisó se encuentra plenamente facultado para asistir en la suscripción del presente Convenio, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 16, fracción XIII y 18, fracciones I, XXI, XXII, XXIII, XXV, XXVI, XXVI Bis 1 y XXVI Bis 2, del Reglamento Interior de la Secretaría de Salud, cargo que queda debidamente acreditado con la copia de su nombramiento que se acompaña como parte del Anexo 1 del presente instrumento.

I.3 Cuenta con la disponibilidad presupuestaria correspondiente para hacer frente a los compromisos derivados de la suscripción del presente Convenio.

I.4 Para los efectos jurídicos relacionados con este Convenio, señala como domicilio el ubicado en el número 7 de la Calle de Lieja, Colonia Juárez, Cuauhtémoc, Código Postal 06600, en la Ciudad de México.

II. "LA ENTIDAD" declara:

II.1. Que el Lic. Carlos Alberto Garza Ibarra, Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado, suscribe el presente Convenio Específico, de conformidad con los artículos 18 fracción III, y 21 de la Ley Orgánica de la Administración Pública para el Estado de Nuevo León, cargo que acredita con la copia fotostática del nombramiento que se adjunta al presente instrumento jurídico, para formar parte de su contexto.

II.2. Que el Dr. Med. Manuel Enrique de la O Cavazos, Secretario de Salud y Director General de Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado, suscribe el presente Convenio Específico, de conformidad con los artículos 18 fracción VIII, 27, 35 y 38 de la Ley Orgánica de la Administración Pública para el Estado de Nuevo León, artículos 2 fracciones I, IV, VI y VII y 9 fracciones I y XII de la Ley que crea el Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, publicada en el Periódico Oficial del Estado en fecha 18 de diciembre de 1996, cargo que acredita con la copia fotostática del nombramiento que se adjunta al presente instrumento jurídico, para formar parte de su contexto.

II.3. Que sus prioridades para alcanzar los objetivos pretendidos a través del presente instrumento son la coordinación estrecha con “LA SECRETARIA” a efecto de que se realice la aplicación del XLI Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas (ENARM), en el Estado de Nuevo León, de conformidad con los anexos del presente instrumento, conforme al modelo operativo planteado por la Federación, vigilando su cumplimiento y emitiendo los informes tanto de avance físico y financiero y todos los que sean necesarios a “LA SECRETARIA” para hacer de su conocimiento el avance en las metas previstas.

II.4. Que para todos los efectos legales relacionados con este Convenio Específico señala como su domicilio el ubicado en Matamoros No. 520 Oriente, 4o. Piso, C.P. 64000, Monterrey, Nuevo León.

II.5. “LA ENTIDAD” cuenta con Registro Federal de Contribuyentes GEN620601DTA.

Una vez expuesto lo anterior y en virtud de que la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, dispone en sus artículos 74 y 75, que el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, autorizará la ministración de los subsidios y transferencias que con cargo a los presupuestos de las Dependencias se aprueben en el Presupuesto de Egresos de la Federación; que éstos se otorgarán y ejercerán conforme a las disposiciones generales aplicables, así como que dichos subsidios y transferencias se sujetarán a los criterios de objetividad, equidad, transparencia, publicidad, selectividad y temporalidad que en ella se señalan; “LAS PARTES” celebran el presente Convenio, al tenor de las siguientes:

CLAUSULAS

PRIMERA. OBJETO.- El presente Convenio Específico y sus anexos, que firmados por “LAS PARTES” forman parte integrante del mismo, tienen por objeto transferir recursos presupuestarios federales a “LA ENTIDAD”, con el carácter de subsidios, para coordinar su participación con “LA SECRETARIA”, en la aplicación del XLI ENARM, que tendrá verificativo en la fecha, sede estatal y conforme a las especificaciones técnicas, que se establecen en el Anexo 3, con el fin de promover la formación de médicos.

SEGUNDA. TRANSFERENCIA.- Para la realización de las acciones objeto del presente Convenio, “LA SECRETARIA” transferirá a “LA ENTIDAD” recursos presupuestarios federales, con el carácter de subsidios, hasta por la cantidad de $1,624,010.00 (Un millón seiscientos veinticuatro mil diez pesos 00/100 M.N.).

La transferencia de recursos presupuestarios federales que realice “LA SECRETARIA” a “LA ENTIDAD”, se hará considerando el calendario presupuestario autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a través del Sistema Integral de Administración Financiera Federal.

Para tal efecto, "LA ENTIDAD", a través de su Secretaría de Finanzas o su equivalente, procederá a abrir, en forma previa a su radicación, una cuenta bancaria productiva, única y específica para este Convenio, en la institución de crédito bancaria que determine, con la finalidad de que dichos recursos y sus rendimientos financieros estén debidamente identificados.

Una vez radicados los recursos presupuestarios federales en la Secretaría de Finanzas o su equivalente, ésta se obliga a ministrarlos íntegramente junto con los rendimientos financieros que se generen, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su recepción, al Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, que tendrá el carácter de Unidad Ejecutora para efectos del presente Convenio. La Unidad Ejecutora, deberá informar a “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a aquel en que concluya el plazo anterior, la fecha y el importe de los recursos presupuestarios federales que le hayan sido ministrados y los rendimientos generados. Para tal efecto, “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, dará aviso a la Unidad Ejecutora de esta transferencia.

La Unidad Ejecutora deberá, previamente a la ministración de los recursos por parte de la Secretaría de Finanzas o su equivalente, abrir una cuenta bancaria productiva, única y específica para este Convenio.

La Secretaría de Finanzas o su equivalente, y la Unidad Ejecutora, deberán remitir a "LA SECRETARIA" a través de la DGCES, la documentación correspondiente a la apertura de las cuentas a que se refiere esta Cláusula, en la que se especifique que el destino final de los recursos es la aplicación del XLI ENARM.

Los recursos presupuestarios federales que se transfieran en los términos de este Convenio no pierden su carácter federal, por lo que en su asignación y ejecución deberán observarse las disposiciones jurídicas federales aplicables.

TERCERA. VERIFICACION DEL DESTINO DE LOS RECURSOS FEDERALES.- Para asegurar la transparencia en la aplicación y comprobación de los recursos federales ministrados, “LAS PARTES” convienen en sujetarse a lo siguiente:

1. “LA SECRETARIA” se abstendrá de intervenir en el procedimiento de asignación de los contratos o de cualquier otro instrumento jurídico que formalice "LA ENTIDAD", para coadyuvar con “LA SECRETARIA”, en la aplicación del XLI ENARM, en cumplimiento del objeto del presente instrumento jurídico.

2. “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, considerando su disponibilidad de personal y presupuestaria, podrá practicar visitas de verificación a efecto de observar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente instrumento jurídico, así como que los recursos presupuestarios federales transferidos con motivo del presente Convenio, sean destinados únicamente para cubrir el objeto del presente instrumento jurídico y conceptos referidos en su Anexo 2.

En caso de que con motivo de las visitas de verificación “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, detecte incumplimientos a los compromisos establecidos a cargo de "LA ENTIDAD", deberá dar vista a las instancias federales y locales competentes, para que procedan conforme a sus atribuciones.

3. “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, podrá en todo momento verificar en coordinación con "LA ENTIDAD" la documentación que permita observar el ejercicio de los recursos presupuestarios federales transferidos a "LA ENTIDAD", así como sus rendimientos financieros generados y podrá solicitar a esta última los documentos que justifiquen y comprueben el ejercicio de dichos recursos.

4. Los recursos presupuestarios federales que “LA SECRETARIA” se compromete a transferir a "LA ENTIDAD", estarán sujetos a la disponibilidad presupuestaria y a las autorizaciones correspondientes, de conformidad con las disposiciones jurídicas aplicables.

CUARTA. OBJETIVOS, METAS E INDICADORES.- Los recursos a que se refiere la Cláusula Segunda del presente Convenio, tendrán los objetivos, metas e indicadores que a continuación se mencionan:

OBJETIVO: Impulsar y fomentar la formación, capacitación y actualización de los recursos humanos para los servicios de salud, a fin de alcanzar los objetivos y prioridades del Sistema Nacional de Salud, a través de la aplicación del XLI ENARM.

METAS: Aplicar el XLI ENARM a aproximadamente 5,750 aspirantes que se inscriban para sustentarlo.

INDICADORES: Los indicadores y variables a las que se compromete "LA ENTIDAD", que permitan evaluar el desempeño y el cumplimiento de los compromisos descritos en este instrumento jurídico, se detallan en el Anexo 3 del mismo.

QUINTA. APLICACION.- Los recursos presupuestarios federales a que alude la Cláusula Segunda de este instrumento jurídico, únicamente se podrán erogar en los conceptos de gasto que se detallan en el Anexo 2 del presente Convenio y se registrarán conforme a su naturaleza, como gasto corriente o gasto de capital; se devengarán conforme a lo establecido en el artículo 175 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; se registrarán por "LA ENTIDAD" en su contabilidad de acuerdo con las disposiciones jurídicas aplicables y se rendirán en su Cuenta Pública, sin que por ello pierdan su carácter federal.

Los recursos presupuestarios federales que se ministren con motivo de la celebración de este Convenio, no podrán desviarse hacia cuentas en las que “LA ENTIDAD” maneje otro tipo de recursos, ni direccionarse a otros organismos distintos a la Unidad Ejecutora.

Los remanentes de los recursos presupuestarios federales transferidos a "LA ENTIDAD", junto con los rendimientos financieros generados, deberán ser reintegrados a la Tesorería de la Federación, en los términos del artículo 17, de la Ley de Disciplina Financiera de las Entidades Federativas y los Municipios, debiendo informarlo a "LA SECRETARIA" por conducto de la DGCES, de manera escrita y con los documentos soportes correspondientes.

SEXTA. CONCEPTOS ADICIONALES DE GASTO.- Los conceptos de gastos adicionales a los comprendidos en el Anexo 2 del presente Convenio, deberán ser cubiertos por "LA ENTIDAD" con cargo a sus recursos propios.

SEPTIMA. OBLIGACIONES DE "LA ENTIDAD".- Adicionalmente a los compromisos establecidos en "EL ACUERDO MARCO" y en el presente Convenio, "LA ENTIDAD" se obliga a:

I. Vigilar el cumplimiento estricto de las disposiciones legales aplicables en el ejercicio del gasto público federal, dando aviso a las instancias respectivas de cualquier anomalía detectada al respecto, por conducto del Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, como Unidad Ejecutora, responsable ante "LA SECRETARIA" del adecuado ejercicio y comprobación de los recursos objeto del presente instrumento jurídico.

II. Responder por la integración y autenticidad de la información técnica y financiera que presenten para el cumplimiento de los compromisos establecidos en el presente instrumento jurídico, particularmente, de aquella generada con motivo de la aplicación, seguimiento, control, rendición de cuentas y transparencia de los recursos presupuestarios federales transferidos, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables.

III. Aplicar los recursos presupuestarios federales transferidos, sujetándose a los objetivos, metas e indicadores previstos en este Convenio y en su Anexo 3.

IV. Remitir por conducto de la Secretaría de Finanzas o su equivalente, a "LA SECRETARIA" a través de la DGCES, en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles posteriores a la recepción de las ministraciones que se detallan en el presente Convenio, los comprobantes que acrediten la recepción de dichas ministraciones, conforme a la normativa aplicable.

La documentación comprobatoria a que se refiere el párrafo anterior, deberá remitirse en archivo electrónico Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI) con los siguientes datos:

Razón Social: Secretaría de Salud/Dirección General de Calidad y Educación en Salud

R.F.C: SSA630502CU1

Domicilio: Calle Lieja Número 7, Colonia Juárez, Ciudad de México, Delegación Cuauhtémoc C.P. 06600

Asimismo, la Unidad Ejecutora deberá remitir a "LA SECRETARIA", a través de la DGCES, en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles posteriores a la recepción de las ministraciones realizadas por parte de la Secretaría de Finanzas o su equivalente, los comprobantes que acrediten la recepción de dichas ministraciones, conforme a la normativa aplicable, mediante archivo electrónico CFDI.

V. Mantener bajo su custodia, a través de la Unidad Ejecutora, por lo menos 5 años a partir de la fecha de su expedición, la documentación comprobatoria y justificatoria original de los recursos presupuestarios federales erogados, así como la comprobatoria del cumplimiento de las metas a que hace referencia el Anexo 3 del presente instrumento y, en su caso, proporcionarla cuando ésta le sea requerida por "LA SECRETARIA", o bien, por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público o por las instancias de fiscalización federales que correspondan.

VI. Verificar que la documentación comprobatoria del gasto de los recursos presupuestarios federales objeto de este Convenio, cumpla con los requisitos fiscales establecidos en las disposiciones federales aplicables, entre otros, aquellos que determinan los artículos 29 y 29-A, del Código Fiscal de la Federación, los que deberán expedirse a nombre de "LA ENTIDAD". Para lo cual, se deberá remitir archivo electrónico CFDI, salvo los casos de excepción establecidos en la legislación y normativa de la materia que así lo establezcan, en cuyo caso se deberán atender las disposiciones especiales para su comprobación. Así mismo, deberá remitir a "LA SECRETARIA", a través de la DGCES, el archivo electrónico con la Verificación de Comprobantes Fiscales Digitales por Internet, emitido por el Servicio de Administración Tributaria.

VII. Reintegrar a la Tesorería de la Federación dentro de los quince (15) días naturales siguientes en que los requiera "LA SECRETARIA", los recursos presupuestarios federales transferidos y sus rendimientos financieros, que después de radicados a la Secretaría de Finanzas o su equivalente de "LA ENTIDAD", no hayan sido ministrados a la Unidad Ejecutora, o que una vez ministrados a esta última, se mantengan ociosos o no sean ejercidos en los términos del presente Convenio.

VIII. Cancelar, por conducto del Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, la documentación comprobatoria, con la leyenda “Operado con recursos presupuestarios federales para el XLI Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas”.

IX. Registrar en su contabilidad los recursos presupuestarios federales transferidos con motivo del presente Convenio, de acuerdo con las disposiciones jurídicas aplicables, una vez devengados conforme al avance del ejercicio e informar de ello en la cuenta pública de la Hacienda Pública Estatal y en los demás informes que le sean requeridos, sin que por ello pierdan su carácter federal.

X. Informar, a través del Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León a “LA SECRETARIA”, sobre el avance de las acciones respectivas dentro de los treinta (30) días posteriores a la aplicación del examen y, en su caso, la diferencia entre el monto de los recursos transferidos y aquellos erogados, así como los resultados de las evaluaciones que se hayan realizado.

XI. Realizar las gestiones para la publicación del presente instrumento jurídico en el órgano de difusión oficial de "LA ENTIDAD", así como en su página de internet, por conducto del Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León.

La autenticidad de la documentación justificatoria y comprobatoria de los recursos presupuestarios federales erogados a que se refiere la fracción V de esta Cláusula, será responsabilidad de la Unidad Ejecutora.

OCTAVA. OBLIGACIONES DE “LA SECRETARIA”.- Adicionalmente a los compromisos establecidos en "EL ACUERDO MARCO", "LA SECRETARIA" se obliga a:

I. Transferir a “LA ENTIDAD”, a través de la DGCES, con el carácter de subsidios, los recursos presupuestarios federales a que se refiere el presente Convenio, de conformidad con su Anexo 2.

II. Proporcionar la asesoría técnica necesaria a “LA ENTIDAD” a fin de garantizar el cumplimiento del objeto del presente instrumento.

III. Dar seguimiento al cumplimiento del objeto de este Convenio.

IV. En su caso, solicitar la documentación comprobatoria del gasto de los recursos presupuestarios federales transferidos, que "LA ENTIDAD" debe presentar a “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES, en términos de lo estipulado en el presente Convenio.

V. Realizar las gestiones necesarias para la publicación del presente instrumento jurídico en el Diario Oficial de la Federación.

VI. Difundir en su página de Internet el presente Convenio, el cumplimiento de su objeto y sus resultados, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables.

VII. La Dirección General de Calidad y Educación en Salud informará a la Dirección General de Programación, Organización y Presupuesto de “LA SECRETARIA” y ésta a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el o los casos en que los recursos presupuestarios federales permanezcan ociosos o que no hayan sido aplicados por “LA ENTIDAD” para los fines objeto del presente convenio de conformidad con el Anexo 2 del mismo, o bien, en contravención a sus Cláusulas ocasionando como consecuencia el reintegro de los recursos a “LA SECRETARIA”, en términos de lo establecido en la Cláusula Octava de “EL ACUERDO MARCO”.

NOVENA. ACCIONES DE VERIFICACION, SEGUIMIENTO, EVALUACION, CONTROL Y FISCALIZACION.- La verificación, seguimiento y evaluación de los recursos presupuestarios federales transferidos por “LA SECRETARIA” a "LA ENTIDAD" con motivo del presente instrumento jurídico, corresponderá a “LA SECRETARIA”, a través de la DGCES y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en los términos de las disposiciones aplicables y estipulaciones del presente Convenio.

Cuando los servidores públicos, federales o locales, que participen en la ejecución del presente Convenio, detecten que los recursos presupuestarios federales transferidos a “LA ENTIDAD”, no han sido aplicados a los fines que se señalan en el presente Convenio, deberán hacerlo del conocimiento, en forma inmediata, de la Auditoría Superior de la Federación y de la Secretaría de la Función Pública y, en su caso, del Ministerio Público de la Federación.

DECIMA. RELACION LABORAL.- Queda expresamente estipulado por “LAS PARTES”, que el personal contratado, empleado o comisionado por cada una de ellas para dar cumplimiento al presente instrumento jurídico, guardará relación laboral únicamente con aquella que lo contrató, empleó o comisionó, por lo que asumen plena responsabilidad por este concepto, sin que en ningún caso, la otra parte pueda ser considerada como patrón sustituto o solidario, obligándose en consecuencia, cada una de ellas, a sacar a la otra, en paz y a salvo, frente a cualquier reclamación, demanda o sanción, que su personal pretendiese fincar o entablar en su contra, deslindándose desde ahora de cualquier responsabilidad de carácter laboral, civil, penal, administrativa o de cualquier otra naturaleza jurídica que en ese sentido se les quiera fincar.

DECIMA PRIMERA. VIGENCIA.- El presente Convenio surtirá sus efectos a partir de la fecha de su suscripción y se mantendrá en vigor hasta el cumplimiento total de las obligaciones objeto del presente Convenio, que en ningún caso será posterior al 31 de diciembre de 2017. La aplicación del ENARM será los días domingo 3, lunes 4, martes 5, miércoles 6 y jueves 7 de septiembre de 2017.

DECIMA SEGUNDA. MODIFICACIONES AL CONVENIO.- “LAS PARTES” acuerdan que el presente Convenio podrá modificarse de común acuerdo y por escrito, sin alterar su estructura y en estricto apego a las disposiciones jurídicas aplicables. Las modificaciones al Convenio obligarán a sus signatarios a partir de la fecha de su firma y deberán publicarse en el Diario Oficial de la Federación y en el órgano de difusión oficial de “LA ENTIDAD”.

En circunstancias especiales, caso fortuito o de fuerza mayor, para la realización del objeto previsto en este instrumento jurídico, "LAS PARTES" acuerdan tomar las medidas o mecanismos que permitan afrontar dichas eventualidades. En todo caso, las medidas y mecanismos acordados serán formalizados mediante la suscripción del Convenio Modificatorio correspondiente.

DECIMA TERCERA. CAUSAS DE TERMINACION.- El presente Convenio podrá darse por terminado cuando se presente alguna de las siguientes causas:

I. Por el cumplimiento del objeto para el que fue celebrado.

II. Por acuerdo de **“LAS PARTES”**.

III. Por caso fortuito o fuerza mayor.

IV. Por no existir la disponibilidad presupuestaria para hacer frente a los compromisos que adquiere “LA SECRETARIA”.

DECIMA CUARTA. CAUSAS DE RESCISION.- El presente Convenio podrá rescindirse por las causas que estipula “EL ACUERDO MARCO”.

DECIMA QUINTA. CLAUSULAS QUE SE TIENEN POR REPRODUCIDAS.- Dado que el presente Convenio Específico se deriva de “EL ACUERDO MARCO” a que se hace referencia en el apartado de Antecedentes de este instrumento, las Cláusulas que le sean aplicables atendiendo al tipo de recurso, establecidas en “EL ACUERDO MARCO”, se tienen por reproducidas para efectos de este instrumento como si a la letra se insertasen y serán aplicables en todo aquello que no esté expresamente establecido en el presente Convenio.

DECIMA SEXTA. INTERPRETACION, JURISDICCION Y COMPETENCIA.- “LAS PARTES” manifiestan su conformidad para interpretar y resolver, de común acuerdo, todo lo relativo a la ejecución y cumplimiento del presente Convenio, así como sujetar todo lo no previsto en el mismo a lo dispuesto en las disposiciones jurídicas aplicables.

De las controversias que surjan con motivo de la ejecución y cumplimiento del presente Convenio, conocerán los tribunales federales competentes en la Ciudad de México, renunciando “LAS PARTES” a cualquier fuero que pudiera corresponderles en razón de su domicilio presente o futuro.

Estando enteradas las partes del contenido y alcance legal del presente Convenio, lo firman por cuadruplicado a los dieciocho días del mes de agosto de dos mil diecisiete.- Por la Secretaría: el Subsecretario de Integración y Desarrollo del Sector Salud, **José Meljem Moctezuma**.- Rúbrica.- El Director General de Calidad y Educación en Salud, **Sebastián García Saisó**.- Rúbrica.- Por la Entidad: el Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado de Nuevo León, **Carlos Alberto Garza Ibarra**.- Rúbrica.- El Secretario de Salud y Director General de los Servicios de Salud de Nuevo León, OPD, **Manuel Enrique de la O Cavazos**.- Rúbrica.

ANEXO 1

NOMBRAMIENTOS

Escudo Nacional de los ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

C. José Meljem Moctezuma,

Presente.

Enrique Peña Nieto, *Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción II de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, he tenido a bien nombrarlo Subsecretario de Integración y Desarrollo del Sector Salud de la Secretaría de Salud.*

Rúbrica

Ciudad de México, a 1 de abril de 2016.

Nombramiento revisado conforme a lo dispuesto por el artículo 43, fracción IV, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
Rúbrica

Lic. Alfonso Humberto Castillejos Cervantes
Consejero Jurídico del Ejecutivo Federal

Escudo Nacional de los ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

SECRETARIA DE GOBERNACION

UNIDAD DE GOBIERNO

De conformidad con lo dispuesto por los artículos 27 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; y 11 fracciones V y VI del Reglamento Interior de esta Secretaría de Gobernación, queda registrado con el número 513 a foja 16, del "Libro de Nombramientos de Servidores Públicos que designa el Ejecutivo Federal".

Ciudad de México, a 27 de abril de 2016.

TITULAR DE LA UNIDAD DE GOBIERNO

RUBRICA

LIC. DAVID GARAY MALDONADO

Lic. Fernando Gutiérrez Domínguez, Coordinador General de Asuntos Jurídicos y Derechos Humanos de la Secretaría de Salud, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 11 Bis, fracción XLII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Salud.

CERTIFICA

Que la presente copia fotostática, constante de una foja útil por ambos lados, es fiel reproducción de la constancia que obra en los archivos de esta Coordinación General de Asuntos Jurídicos y Derechos Humanos, del nombramiento del C. José Meljem Moctezuma, como Subsecretario de Integración y Desarrollo del Sector Salud, de fecha primero de abril de dos mil dieciséis.

Dado en la Ciudad de México, a veintiocho de abril de dos mil dieciséis.

CONSTE

EL COORDINADOR GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS Y DERECHOS HUMANOS

RUBRICA

LIC. FERNANDO GUTIERREZ DOMINGUEZ

Secretaría Salud

Escudo Nacional, que dice ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Sistema de Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública Federal

Nombramiento No. C-478/2014

México, D.F., a 16 de noviembre de 2014

NOMBRAMIENTO

C. SEBASTIAN GARCIA SAISO

P R E S E N T E

Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 4, segundo párrafo y 33, de la Ley del Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública Federal; 5, fracción II, inciso a), 6 y 41, del Reglamento de la Ley del Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública Federal, y 7, fracción XXIV, del Reglamento Interior de la Secretaría de Salud, he tenido a bien nombrarle

DIRECTOR GENERAL DE CALIDAD Y EDUCACION EN SALUD

Dicha designación se formula con el carácter de servidor público de carrera titular, rango de Dirección General, código 12-610-1-CFKC002-0000001-E-C-A, adscrito a la Dirección General de Calidad y Educación en Salud, con las funciones y responsabilidades que a ese cargo correspondan.

"Mérito e Igualdad de Oportunidades"

Rúbrica

Dra. María de las Mercedes Martha Juan López

Secretaria de Salud

Escudo Nacional de los ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

GOBIERNO DEL ESTADO DE NUEVO LEON

PODER EJECUTIVO

Oficio Núm. 65-A/2015.

C. CARLOS ALBERTO GARZA IBARRA

P R E S E N T E.-

El Ejecutivo Estatal a mi cargo, con fundamento en los Artículos 85 fracción III y XXIV, 88 y 134 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Nuevo León; 2, 3, 8, 18 fracción III y 21 de la Ley Orgánica de la Administración Pública para el Estado de Nuevo León, en relación con el Acuerdo Número 024 expedido por el H. Congreso del Estado de Nuevo León en fecha 7 de octubre de 2015, tiene a bien otorgar a usted el nombramiento de **SECRETARIO DE FINANZAS Y TESORERO GENERAL DEL ESTADO.**

En el desempeño de su cargo ejercerá las funciones y tendrá las facultades y atribuciones inherentes al mismo, establecidas en las correspondientes leyes, reglamentos, acuerdos, decretos y demás disposiciones administrativas vigentes en el Estado, percibiendo los emolumentos que correspondan conforme a la Ley de Egresos del Estado de Nuevo León.

Reitero a usted las seguridades de mi más atenta y distinguida consideración.

Escudo Nacional de los ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

GOBIERNO DEL ESTADO DE NUEVO LEON

PODER EJECUTIVO

Monterrey, N.L., octubre 7 de 2015.

EL C. GOBERNADOR CONSTITUCIONAL

DEL ESTADO DE NUEVO LEON

RUBRICA

JAIME HELIODORO RODRIGUEZ CALDERON

EL C. SECRETARIO GENERAL DE GOBIERNO

RUBRICA

MANUEL FLORENTINO GONZALEZ FLORES

Oficio Núm. 7-A/2015.

C. MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS

P R E S E N T E.-

Escudo Nacional de los ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

GOBIERNO DEL ESTADO DE NUEVO LEON

PODER EJECUTIVO

El Ejecutivo Estatal a mi cargo, con fundamento en los Artículos 85 fracción III y, 88 de la Constitución Política del Estado Libre y Soberano de Nuevo León; 2, 3, 8, 18 fracción VII y 27 de la Ley Orgánica de la Administración Pública para el Estado de Nuevo León tiene a bien otorgar a usted el nombramiento de **SECRETARIO DE SALUD**.

En el desempeño de su cargo ejercerá las funciones y tendrá las facultades y atribuciones inherentes al mismo, establecidas en las correspondientes leyes, reglamentos, acuerdos, decretos y demás disposiciones administrativas vigentes en el Estado, percibiendo los emolumentos que correspondan conforme a la Ley de Egresos del Estado de Nuevo León.

Reitero a usted las seguridades de mi más atenta y distinguida consideración.

Monterrey, N.L., octubre 5 de 2015

EL C. GOBERNADOR CONSTITUCIONAL

DEL ESTADO DE NUEVO LEON

RUBRICA

JAIME HELIODORO RODRIGUEZ CALDERON

EL C. SECRETARIO GENERAL DE GOBIERNO

RUBRICA

MANUEL FLORENTINO GONZALEZ FLORES

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO
TITULAR NOTARIA PUBLICA No. 89
PRIMER DISTRITO REGISTRAL
MONTERREY, N.L. MEXICO

LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO
TITULAR
NOTARIA PUBLICA No. 89
MONTERREY, N.L. MEXICO

LIBRO: (337) **FOLIO: (67223**)

ESCRITURA PUBLICA NUMERO (11,330)

(ONCE MIL TRESCIENTOS TREINTA)

EN EL MUNICIPIO DE MONTERREY, CAPITAL DEL ESTADO DE NUEVO LEON, ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, a los **23 veintitres** días del mes de **Octubre** del año **2015-dos mil quince**, Yo, Licenciado **DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO**, **Notario Público Titular de la Notaría Pública número 89-ochenta y nueve,** con residencia en este Municipio y ejercicio en el Primer Distrito Registral en el Estado de Nuevo León, **HAGO CONSTAR**:- Que ante mi compareció el Doctor **MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS**, en su carácter de Delegado Especial designado en el Acta de la sesión extraordinaria de la Junta de Gobierno del Organismo denominado **SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO**, celebrada el día 22-veintidos de Octubre del 2015-dos mil quince, y DIJO:- Que ocurre a Protocolizar la Primer Sesión Extraordinaria de la Junta de Gobierno del Organismo Público Descentralizado, Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado celebrada en la fecha mencionada, protocolización que se realiza al tenor de los siguientes Antecedentes y Cláusulas:

ANTECEDENTES

I.- Declara el Doctor **MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS** que con fecha 22-veintidos de Octubre del año 2015-dos mil quince, se reunieron a celebrar la sesión extraordinaria de la Junta de Gobierno de Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado (O.P.D.), en la que entre otros puntos se acordó la Presentación de los nuevos integrantes de la Junta de Gobierno; Propuesta y designación del Nuevo Director General del Organismo; Toma de Protesta al Director General del Organismo; Revocación de Poderes; Otorgamiento de Poderes; Asuntos Generales; y habiéndose designado al compareciente para protocolizar los acuerdos tomados.

II.- El compareciente me exhibe en este acto un original del Acta de la Primera Sesión Extraordinaria de la Junta de Gobierno del Organismo denominado **SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO**, documento que doy fe tener a la vista, y el cual agrego al apéndice de esta Escritura bajo su mismo número y con la letra **"A"**, y cuyo texto literal transcribo a continuación:

ACTA QUE SE PROTOCOLIZA

SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, O.P.D.

ACTA JUNTA DE GOBIERNO, ACTA No. 1/EXT/2015

En la ciudad de Monterrey, Nuevo León, siendo las 12:00 horas del día 22 de Octubre de 2015, en el local que ocupa el Salón Polivalente de Palacio de Gobierno, sito en 5 de Mayo y Zaragoza de esta Ciudad, se reunieron los ciudadanos: Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, Gobernador Constitucional del Estado de Nuevo León y Presidente de la Junta de Gobierno; con el carácter de Vocales los Señores: Lic. Carlos Garza Ibarra, Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado, Dra. Luz Natalia Berrún Castañón, Secretaria de Desarrollo Social; Lic. Julio César Martínez Castillo, Secretario del Trabajo; Dr. Carlos Pérez López, Director de Vinculación y Seguimiento de las Reuniones del O.P.D. del Secretariado Técnico del Consejo Nacional de Salud y representante del Gobierno Federal; Dr. Marco Antonio Oliver Burruel, Secretario de Vinculación con las Juntas de Gobierno de los O.P.D. del Sindicato Nacional de Trabajadores de la Secretaría de Salud, y como invitado el Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos; a fin de celebrar la primer sesión extraordinaria de la Junta de Gobierno de los Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado, al tenor del siguiente:

ORDEN DEL DIA

1. Bienvenida.
2. Lista de asistencia y verificación del quórum legal.
3. Lectura y aprobación del orden del día.
4. Presentación de los nuevos integrantes de la Junta de Gobierno.
5. Propuesta y designación del Nuevo Director General del Organismo.
6. Toma de Protesta al Director General del Organismo.
7. Revocación de Poderes.
8. Otorgamiento de Poderes.
9. Asuntos Generales.

PRIMER PUNTO DEL ORDEN DEL DIA.- En este acto el Ciudadano Gobernador Constitucional del Estado y Presidente de este cuerpo colegiado Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, da la bienvenida a los presentes.

SEGUNDO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: LISTA DE ASISTENCIA Y VERIFICACION DE QUORUM LEGAL.- En uso de la palabra el Ciudadano Gobernador Constitucional del Estado y Presidente de esta Junta de Gobierno, Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, cede el uso de la palabra al Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos, Secretario de Salud, quien verificó la asistencia y constató la presencia de los integrantes de la Junta de Gobierno declarando que existe quórum legal para el desarrollo de la presente sesión extraordinaria; por lo que se consideran válidos los acuerdos que se tomen en la misma.

TERCER PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: LECTURA Y APROBACION DEL ORDEN DEL DIA.- Acto seguido el Presidente de la Junta de Gobierno, Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, procede a dar lectura al orden del día referido en la correspondiente convocatoria de la sesión de mérito, y previa su deliberación se acordó lo siguiente:

ACUERDO.- Se aprueba por unanimidad el orden del día propuesto por el Presidente de la Junta de Gobierno y en consecuencia se procede a su desahogo.

CUARTO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: PRESENTACION DE LOS NUEVOS INTEGRANTES DE LA JUNTA DE GOBIERNO.- El Presidente de la Junta de Gobierno en uso de la palabra procedió a presentar a los nuevos funcionarios que se integran a la Junta de Gobierno de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley de creación del Organismo: Como Presidente el de la voz Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, Gobernador Constitucional del Estado de Nuevo León, y vocales: los C.C. Lic. Carlos Garza Ibarra, Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado; Dra. Luz Natalia Berrún Castañón; Lic. Julio César Martínez Castillo; Dr. Carlos Pérez López, Director de Vinculación y Seguimiento de las Reuniones de O.P.D. del Secretariado Técnico del Consejo Nacional de Salud, representante del Gobierno Federal; Dr. Marco Antonio Oliver Burruel, Secretario de Vinculación con las Juntas de Gobierno de los Organismos Públicos Descentralizados del Sindicato Nacional de los Trabajadores de la Secretaría de Salud y como invitado en esta sesión el Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos.

QUINTO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: PROPUESTA Y DESIGNACION DEL NUEVO DIRECTOR DEL ORGANISMO.- El Presidente de la Junta de Gobierno en uso de la palabra y de conformidad con lo dispuesto por el artículo 9 de la Ley que crea al Organismo Público Descentralizado Servicios de Salud de Nuevo León, propone a los miembros de la Junta de Gobierno, al Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos para ocupar el cargo de Director General del Organismo, en atención a su trayectoria profesional ya que es ampliamente reconocido por su honorabilidad y capacidad en el desempeño de sus labores.

Lo anterior en virtud de que en fecha 3 de Octubre del presente año, el Dr. Jesús Zacarías Villarreal Pérez, renunció a su cargo como Director General del Organismo Público Descentralizado Servicios de Salud de Nuevo León.

Los integrantes de la Junta de Gobierno, previa deliberación acordaron lo siguiente:

ACUERDO: Se aprueba por unanimidad designar al Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos como Director General del Organismo, quien tendrá la Representación Legal del Organismo y las funciones establecidas en el artículo 9 de la Ley que crea el Organismo Público Descentralizado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, las que en este acto se reproducen como si lo fueran textualmente, para los efectos legales conducentes, así como las que le hayan sido conferidas por la Junta de Gobierno.

SEXTO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: TOMA DE PROTESTA AL DIRECTOR GENERAL DEL ORGANISMO.- El Presidente de la Junta de Gobierno, en uso de la palabra y en atención a lo establecido en el artículo 143 de la Constitución Local, procede a la toma de protesta del Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos, al cargo de Director General de los Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado. En este acto se encuentra presente el Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos quien acepta el cargo conferido, y protesta su fiel y legal desempeño del cargo.

SEPTIMO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: REVOCACION DE PODERES.- El Presidente hace del conocimiento de los integrantes que de la Junta, que en Acta No. 1/EXT/2009 de fecha 6 de Noviembre de 2009 en el desahogo del octavo punto del orden del día se otorgaron por la Junta de Gobierno al Director General, Director Administrativo y el Subdirector de Recursos Financieros, siendo estos el Poder General para actos de dominio, Poder General Cambiario. Poder General para Actos de Administración y Poder General para Pleitos y Cobranzas, misma que se protocolizó mediante escritura pública No. 9,375 de fecha 17 de Noviembre de 2009, pasada ante la fe del Lic. Jaime Garza de la Garza, Notario Público No. 43, con ejercicio en el primer distrito registral del Estado de Nuevo León, habiendo sido inscrita en el Registro Público de la Propiedad y del Comercio del Estado, ahora Instituto Registral y Catastral del Estado de Nuevo León; y en virtud de que el Dr. Jesús Zacarías Villarreal Pérez, renunció al cargo de Director General del Organismo, se propone a este cuerpo colegiado la revocación de los poderes de referencia.

El Presidente somete este punto a la consideración de la Junta de Gobierno, resultando el siguiente:

ACUERDO: La Junta de Gobierno aprueba por unanimidad revocar los Poderes General para Actos de Dominio, General Cambiario, General para Actos de Administración y Poder General para Pleitos y Cobranzas, otorgados al Director General, al Director Administrativo y al Subdirector de Recursos Financieros, los cuales fueron ratificados por la Junta en Acta No.1/EXT/2009 de fecha 6 de Noviembre de 2009. Al efecto deberá notificarse este acuerdo al Notario Público No. 43, Lic. Jaime Garza de la Garza, quien protocolizó dichos poderes mediante escritura pública No. 9,375 de fecha 17 de Noviembre de 2009, autorizando al Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos para realizar los trámites necesarios para que la presente revocación surta los efectos legales a que haya lugar.

OCTAVO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: OTORGAMIENTO DE PODERES.- En uso de la palabra el Presidente de la Junta de Gobierno, propone a los integrantes de la misma otorgar Poderes al Director General, Director Administrativo y Subdirector de Recursos Financieros del Organismo, con fundamento en los artículos 7 fracciones XII y XII y 9 fracción I de la Ley que crea el Organismo Público Descentralizado Servicios de Salud de Nuevo León, en los siguientes términos:

Se otorga al Director General y al Director Administrativo y en ausencia de este último al Subdirector de Recursos Financieros del Organismo **PODER GENERAL PARA PLEITOS Y COBRANZAS** a fin de que represente conjunta o separadamente, al Organismo Público Descentralizado, Servicios de Salud de Nuevo León y a las Unidades adscritas al mismo en el Reglamento Interior Del Organismo y en otras disposiciones aplicables con todas las facultades generales y especiales que requieren cláusula particular conforme a la Ley, pues el poder se otorga sin limitación alguna, en los términos del artículo 2554- dos mil quinientos cincuenta y cuatro primer párrafo del Código Civil Federal, su correlativo artículo 2448- dos mil cuatrocientos cuarenta y ocho, primer párrafo del Código Civil del Estado de Nuevo León, y sus correlativos de los Códigos Civiles del resto de las Entidades Federativas del País. Así mismo, conforme al artículo 2587- dos mil quinientos ochenta y siete del Código Civil Federal su correlativo artículo 2481- dos mil cuatrocientos ochenta y uno del Código Civil del Estado de Nuevo León, y sus correlativos de los Códigos Civiles del resto de las Entidades Federativas, se otorgan al propio tiempo facultades de procurador judicial, con las siguientes atribuciones enunciativas no limitativas: a) para desistirse; b) para transigir; c) para comprometer en árbitros; d) para absolver y articular posiciones; e) para recusar, f) para recibir pagos; g) para presentar acusaciones, denuncias o querellas, para constituirse en parte ofendida para efectos de reparación del daño, para coadyuvar con el Ministerio Público en procesos ´penales y para otorgar poderes cuando legalmente proceda; h) para promover incidentes e instancias; i) para consentir y recurrir resoluciones; j) para promover y desistirse del juicio de amparo; k) para realizar trámites de jurisdicción mixta y voluntaria; l) para promover medios preparatorios de juicio y m) para los demás casos que determine la Ley. Así mismo se les otorgan facultades para representar al Organismo Público Descentralizado, Servicios de Salud de Nuevo León, y a las unidades adscritas al mismo en el Reglamento Interior del Organismo, y en otras disposiciones aplicables ante toda persona física, moral y ante toda clase de autoridades de cualquier fuero, sean Judiciales (Civiles o Penales), Administrativas o del Trabajo, tanto del orden federal como local en toda la extensión de la República Mexicana, como en el extranjero, en juicio o fuera de él, promover toda clase se juicios, interponer demandas, presentar querellas, seguirlos en todos sus trámites y desistirse de ellos, interponer toda clase de recursos, incluyendo el Juicio de Amparo, consentir las resoluciones favorables y pedir revocación por contrario imperio, contestar demandas, articular y absolver posiciones, reconocer firmas, documentos y redargüir de falsos los que se presenten por la contraria, ofrecer pruebas, alegatos, transigir y comprometer en árbitros, recursar autoridades judiciales o administrativas, coadyuvar con el Ministerio Público en causas criminales y constituir el organismo en parte civil coadyuvante y otorgar perdones cuando legalmente procedan; quienes así mismo, podrán en el ámbito del presente, conferir y revocar poderes generales y especiales a favor de terceros otorgando las facultades que estimen pertinentes dentro de las establecidas a su favor.

Se otorga al Director General, **PODER GENERAL PARA REPRESENTACION LABORAL,** a fin de que represente al Organismo Público Descentralizado, Servicios de Salud de Nuevo León, y a las unidades adscritas al mismo en el Reglamento Interior del Organismo y en otras disposiciones aplicables, en juicios o procedimientos laborales en los términos y para los efectos a los que se refieren los artículos 11- once, 46- cuarenta y seis 47- cuarenta y siente, 134- ciento treinta y cuatro fracción III- tercera, 523- quinientos veintitrés, 692-seiscientos noventa y dos, fracciones II- segunda y III- tercera, 694- seiscientos noventa y cuatro, 695- seiscientos noventa y cinco, 786- setecientos ochenta y seis, 787- setecientos ochenta y siete, 873- ochocientos setenta y tres, 874- ochocientos setenta y cuatro, 876- ochocientos setenta y seis, 878- ochocientos setenta y ocho, 880- ochocientos ochenta, 883- ochocientos ochenta y tres, 884- ochocientos ochenta y cuatro, 899- ochocientos noventa y nueve, en relación a lo aplicable en las normas de los capítulos XII- décimo segundo y XVII- décimo séptimo, del Título Catorce, 991- novecientos noventa y uno, todos de la Ley Federal del Trabajo, con las atribuciones, obligaciones y derechos a los que en materia de personalidad se refieren dichos dispositivos legales. Igualmente confiere a su favor representación patronal en los términos del artículo 11- once de la Ley Federal del Trabajo. El poder que se otorga, la representación legal que se delega y la representación patronal que se confiere mediante el presente instrumento se ejercitará por los apoderados con las siguientes facultades que se enumeran en forma enunciativa y no limitativa; actuar ante o frente al o los Sindicatos con los cuales exista celebrado Condiciones Generales De Trabajo y/o Contratos Colectivos de Trabajo, así como para todos los efectos de conflictos colectivos; actuar ante o frente al o los trabajadores personalmente considerados y para todos los efectos de conflictos individuales; en general para todos los asuntos obrero-patronales y para ejercitarse antes cualesquiera de las autoridades del Trabajo y Servicios Sociales a las que se refiere el artículo 523- quinientos veintitrés, de la Ley Federal del Trabajo; comparecer ante la Junta de Conciliación y Arbitraje ya sean Locales o Federales, Tribunales de Arbitraje en materia Laboral y Tribunal Federal de Conciliación y Arbitraje. En consecuencia se podrá comparecer a juicio Laboral con todas las atribuciones y facultades que se mencionan en los incisos a), b), c), d), e) y f), de la presente cláusula en lo aplicable, y además llevaran la representación patronal para efecto de los artículos 11-once, 46-cuarenta y seis, y 47- cuarenta y siete de la Ley Federal del Trabajo, y también la representación legal para los efectos de acreditar la personalidad y la capacidad en juicio o fuera de ellos, en los términos del artículo 692- seiscientos noventa y dos, Fracciones II- segunda y III- tercera de la Ley Federal del Trabajo, 97- noventa y siete de la Ley del Servicio Civil del Estado de Nuevo León y 134- ciento treinta y cuatro, de la Ley Federal de los Trabajadores al Servicio del Estado Reglamentaria del Apartado B del artículo 123 Constitucional; comparecer al desahogo de la prueba confesional en los términos de los artículos 787- setecientos ochenta y siete y 788- setecientos ochenta y ocho

con facultades con articular y absolver posiciones y desahogar la prueba confesional en todas sus partes; señalar domicilios convencionales para recibir notificaciones en los términos del artículo 739- setecientos treinta y nueve de la Ley Federal del Trabajo, comparecer con la representación legal patronal a la audiencia a la que se refiere el artículo 873- ochocientos setenta y tres, de la Ley Federal del Trabajo, en sus dos etapas de conciliación, demanda y excepciones, en los términos del artículo 875- ochocientos setenta y cinco, 876- ochocientos setenta y seis, fracciones I- primera y VI- sexta, 878- ochocientos setenta y ocho, 879- ochocientos setenta y nueve, y acudir a la audiencia de ofrecimiento y admisión de pruebas, en los términos de lo establecido en el artículo 880 de la Ley Federal del Trabajo, ofrecer y aceptar fórmulas de conciliación, celebrar transacciones, tomar toda clase de decisiones, negociar y suscribir convenios laborales, judiciales o extrajudiciales, actuar en calidad de administrador respecto y para toda clase de juicios o procedimientos de trabajo, individuales o colectivos que se tramiten ante cualesquier autoridades; celebrar contratos de trabajo, levantar actas administrativas, rescindir relaciones laborales, notificar la causa o causas de ceses, ofrecer reinstalación, contestar todo tipo de demandas, reclamaciones o emplazamientos, ofrecer pruebas, redargüir y objetar de falso las pruebas de las contrarias, presentar recursos de cualquier naturaleza, incluyendo el Juicio de Amparo, pudiendo comparecer a éste como promoverte o tercero perjudicado, representando a Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado, como titular de la relación laboral y propietarios del centro de trabajo en el que establezca su domicilio; quien asimismo podrá en el ámbito del presente, conferir y revocar poderes generales y especiales a favor de terceros otorgando las facultades que estime convenientes dentro de las establecidas a su favor.

Se otorga al Director General, al Director Administrativo y al Subdirector de Recursos Financieros del Organismo, **PODER GENERAL PARA ACTOS DE DOMINIO**, tan amplio como en derecho deba corresponder, para que lo ejerzan de manera mancomunada el Director General con el Director Administrativo y en ausencia de este último, con el Subdirector de Recursos Financieros en términos de los párrafos tercero y cuarto del artículo 2554 del Código Civil Federal, sus correlativos y concordantes párrafos tercero y cuarto del artículo 2448 del Código Civil para el Estado de Nuevo León, así como sus correlativos y concordantes de los Códigos Civiles para los demás de los Estados de la República Mexicana, quedando en consecuencia autorizados con amplias facultades tanto en lo relativo a la disposición de bienes muebles e inmuebles, así como sus derechos reales y personales, incluyendo las facultades para hacer toda clase de gestiones a fin de defenderlos.

Se otorga al Director General, al Director Administrativo y al Subdirector de Recursos Financieros del Organismo, **PODER GENERAL CAMBIARIO.** Tan amplio como en derecho corresponda para que lo ejerzan de manera mancomunada al Director General con el Director Administrativo y en ausencia de este último, con el Subdirector de Recursos Financieros, en términos de los artículos 9 y 85 de la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito para celebrar contratos con la banca, contratar tarjetas de crédito empresarial, así como para otorgar, suscribir, aceptar, avalar, endosar y negociar títulos de crédito a nombre del Organismo, así como abrir y cancelar cuentas bancarias y autorizar personas que giren a cargo del mismo, así como las demás operaciones con las limitaciones y requisitos de la Ley de Administración Financiera para el Estado de Nuevo León, en lo relativo al financiamiento a través del crédito público.

Se otorga al Director Administrativo y al Subdirector de Recursos Financieros del Organismo, **PODER GENERAL PARA ACTOS DE ADMINISTRACION** para representar a Servicios de Salud de Nuevo León, OPD, y a las Unidades administrativas adscritas a éste que se establezcan en el Reglamento Interior y en otras disposiciones aplicables para que lo ejerzan conjunta o separadamente, en términos del párrafo segundo del artículo 2448 del Código Civil Federal, así como sus concordantes y relativos en todos y cada uno de los Códigos Civiles de los Estados de la República Mexicana con facultades para realizar los actos inherentes a la administración sobre los recursos financieros, humanos y materiales del Organismo, conforme a las disposiciones aplicables.

Por lo que en acto seguido, el C. Gobernador Constitucional del Estado y Presidente de la Junta, pone a consideración de los presentes, el otorgamiento de poderes en los términos antes descritos, resultando lo siguiente:

ACUERDO: Se aprueba por unanimidad de votos el otorgamiento de Poderes en los términos descritos en el presente punto del orden del día. Asimismo se autoriza al Dr. Manuel Enrique de la O Cavazos, para que ocurra a la protocolización de la presente acta ante Notario Público.

NOVENO PUNTO DEL ORDEN DEL DIA: ASUNTOS GENERALES.- Tomando de nueva cuenta el uso de la palabra el Presidente de la Junta de Gobierno interrogó a los presentes si tenían algún asunto que tratar en este punto, a lo cual los miembros de la Junta de Gobierno manifiestan su negativa en este sentido.

Agotado el Orden del día y no habiendo más asuntos que tratar, el C. Ing. Jaime Heliodoro Rodríguez Calderón, Gobernador Constitucional del Estado y Presidente de la Junta de Gobierno de Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado, da por concluida la presente sesión, siendo las 13:00 horas del día, mes y año de su inicio, razón por la cual se procedió a elaborar la presente acta para constancia de los acuerdos tomados, firmando la mismas los que en ella intervinieron.

PRESIDENTE.- Firma- **C. JAIME HELIODORO RODRIGUEZ CALDERON.- GOBERNADOR CONSTITUCIONAL DEL-ESTADO DE NUEVO LEON.-** Firma **C. CARLOS GARZA IBARRA.- SECRETARIO DE FINANZAS Y TESORERO.-GENERAL DEL ESTADO.-** Firma.- **C. LUZ NATALIA BERRUN CASTAÑON.- SECRETARIA DE DESARROLLO SOCIAL.-** Firma.- **C. JULIO CESAR MARTINEZ CASTILLO.- SECRETARIO DEL TRABAJO.-** Firma.- **C. CARLOS PEREZ LOPEZ.- DIRECTOR DE VINCULACION Y SEGUIMIENTO DE.- LAS REUNIONES DE O.P.D. DEL SECRETARIADO**

TECNICO.- DEL CONSEJO NACIONAL DE SALUD Y.- REPRESENTANTE DEL GOBIERNO FEDERAL.- Firma.- **C. MARCO ANTONIO OLIVER BURRUE.- SECRETARIO DE VINCULACION CON LAS JUNTAS DE GOBIERNO DE LOS O.P.D. DEL SINDICATO NACIONAL DE.- TRABAJADORES DE LA SECRETARIA DE SALUD.-** Firma.- **INVITADO ESPECIAL.-** Firma.- **DR. MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS.- DIRECTOR GENERAL DE LOS SERVICIOS DE SALUD.- DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO.-** La presente hoja de firmas corresponde al Acta de la Primera Sesión Extraordinaria de Servicios de Salud de Nuevo León, O.P.D. de fecha 22 de Octubre de 2015.

En este acto manifiesta el Delegado Especial que comparece a formalizar la presente Acta, bajo protesta de decir verdad, que las firmas que calzan en el acta que se protocoliza, son las auténticas y proceden del puño y letra de las personas firmantes.

Fundado en lo anterior, el Doctor **MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS** en representación de **SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO,** otorga las siguientes:

CLAUSULAS

PRIMERA: Queda protocolizada para los efectos legales a que hubiera lugar, el acta de la Primera Sesión Extraordinaria de la Junta de Gobierno del Organismo Público Descentralizado, **SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO**, celebrada en fecha 22-veintidós de Octubre del 2015-dos mil quince a las 12:00-doce horas, la cual ha quedado debidamente transcrita en el Antecedente II-segundo, de esta escritura, y se tiene aquí por reproducida como si a la letra se insertare.

SEGUNDA: En consecuencia, quedan debidamente formalizadas todas y cada una de las resoluciones adoptadas en la asamblea que ha quedado debidamente protocolizada en los términos que en la misma ha quedado transcrita, las cuales se tienen aquí por reproducidas como si se insertasen a la letra.

PERSONALIDAD

En los términos de la Fracción VIII- Octava del Artículo 106- ciento seis de la Ley del Notariado vigente en el Estado, el Doctor **MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS,** me manifiestó que su representada tiene la capacidad legal necesaria para celebrar el presente acto jurídico y que la personalidad con se ostenta no le ha sido revocada ni limitada en forma alguna, acreditándome su personalidad así como la existencia y subsistencia legal de su representada con los siguientes documentos:

a).- Con el Acta que ha quedado debidamente protocolizada.

b).- La existencia y subsistencia legal de su representada con el Periódico Oficial del Estado de fecha 18- dieciocho de Diciembre de 1996 mil novecientos noventa y seis, en el cual el H. CONGRESO DEL ESTADO LIBRE Y SOBERANO DE NUEVO LEON, creó el ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, mediante decreto número 328- trescientos veintiocho, del cual transcribo en lo conducente lo que sigue:- **ARTICULO 1o.-** Se crea el Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública del Estado denominado Servicios de Salud de Nuevo León, con personalidad jurídica y patrimonio propios. Este Organismo se agrupará en el sector de la dependencia que tenga a su cargo la coordinación del Sistema Estatal de Salud.- **ARTICULO 2o.-** El Organismo tendrá por objeto prestar en el estado los servicios de salud a población abierta, de conformidad con lo dispuesto por las Leyes General y Estatal de Salud y por el Acuerdo de Coordinación de Descentralización Integral de los Servicios de Salud, para lo cual tendrá las siguientes atribuciones.- I.- Participar en el Sistema Estatal de Salud, en los términos de la Ley Estatal de Salud: II.- Organizar y operar en el estado los servicios de salud a población abierta en materia de salubridad general, conforme a las directrices que determine la dependencia estatal competente y lo que establece el Acuerdo de Coordinación de Descentralización Integral de los Servicios de Salud.- III.- Organizar y operar en el estado los servicios de salud a población abierta, a través de los Hospitales y Centros de Salud adscritos a las Jurisdicciones Sanitarias, conforme a las directrices que determine la dependencia estatal competente; IV.- Realizar todas aquellas acciones tendientes a garantizar el derecho a la protección de la salud de los habitantes del estado, en coordinación con las autoridades competentes,- V.- Proponer y fortalecer la participación de la comunidad en los servicios de salud; VI.- Realizar acciones para mejorar la calidad en la prestación de los servicios de salud;- VII.- Promover la ampliación de la cobertura en la prestación de los servicios, apoyando los programas que para tal efecto elabore la Secretaría de Salud del Gobierno Federal; VIII.- Promover, apoyar y llevar a cabo la capacitación en la materia de los profesionales, especialistas y técnicos; IX.- Integrar un acervo de información y documentación que facilite a las autoridades e instituciones competentes, la investigación, estudio y análisis de ramas y aspectos específicos en materia de salud; X.- Difundir a las autoridades correspondientes y a la población en general, a través de publicaciones y actos académicos, los resultados de los trabajos de investigación, estudio, análisis y de recopilación de información, documentación e intercambio que realice; XI.- Administrar los recursos humanos, materiales y financieros que le sean asignados, y al efecto establecer los procedimientos que aseguren la asignación oportuna de los recursos federales que se transfieran conforme al calendario establecido; XII.- Establecer, administrar y ejercer el sistema Estatal de Cuotas de Recuperación, de conformidad con lo previsto en la normatividad de la materia; XIII.- Ejercer los derechos que confieran las leyes, reglamentos, decretos y acuerdos a favor de la Beneficiencia Pública, así como representar a la misma en toda clase de juicios y procedimientos; XIV.- Realizar los procedimientos de adquisición de bienes y servicios, así como de obra pública conforme a la legislación aplicable, y.- XV.- Las demás que esta Ley y demás disposiciones aplicables le confieran.- **ARTICULO 3o.-** El patrimonio del Organismo estará constituido por.- I.- Los derechos que adquiera sobre bienes muebles e inmuebles, así como los recursos que le transfieran los Gobiernos Federal, Estatal y

Municipales; II.- Las aportaciones que los gobiernos Federal, Estatal y Municipal le otorguen;- III.- Las aportaciones, donaciones, herencias, legados y demás análogas que recibe de las personas físicas y morales o instituciones públicas y privadas nacionales o extranjeras; IV.- Las cuotas de recuperación que reciba por los servicios que preste; V.- los rendimientos, recuperaciones y demás ingresos que obtenga de la inversión de los recursos a que se refieren las fracciones anteriores; VI.- Los derechos y aprovechamientos que obtenga en el ejercicio de sus funciones; VII.- Las concesiones y autorizaciones que se le otorguen conforme a la Ley; VIII.- Los créditos que obtenga, y.- IX.- En general todos los bienes, derechos y obligaciones que entrañen utilidad económica o sean susceptibles de estimación pecuniaria y que se obtengan por cualquier título legal.- **ARTICULO 4o.-** El Organismo Descentralizado administrará su patrimonio con sujeción a las disposiciones legales aplicables y lo destinará al cumplimiento de su objeto, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo de Coordinación para la Descentralización Integral de los Servicios de Salud.- **ARTICULO 5o.-** El Organismo Descentralizado contará con los siguientes órganos:- I.- La Junta de Gobierno,- II.- La Dirección General y.- III.- El comisario.- **ARTICULO 6o.-** La Junta de Gobierno estará integrada de la siguiente forma:- I.- Por un Presidente, que será el Gobernador del Estado; II.- Por el Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado, con el carácter de Vocal; III.- Por el Secretario de Desarrollo Social en el Estado, con el carácter de Vocal; IV.- Por el Secretario del Trabajo, con el carácter de Vocal; V.- Por un representante de la Secretaría de Salud del Gobierno Federal, con el carácter de Vocal, y VI.- Por un representante de los trabajadores, que será designado por el Comité Ejecutivo Nacional del Sindicato Nacional de Trabajadores de la Secretaría de Salud, con el carácter de Vocal.- El presidente de la Junta podrá invitar a las sesiones de dicho Organismo a representantes de Instituciones Públicas Federales y Estatales que guarden relación con el objeto del Organismo, quienes participarán con voz mas no con voto.- El Presidente tendrá voto de calidad. El Director General y el Comisario participarán en las sesiones de la Junta de Gobierno con voz pero sin voto.- Por cada miembro propietario habrá un suplente. Los cargos de la Junta de Gobierno serán honoríficos y por su desempeño no se percibirá retribución, emolumento o compensación alguna.- **ARTICULO 7o.-** La Junta de Gobierno tendrá las siguientes funciones:- I.- Definir, en congruencia con los planes y programas nacionales y estatales, las políticas en materia de salud cuya ejecución corresponda al Organismo; II.- Aprobar los proyectos de programas del Organismo y presentarlos para su trámite ante los Gobiernos Estatal y Federal; III.- Evaluar el debido cumplimiento de los programas técnicos aprobados ; IV.- Vigilar la correcta aplicación de los recursos destinados al Organismo; V.- Aprobar la estructura orgánica básica del Organismo, así como las modificaciones que procedan; VI.- Aprobar el reglamento interior del Organismo y los manuales de organización, procedimientos y servicios al público; VII.- Aprobar la creación de nuevas unidades de investigación, capacitación y servicio; VIII.- Discutir y aprobar, en su caso, los proyectos de inversión que se propongan; IX.- Examinar, discutir y aprobar, en su caso, los planes de trabajo que se propongan, los informes de actividades y estados financieros que se presenten a su consideración;- X.- Aprobar de acuerdo con las leyes aplicables, las políticas, bases y programas generales que regulen los convenios, contratos y acuerdos que deba celebrar el Organismo con terceros; XI.- Autorizar la creación de comisiones de apoyo y determinar las bases de su funcionamiento; XII.- Ejercer las más amplias facultades de dominio, pudiendo delegarlas en el Director General o a la persona o personas que la misma Junta de Gobierno estime necesario, y XIII.- Las demás que esta Ley y demás disposiciones aplicables le confieran.- **ARTICULO 8o.-** La Junta de Gobierno celebrará las sesiones ordinarias anualmente, así como las extraordinarias que se requieran, mismas que deberán ser convocadas por el Presidente en forma escrita, cuando menos con un día de anticipación a la fecha de su celebración, en los términos y condiciones del Reglamento Interno que para el efecto se apruebe.- **ARTICULO 9o.-** El Director General será nombrado por la Junta de Gobierno a propuesta de su Presidente y tendrá las siguientes funciones:- I.- Representar legalmente al Organismo ante toda clase de autoridades administrativas, judiciales, fiscales, penales, civiles y laborales o ante árbitros y arbitradores, o de cualquier otra índole, de los municipios, de los Estados y de la Federación, con todas las facultades generales y aún las que requieran cláusula especial; ejercer las más amplias facultades de administración, pleitos y cobranzas, aun aquellas que requieran cláusula especial conforme a las disposiciones legales, así como otorgar poderes generales y especiales sobre las facultades anteriores, incluyendo las que requieran autorización o cláusula especial, en los términos y bajo las limitantes que establezca la Junta de Gobierno; II.- Ejecutar los acuerdos y resoluciones de la Junta de Gobierno, pudiendo delegar esa facultad en otros servidores públicos; III.- Nombrar y expedir los nombramientos de los servidores públicos del organismo, determinar sus atribuciones y ámbito de competencia con apego a las disposiciones aplicables, y en su caso, determinar la remoción de los mismos; IV.- Celebrar, en los términos de las disposiciones legales aplicables los contratos de adquisiciones, arrendamientos, prestación de servicios, de obras públicas y servicios relacionados con las mismas, y de afectación y enajenación de bienes muebles e inmuebles, así como efectuar los trámites correspondientes para las altas y bajas de los bienes del Organismo; V.- Celebrar los convenios y contratos de subrogación de servicios con instituciones u organismos de los sectores público, social o privado; VI.- Proponer a la Junta de Gobierno las políticas generales del Organismo; VII.- Vigilar el adecuado cumplimiento del objeto del Organismo descentralizado; VIII.- Presentar a la Junta de Gobierno para su aprobación, los planes de trabajo, informes de actividades y estados financieros del Organismo debidamente dictaminados por contador público independiente; IX.- Formular y presentar el anteproyecto de programación y presupuestación anual del Organismo y someterlo a la consideración de la Junta de Gobierno; X.- Instrumentar los sistemas y procedimientos que permitan la mejor aplicación de los recursos; XI.- Realizar programas editoriales y de difusión relacionados con el objeto del Organismo; XII.- Suscribir acuerdos, convenios, contratos y actas de entrega-recepción con dependencias o entidades de la Administración Pública Estatal y Federal, con otras entidades federativas, con los municipios y con organismos e instituciones del sector privado y social en materia de la competencia del Organismo, y en su caso, con la intervención de las dependencias competentes del Gobierno del Estado;

XIII.- Planear y dirigir técnica y administrativamente el funcionamiento del Organismo; XIV.- Presentar a la Junta de Gobierno un informe anual de las actividades realizadas y de los resultados obtenidos, acompañando los informes específicos que se le requieran; XV.- Formular las actas de las sesiones ordinarias y extraordinarias de la Junta de Gobierno, y.- XVI.- Las demás que esta Ley, otras leyes y la Junta de Gobierno le confieran.- **ARTICULO 10.-** Para llevar a cabo las labores de vigilancia de la operación del Organismo, habrá un Comisario y un suplente designados por el Ejecutivo Estatal, a propuesta en terna de la Secretaría de la Contraloría General del Estado. Lo anterior, sin menoscabo de las atribuciones de vigilancia, fiscalización y evaluación que por ley le corresponde desempeñar en forma directa a esta dependencia. El Comisario contará con las siguientes facultades: I.- Evaluar el desempeño general y por funciones del organismo público descentralizado; II.- Realizar estudios sobre la eficiencia con la que se ejerzan los egresos, se recauden los ingresos y se administre y custodie el patrimonio de la entidad; III.- Rendir anualmente a la Secretaría de la Contraloría General del Estado un informe sobre su labor de vigilancia y.- IV.- Las demás que esta Ley y demás disposiciones aplicables le confieran.- **ARTICULO 11.-** En las relaciones laborales del Organismo con los trabajadores provenientes de la Secretaría de Salud se aplicarán y respetarán las condiciones Generales de Trabajo de la Secretaría de Salud y sus reformas futuras, así como los Reglamentos: de Escalafón y Capacitación; para controlar y estimular al personal de base de la Secretaría de Salud por asistencia, puntualidad y permanencia en el trabajo; para evaluar y estimular el personal de la Secretaría de Salud por su productividad en el trabajo, y el de becas, así como el Reglamento y Manual de Seguridad e Higiene, elaborados conforme a la normatividad federal aplicable y se procederá a su registro ante los organismos jurisdiccionales correspondientes. En las relaciones laborales del Organismo con el personal estatal que se le asigne, se aplicará la Ley del Servicio Civil y se respetará en su caso, el contrato colectivo de trabajo correspondiente. Lo anterior, con el propósito de que se apliquen en las controversias que se diriman por la autoridad jurisdiccional competente.- **TRANSITORIOS:- ARTICULO PRIMERO.-** La presente Ley entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Periódico Oficial del Estado.- **ARTICULO SEGUNDO.-** Se abroga la Ley que crea el Hospital Infantil de Monterrey, publicada en el Periódico Oficial del Estado en fecha 13 de Febrero de 1952 y los recursos humanos, materiales y financieros, pasan a formar parte del Organismo.- **ARTICULO TERCERO.-** A efecto de llevar a cabo la transferencia de bienes muebles e inmuebles y recursos financieros, así como para garantizar los derechos de los trabajadores, el organismo descentralizado se sujetará a las disposiciones normativas comprendidas en los capítulos IV y V del Acuerdo de Coordinación para la descentralización Integral de los Servicios de Salud suscrito por el Gobierno Federal y el Gobierno del Estado de Nuevo León, celebrado en fecha 20 de agosto de 1996.- **ARTICULO CUARTO.-** El Organismo Descentralizado respetará los tabuladores salariales que cubren íntegramente las actuales jornadas laborales establecidas para el personal médico y administrativo a fin de garantizar una eficiente prestación de los servicios, así como los procedimientos de actualización salarial, convenidos en la cláusula décimo sexta del Acuerdo de Coordinación para la Descentralización Integral de los Servicios de Salud celebrado en fecha 20 de agosto de 1996.- Los salarios y prestaciones vigentes en los tabuladores correspondientes a cada categoría han sido fijados para cubrir íntegramente todos los beneficios que se derivan de la relación laboral, mismos que se actualizarán siguiendo los mecanismos establecidos en el Acuerdo de Coordinación.- **ARTICULO QUINTO:-** El reglamento interior del Organismo Descentralizado, se expedirá en un término de 90 días a partir de la entrada en vigor de la presente Ley.- **ARTICULO SEXTO:-** Se derogan todas las disposiciones que se opongan a la presente Ley.- Por lo tanto envíese al Ejecutivo para su promulgación y publicación en el Periódico Oficial del Estado.- Dado en el Salón de Sesiones del H. Congreso del Estado Libre y Soberano de Nuevo León, en Monterrey, su Capital, a los diez y siete días del mes de Diciembre de mil novecientos noventa y seis. PRESIDENTE. DIP. JESUS JAVIER AYALA VILLARREAL.- DIP. SECRETARIO: RUBEN MARTINEZ SECA.- DIP. SECRETARIO HECTOR MARIO SANCHEZ SERNA.- Rúbricas.- Por tanto mando se imprima, publique, circule y se le dé el debido cumplimiento. Dado en el Despacho del Poder Ejecutivo del Estado de Nuevo León, en Monterrey, su Capital, a los diecisiete días del mes de Diciembre de mil novecientos noventa y seis.- EL C. GOBERNADOR SUBSTITUTO DEL ESTADO.- BENJAMIN CLARIOND REYES-RETANA.- Rúbrica.- EL C. SECRETARIO GENERAL DE GOBIERNO.- JUAN FRANCISCO RIVERA BEDOYA.- Rúbrica.- EL C. SECRETARIO DE FINANZAS Y TESORERO GENERAL DEL ESTADO.- XAVIER DORIA GONZALEZ.- Rúbrica.- EL C. SECRETARIO DE DESARROLLO SOCIAL.- FELIPE ENRIQUEZ HERNANDEZ.- Rúbrica.- EL C. SECRETARIO DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO.- OSCAR ADAME GARZA.- Rúbrica.- EL C. SECRETARIO DEL TRABAJO.- GILBERTO TREVIÑO MONTEMAYOR.- Rúbrica".

GENERALES

El compareciente, a quien conozco y que a mi juicio tiene capacidad legal, apercibido por el suscrito, de lo dispuesto por el artículo 128-ciento veintiocho de la Ley del Notariado de Nuevo León y en cumplimiento a lo dispuesto por la fracción II-segunda del artículo 106-ciento seis del Ordenamiento Legal en cita, bajo protesta de decir verdad, me manifestó como sus datos generales los siguientes:

El Doctor **MANUEL ENRIQUE DE LA O CAVAZOS,** dijo ser mexicano, de 53-cincuenta y tres de edad, casado, originario de Monterrey, Nuevo León, donde nació el día 11-once de Enero de 1962- mil novecientos sesenta y dos, Director General de Servicios de Salud de Nuevo León, O.P.D., con Registro Federal de Contribuyente número OCMA-620111-G61, con Clave Unica de Registro de Población OXCM-620111-H-NL-XVN-0-0, con domicilio en la calle Lamartine número 151- ciento cincuenta y uno, de la Colonia Colinas de San Jerónimo en el Municipio de Monterrey, Nuevo León, Código Postal 64330, y quien se identificó con su Credencial para Votar con número 1094062483605, expedida por el Instituto Federal Electoral, agregando que su representada se encuentra inscrita en el Registro Federal de Contribuyentes bajo la clave **SSN-970115-Q19.**

FE NOTARIAL

YO, EL NOTARIO DOY FE.- I.- De la verdad del acto; II.- De que conozco personalmente al compareciente a quien considero con la capacidad legal necesaria para celebrar el acto jurídico de que se trata, toda vez que conozco su nombre y apellidos, que no observo manifestaciones patentes de incapacidad natural y de que no tengo noticias de que esté sujeto a incapacidad alguna; III.- De que tuve a la vista los documentos de que se ha tomado razón; IV.- De que lo relacionado e inserto concuerda con sus originales a que me remito y devuelvo a su presentante; V.- De que todo lo manifestado por el compareciente fue bajo protesta de decir verdad; VI.- De que advertí al compareciente la necesidad que tiene de inscribir el Primer Testimonio que de esta escritura se expida en el Registro Público de la Propiedad correspondiente; VII.- De que se cumplieron los requisitos que señala el Artículo 106 ciento seis de la Ley del Notariado para el Estado y demás Leyes aplicables; y VIII.- De que leída que le fue por mí, el Notario, esta escritura al compareciente, haciéndole saber el derecho que tiene de hacerlo por sí mismo, le expliqué su valor y consecuencias legales de su contenido, me cercioré de su voluntad, la ratifica en todas sus partes y firma de conformidad ante mi hoy día **23-veintitrés de Octubre** de **2015-dos mil quince.-** DOY FE.

DOCUMENTOS DEL APENDICE

BAJO LA LETRA "A".- Copia Certificada del Acta de sesión extraordinaria de la Junta de Gobierno de Servicios de Salud de Nuevo León, Organismo Público Descentralizado (O.P.D.), celebrada el día 22-veintidós de Octubre de 2015- dos mil quince, a las 12:00-doce horas, que consta de 9-nueve hojas tamaño carta utilizadas por un solo lado debidamente firmada.

ARTICULO 2448

El suscrito Notario da fe de que el artículo 2448-dos mil cuatrocientos cuarenta y ocho del Código Civil para el Estado de Nuevo León, es idéntico al 2554-dos mil quinientos cincuenta y cuatro del Código Civil Federal y que a la letra dice:

"ART. 2448.- En todos los poderes generales para pleitos y cobranzas, bastará que se diga que se otorga con todas las facultades generales y las especiales que requieran cláusula especial conforme a la Ley, para que se entiendan conferidos sin limitación alguna.

En los poderes generales para administrar bienes, bastará expresar que se dan con ese carácter para que el apoderado tenga toda clase de facultades administrativas.

En los poderes generales para ejercer actos de dominio, bastará que se den con ese carácter para que el apoderado tenga todas las facultades de dueño, tanto en lo relativo a los bienes, como para hacer toda clase de gestiones a fin de defenderlos.

Cuando se quisieren limitar en los tres casos antes mencionados, las facultades de los apoderados, se consignarán las limitaciones o los poderes serán especiales.

Los notarios insertarán este artículo en los testimonios de los poderes que otorguen".

ES PRIMER TESTIMONIO de la Escritura Pública número **11,330- ONCE MIL TRESCIENTOS TREINTA,** tomada de su original, que obra en el Libro número **337-trescientos treinta y siete** de mi Protocolo y en el apéndice del mismo y se compone de 6-seis fojas. Se expide para uso de **SERVICIOS DE SALUD DE NUEVO LEON, ORGANISMO PUBLICO DESCENTRALIZADO (O.P.D.)**, en su carácter de **OTORGANTE.-** En el Municipio de Monterrey, Nuevo León, a los **23-veintitrés** días del mes **Octubre** del año **2015-dos mil quince**.- DOY FE.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice:

LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO

TITULAR NOTARIA PUBLICA No. 89
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

PRIMER DISTRITO REGISTRAL
MONTERREY, N.L. MEXICO

CSLG/Cict/Exp 12434

RUBRICA.

LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO

NOTARIO PUBLICO TITULAR DE LA

NOTARIA PUBLICA NUMERO 89

IRCNL 18427314/2015

23/10/2015 03:42:26 p.m.

MONTERREY

Al margen un logotipo que dice: Nuevo León Unido Gobierno para Todos

Al centro un sello con el Escudo Nacional, que dice: LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO TITULAR NOTARIA PUBLICA No. 89 ESTADOS UNIDOS MEXICANOS PRIMER DISTRITO REGISTRAL MONTERREY, N.L. MEXICO

Al margen derecho un logotipo que dice: IRC Instituto Registral y Catastral del Estado de Nuevo León

INSTITUTO REGISTRAL Y CATASTRAL DEL ESTADO DE NUEVO LEON

Con fundamento en lo previsto por los artículos 2905, 2907, 2908 y demás relativos del Código Civil para el Estado de Nuevo León, así como en los artículos 8 Fracción VI, 21, 23 y demás relativos de la Ley Reglamentaria del Registro Público de la Propiedad y del Comercio para el Estado de Nuevo León, se expide:

CONSTANCIA DE INSCRIPCION

REGISTRADO BAJO EL NUMERO 3938 VOLUMEN: 135 LIBRO: 158 SECCION: RES. Y CONV. DIVERSOS UNIDAD: MONTERREY FECHA Y HORA DE PRESENTACION. 23/10/2015 03:42.26 p.m. MONTERREY, NUEVO LEON A 26 DE OCTUBRE DE 2015 BOLETA: 18427314 IDLIBRO: 503844 NOTARIA PUBLICA No. 89 ESCRITURA 11330

EL C. PRIMER REGISTRADOR PUBLICO DE LA PROPIEDAD DEL PRIMER DISTRITO DEL INSTITUTO REGISTRAL Y CATASTRAL DEL ESTADO DE NUEVO LEON

RUBRICA

C. LIC. REFUGIO DE JESUS RODRIGUEZ FLORES

18427314

23/10/2015 03:42:26 p.m.

En el Municipio de Monterrey, Capital del Estado de Nuevo León, Estados Unidos Mexicanos, a los 26-veintiseis días del mes de Octubre del 2015-dos mil quince, Yo Licenciado DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO, Notario Público Titular de la Notaría Pública Número 89-ochenta y nueve, con domicilio en este Municipio y ejercicio en el Primer Distrito Registral en el Estado de Nuevo León, hago constar y CERTIFICO: Que la presente copia que consta de (7) siete hoja(s), es fiel reproducción del documento Original, que tengo a la vista, que he cotejado y devuelto a su presentante. Se expide a solicitud de LA PARTE INTERESADA, lo que asiento por esta acta, registrándose la misma bajo el número 115, 983 ciento quince mil novecientos ochenta y tres del Libro de Control de Actas Fuera de Protocolo de esta Notaría Pública a mi cargo.- DOY FE.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO
TITULAR NOTARIA PUBLICA No. 89
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
PRIMER DISTRITO REGISTRAL
MONTERREY, N.L. MEXICO

RUBRICA

LIC. DANIEL EDUARDO FLORES ELIZONDO

NOTARIO PUBLICO TITULAR No. 89

ANEXO 2

SECRETARIA DE SALUD DEL ESTADO DE NUEVO LEON

DIRECCION DE ENSEÑANZA, INVESTIGACION EN SALUD Y CALIDAD

DEPARTAMENTO DE POSGRADO

DISTRIBUCION DE PRESUPUESTO ESTIMADO PARA LA APLICACION DEL XLI ENARM

NUEVO LEON 1 (CENTRO CONVEX)

CONCEPTO DE GASTO	CANTIDAD PROPUESTA POR EL ESTADO
SERVICIO DE ARRENDAMIENTO (SEDE)	677,690.00
PLANTILLA (PERSONAL)	248,230.00
ALIMENTOS	121,680.00
PRODUCTOS FARMACEUTICOS	1,000.00
MATERIAL DE OFICINA (PAPELERIA)	7,000.00
SERVICIOS NOTARIALES	87,000.00
TOTAL	**1,142,600.00**

NUEVO LEON 2 (UANL)

CONCEPTO DE GASTO	CANTIDAD PROPUESTA POR EL ESTADO
SERVICIO DE ARRENDAMIENTO (SEDE)	195,960.00
PLANTILLA (PERSONAL)	186,750.00
ALIMENTOS	5,000.00
PRODUCTOS FARMACEUTICOS	700.00
MATERIAL DE OFICINA (PAPELERIA)	6,000.00
SERVICIOS NOTARIALES	87,000.00
TOTAL	**481,410.00**

ANEXO 3

ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL XLI ENARM 2017

1. ¿QUE ES EL ENARM?

El Examen Nacional para Aspirantes a Residencias Médicas (ENARM) es un instrumento de medición de conocimientos en medicina general, objetivo y consensuado, que constituye la primera etapa del proceso para ingresar al Sistema Nacional de Residencias Médicas.

2. METAS

- Seleccionar a los médicos mexicanos y extranjeros que aspiran a realizar una residencia médica en un curso universitario de especialidad.
- Distribuir los campos clínicos para los cursos de especialización en las diferentes instituciones de salud avalados por las instituciones académicas, con aproximadamente 34,800 aspirantes que se inscriban para sustentar el ENARM. En total se calcula la oferta de aproximadamente 8,000 plazas distribuidas en 27 cursos de especialización. Este número puede variar conforme a la capacidad presupuestal y las necesidades de campos clínicos de las Instituciones de Salud.
- Cumplir con la convocatoria del XLI ENARM 2017 dirigida a todos los interesados en sustentar el mismo.
- Dar cumplimiento a lo establecido en la "Norma Oficial Mexicana NOM-001-SSA3-2012, Educación en salud. Para la organización y funcionamiento de residencias médicas" para la selección, autorización, integración, actualización, enseñanza y tutoría de las residencias médicas.

3. INDICADORES

En relación a las plazas, los indicadores se construyen de la siguiente manera: (promedio de médicos inscritos por especialidad multiplicado por cien (100), el resultado obtenido de esta multiplicación se divide entre el número total de aspirantes esperados (34,800), para obtener el porcentaje promedio de sustentantes por especialidad en relación con los campos clínicos ofertados.

FORMULA

PMIE = Promedio de médicos inscritos por especialidad

NA= Número de aspirantes esperados

IN= Indicador de sustentantes por especialidad

(PMIE*100) / NA = IN

No.	*Especialidad*	*Promedio*	*Indicador*	*Resultado*
		(PMIE)	*(NA)*	*(IN)*
1	ANATOMIA PATOLOGICA	234	x 100/34,800	0.67
2	ANESTESIOLOGIA	2,837	x 100/34,800	8.15
3	AUDIOLOGIA, OTONEUROLOGIA Y FONIATRIA	121	x 100/34,800	0.35
4	CALIDAD DE LA ATENCION CLINICA	52	x 100/34,800	0.15
5	CIRUGIA GENERAL	5,652	x 100/34,800	16.24
6	EPIDEMIOLOGIA	255	x 100/34,800	0.73
7	GENETICA MEDICA	120	x 100/34,800	0.34
8	GERIATRIA	594	x 100/34,800	1.71
9	GINECOLOGIA Y OBSTETRICIA	3,143	x 100/34,800	9.03
10	IMAGENOLOGIA DIAGNOSTICA Y TERAPEUTICA	1,307	x 100/34,800	3.76
11	MEDICINA DE LA ACTIVIDAD FISICA Y DEPORTIVA	126	x 100/34,800	0.36
12	MEDICINA DE REHABILITACION	635	x 100/34,800	1.82
13	MEDICINA DE URGENCIAS	998	x 100/34,800	2.87
14	MEDICINA DEL TRABAJO Y AMBIENTAL	587	x 100/34,800	1.69

No.	*Especialidad*	*Promedio (PMIE)*	*Indicador (NA)*	*Resultado (IN)*
15	MEDICINA FAMILIAR	3,398	x 100/34,800	9.76
16	MEDICINA INTERNA	5,316	x 100/34,800	15.28
17	MEDICINA LEGAL	89	x 100/34,800	0.26
18	MEDICINA NUCLEAR E IMAGENOLOGIA MOLECULAR	70	x 100/34,800	0.20
19	NEUMOLOGIA	316	x 100/34,800	0.91
20	OFTALMOLOGIA	1,160	x 100/34,800	3.33
21	OTORRINOLARINGOLOGIA Y CIRUGIA DE CABEZA Y CUELLO	837	x 100/34,800	2.41
22	PATOLOGIA CLINICA	54	x 100/34,800	0.16
23	PEDIATRIA	4,016	x 100/34,800	11.54
24	PSIQUIATRIA	754	x 100/34,800	2.17
25	RADIO ONCOLOGIA	270	x 100/34,800	0.78
26	MEDICINA PREVENTIVA	85	x 100/34,800	0.24
27	TRAUMATOLOGIA Y ORTOPEDIA	1,774	x 100/34,800	5.10
	TOTAL	**34,800**		**100**

Nota: Tabla base tomada respecto a 34,800 médicos.

4. INFORMACION GENERAL DEL EXAMEN

El examen se presentará en formato electrónico por medio de una red local instalada en cada sede de aplicación y una computadora personal para cada sustentante. El grupo de trabajo que atenderá a los médicos aspirantes en cada sede, consta de personal para la logística y apoyo tecnológico. El ENARM se estructura con reactivos diferentes para cada día de aplicación y con versiones diferentes por cada examen, con las mismas características de objetividad, calidad y nivel académico. Se elabora, valida y consensúa por profesores expertos.

En el ENARM se explora la capacidad para utilización correcta de los conocimientos médicos de ciencias clínicas, ciencias básicas y salud pública, en el ámbito de la competencia del ejercicio profesional del médico general.

Es responsabilidad de “LA SECRETARIA” conducir, organizar, coordinar, administrar y vigilar el proceso del ENARM, en colaboración con las Instituciones educativas y de salud.

5. APLICACION DEL EXAMEN

Las fechas de aplicación del examen serán el domingo 3, lunes 4, martes 5, miércoles 6 y jueves 7 de septiembre de 2017.

El horario de registro en la sede será a partir de las 7:00 horas y hasta las 8:30 horas en el turno matutino y el acceso al recinto a partir de las 8:15 hrs. El acceso en el turno vespertino será a partir de las 15:15 horas y hasta las 15:45. No se permitirá ingresar con posterioridad a estos horarios, por circunstancias imputables al sustentante.

El horario de aplicación será de las 9:00 hasta las 14:00 horas y de las 15:30 hasta las 20:00 horas.

Para el desarrollo de las actividades específicas se proporcionará al Coordinador de sede, el “Reglamento para la Organización y Funcionamiento de las Sedes para la Aplicación” en donde se encuentran las funciones del personal de organización y de informática de la Secretaria de Salud y del Proveedor, este último formará parte de los requerimientos en las bases de licitación de los servicios electrónicos e informáticos del examen,

Además al Coordinador de Sede se le proporcionará la “Carpeta Logística” la cual contiene los formatos de control y evaluación del evento, mismos que deberán requisitarse por cada día de la aplicación.

Con fines de seguridad, el médico aspirante sólo podrá ser identificado por el sistema en la sede y día que seleccionó al registrase por internet, por lo que no se autorizará que aplique el examen en una sede y día diferente. Sólo se permitirá el acceso a las instalaciones de la sede al médico sustentante. Queda prohibida la introducción y uso de cualquier dispositivo electrónico y de telefonía celular durante la aplicación del examen, la contravención a esta disposición será motivo de cancelación del examen.

Para ingresar a la sede, el médico aspirante deberá mostrar original de identificación oficial ya sea credencial de elector, pasaporte o cédula profesional vigentes.

El personal de organización y logística en cada sede (Staff), asignará a cada médico sustentante una computadora personal en la que podrá acceder y contestar directamente en pantalla las preguntas del examen. Para iniciar el examen deberá teclear la clave correspondiente y el equipo no debe ser manipulado hasta que se den las instrucciones de la aplicación.

El sistema presentará en la pantalla de la computadora los datos de identificación y la fotografía del sustentante, la cual permanecerá expuesta durante toda la aplicación y que por tanto permitirá al personal asesor durante todo el tiempo que dure el examen, verificar la identidad con el sustentante. A través de un servidor local en cada sede se enviarán las preguntas a cada computadora en orden aleatorio para cada médico sustentante.

Al término de la aplicación se proporcionará a cada médico sustentante, dos copias del reporte de puntaje las cuales deberá firmarlas y ponerles su huella digital, una hoja deberá ser devuelta al personal operador la sede y la otra es para el médico sustentante.

6. SEDES DE APLICACION

Las sedes de aplicación son 14 distribuidas en 8 entidades federativas:

Entidad Federativa	Cupo por Día
Chihuahua, Chihuahua	550
Ciudad de México 1	700
Ciudad de México 2	700
Ciudad de México 3	500 a 700
Cuernavaca, Morelos	550
Guadalajara, Jalisco 1	700
Guadalajara, Jalisco 2	500
Guadalajara, Jalisco 3	600
León, Guanajuato	550
Monterrey, Nuevo León 1	700
Monterrey, Nuevo León 2	450
Puebla, Puebla	650
Tuxtla Gutiérrez, Chiapas	450
Por definir	500 a 700

7. CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SEDE

7.1 Características físicas

Capacidad: atención de 450 a 700 usuarios al día, por sede.

Superficie para el área de aplicación: 700 a 1,500 m^2, superficie plana, techada.

Superficie para el área de servidores, administración de la red y la aplicación electrónica: 20 m^2 mínimo.

Superficie para área el Staff: 30 m^2 mínimo

Superficie para área de registro: 30 m^2 mínimo

Superficie para el área de paquetería y guardarropa: 30 m^2

Superficie para el área de alimentos del Staff: 30 m^2 mínimo

Superficie para pasillos de circulación para el área de aplicación: 80 a 120 cm., mínimo

Para todas las áreas: sistema de aire acondicionado y/o con condiciones ambientales adecuadas que permitan mantener los niveles de temperatura para la comodidad de los usuarios y el funcionamiento de la red informática, evitando el calentamiento de los equipos.

Para todas las áreas: Iluminación: adecuada y suficiente

7.2 Clasificación de las áreas

El área de administración de la red (SITE) se considera zona restringida de alta seguridad. Las destinadas para la concentración del personal, de trabajo y de alimentación son exclusivas del personal Staff; el área de paquetería y guardarropa es zona restringida y será atendida por personal del Staff. Las entradas, salidas y pasillos son áreas controladas.

7.3 Seguridad

Accesos generales: Entrada, Salida y salida(s) de emergencia.

- El acceso general al salón de aplicación deberá contar como mínimo con dos arcos detectores de metales, proporcionados por la sede de aplicación.

Accesos para personas con discapacidad: rampas o elevadores.

Personal de vigilancia de la sede: 1 persona por cada 100 sustentantes durante todo el tiempo de aplicación y 2 a 3 durante la noche para custodia de la sede y los equipos.

Circuito cerrado: Preferentemente.

Protección civil: personal entrenado para el manejo y control de eventualidades y siniestros, extinguidores, salidas de emergencia, señalamientos de evacuación, señalamientos de áreas de seguridad y de puntos de reunión y otros, todo lo anterior conforme a la Ley General de Protección Civil.

Servicio médico de emergencia: ambulancia y personal paramédico permanente en el exterior de la sede durante la aplicación.

7.4 Servicios generales

Mantenimiento: Personal del recinto que generará y mantendrá las condiciones de energía, ambientales y de funcionamiento de la zona para que los proveedores de la infraestructura informática instalen la red local, procuren de su funcionamiento, además de la prevención de fallas en las instalaciones.

Limpieza: Personal del recinto deberá mantener las instalaciones en condiciones de higiene y aseo durante todo el proceso de instalación, aplicación y retiro de la infraestructura utilizada.

Baños: 1 para hombres, 1 para mujeres, con 5 a 7 retretes cada uno, lavabos con agua potable y suministro permanente durante la aplicación de insumos (papel higiénico y jabón)

Equipo de sonido: micrófono y bocinas suficientes para el área de aplicación.

Despachadora(s) de agua potable y vasos desechables para el personal Staff y los médicos sustentantes.

7.5 Servicios de suministro de energía eléctrica

Luz ambiental en toda la sede de aplicación y lugares aledaños a la misma.

8. MOBILIARIO Y DISPOSICION

Mesas tipo tabloide de 2.40 m x 80 cm: una por cada 6 sustentantes.

Sillas acojinadas: y en excelentes condiciones una por sustentante.

Montaje tipo escuela para el salón de aplicación del examen

9. SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA INFORMATICA Y DE SOPORTE

El sistema de cableado, equipos de cómputo para aplicación, registro y reportes, servidores web, impresoras, no breaks switches de red, no break de servidores, bobinas, cables, conectores, accesorios, equipos y materiales de repuesto y software necesario de configuración de servidores, así como la instalación, operación y desmontaje de los mismos, estarán a cargo de proveedores externos y sus respectivos grupos de trabajo técnico especializado, mismos que son definidos en las especificaciones técnicas realizadas por la Dirección General de Tecnologías de la Información en conjunto con la Dirección General de Calidad y Educación en Salud de “LA SECRETARIA” para las bases de licitación de este servicio.

10. APOYOS ADICIONALES

Apoyo vial y preventivo de la policía estatal en las zonas aledañas al recinto sede de la aplicación del ENARM

Apoyo de los servicios de ambulancia estatal y de hospitales centinela

Apoyo de servicios de atención médica móvil estatal

11. PERSONAL DE APLICACION DEL EXAMEN E INDICADORES

El personal para la organización y logística, son los responsables del proceso de aplicación del examen nacional y se compone de:

11.1 PERSONAL (STAFF OPERATIVO)

Coordinador de Sede

Corresponde ese puesto al Jefe de Enseñanza del Servicio Estatal de Salud de la entidad, o del representante institucional asignado por la sede, es la máxima autoridad en la sede y realiza la planeación, organización, administración, gestión de recursos para la operación, conducción, logística, prevención y manejo de incidencias en la sede, además es responsable del reclutamiento, capacitación y coordinación del personal de apoyo para la aplicación (auxiliar de coordinador de sede, supervisores, coordinadores de grupo, auxiliares) En caso de alguna contingencia con el coordinador de sede, el enlace de la DGCES tomará su lugar.

Representante de Enlace de la Dirección General de Calidad y Educación en Salud

Corresponde al mando medio o superior designado por dicha Dirección para apoyar al Coordinador de Sede Maneja el módulo de aclaraciones e incidencias de los médicos aspirantes conjuntamente con el representante del Comité de Posgrado y Educación Continua. Documenta e informa de los casos atendidos en el módulo de aclaraciones al Coordinador de Sede para su visto bueno y en caso necesario asegurará la participación de los representantes del STAFF verificador, deberá colaborar con el Coordinador de Sede en documentar en su caso, los incumplimientos de los proveedores de servicios logísticos al interior de la sede (notario, vigilancia y seguridad interna del recinto, alimentos, higiene, servicios médicos, mobiliario y servicios generales.

En caso de ausencia del Coordinador de Sede, este representante asumirá su función.

Coordinador de Red del SITE

Personal de la DGCES responsable de la supervisión de la verificación de la entrega en tiempo y forma y del desarrollo de las actividades del proveedor de servicios electrónicos e informáticos. Realiza la instalación y funcionamiento del programa y bases de datos en el servidor informático instalado en el SITE, para el registro, aplicación y evaluación del examen y generación de reportes de puntaje de los sustentantes mismos que deberá asegurar conjuntamente con el proveedor de soporte, que se den de manera precisa y segura. Es responsable de la seguridad de la información del examen y del desempeño del sistema informático y es el enlace con el Gerente de Red (proveedor). Deberá proporcionar al Coordinador de Sede diariamente los reportes de desempeño y cobertura relacionados con la aplicación del examen y notificar oportunamente las incidencias en el mismo y en su caso de los incumplimientos que ameriten sanción conforme a las bases de licitación.

Apoyo informático en el SITE (cuando aplique)

Personal profesional calificado en áreas informáticas de la Secretaría de Salud, institucional y/o externo que colaborará en las actividades a cargo del coordinador informático del SITE

Los integrantes y funciones generales del personal de apoyo del STAFF OPERATIVO Institucional para la aplicación son los siguientes:

Auxiliar de Coordinador de Sede

Personal de apoyo del Coordinador de Sede quien realizará tareas diversas asignadas por el mismo y será el responsable directo del concentrado de información, actas e integración de la carpeta logística.

Supervisor de Sección

Personal de apoyo al Coordinador de sede, responsable de la calidad, oportunidad y flujo de los procesos para el registro, ingreso, capacitación, seguridad, atención de incidencias, distribución, evaluación y asesoría al personal asignado a su sección conformada por 4 grupos hasta de 50 sustentantes cada uno durante la aplicación. Le corresponde asegurar que sus Coordinadores de Grupo se conduzcan con orden, respeto y puntualidad en los procesos del examen. Realizar el concentrado de la encuesta de opinión de su respectiva sección.

Coordinador de Grupo

Personal responsable de los procesos para el ingreso, distribución, monitoreo y atención a un grupo específico de 50 sustentantes. Le corresponde la aplicación de la encuesta de opinión a su grupo de médicos sustentantes asignados y la entrega del formato concentrado a su Supervisor.

Auxiliar

Personal responsable de apoyo para el ingreso, guardarropa, paquetería y para la gestión de servicios generales.

11.2 PERSONAL (STAFF VERIFICADOR)

Es el personal encargado de dar fe y legalidad al proceso de aplicación del examen nacional. Los integrantes y funciones generales del STAFF VERIFICADOR son los siguientes:

Representante del CPEC

Responsable titular o designado por una Institución representada en el Comité de Posgrado y Educación Continua (CPEC) de la Comisión Interinstitucional para la Formación de Recursos Humanos para la Salud (CIFRHS). Participa como verificador del proceso general de aplicación. Conjuntamente con el representante de DGCES da atención y dictamen de incidencias relacionadas con médicos sustentantes, basándose en la convocatoria del examen. Mismas que notificarán al Coordinador de Sede para que sean firmados los casos atendidos y formen parte del acta de cada día de aplicación.

Auditor Interno

Funcionario del Organo Interno de Control (OIC) de la Secretaría de Salud federal o estatal que observa y verifica conforme a la organización y logística del evento, tomando como base las buenas prácticas, seguridad y transparencia.

Notario

Responsable de dar fe de la realización de los procesos de entrega-recepción de información del examen.

Alta Seguridad

Responsable federal o institucional para garantizar la protección de las áreas y procesos críticos de la sede y del examen respectivamente, lo anterior durante todo el tiempo que dure la instalación, aplicación y desinstalación de las redes locales.

11.3 INDICADORES

PERSONAL	**INDICADOR**
Coordinador de Sede (Jefe de Enseñanza SESA)	1 por Sede
Representante de Enlace de la Dirección General de Calidad y Educación en Salud	1 por Sede
Coordinador de Red del SITE	1 por Sede
Apoyo Informático en el SITE (Cuando aplique)	1 por Sede
Auxiliar de Coordinador de Sede	1 por Sede
Supervisor de Sección	1 por cada 200 Sustentantes
Coordinador de Grupo	1 por cada 50 Sustentantes
Auxiliar	3 a 4 por Sede

12. CAPACITACION

Se realizará en etapas: 1a. Coordinadores de sede; 2a. Equipos de trabajo (Staff) de la sede; 3a. Integración previa a la aplicación con el equipo de servicios informáticos.

Por la Secretaría: el Subsecretario de Integración y Desarrollo del Sector Salud, **José Meljem Moctezuma**.- Rúbrica.- El Director General de Calidad y Educación en Salud, **Sebastián García Saisó**.- Rúbrica.- Por la Entidad: el Secretario de Finanzas y Tesorero General del Estado de Nuevo León, **Carlos Alberto Garza Ibarra**.- Rúbrica.- El Secretario de Salud y Director General de los Servicios de Salud de Nuevo León, OPD, **Manuel Enrique de la O Cavazos**.- Rúbrica.

CONVENIO de Coordinación para la transferencia de recursos federales con carácter de subsidios, para la ejecución del Programa de Desarrollo Comunitario Comunidad DIFerente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Campeche.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO DE COORDINACIÓN PARA LA TRANSFERENCIA DE RECURSOS FEDERALES CON CARÁCTER DE SUBSIDIOS, PARA LA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO COMUNITARIO "COMUNIDAD DIFerente" DEL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA PARA EL EJERCICIO FISCAL 2017, QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO DENOMINADO "DIF NACIONAL", REPRESENTADO POR EL MTRO. ISMAEL ORDOÑEZ HERNÁNDEZ, EN SU CARÁCTER DE JEFE DE LA UNIDAD DE ATENCIÓN A POBLACIÓN VULNERABLE, QUIEN SE HACE ASISTIR POR EL L.A.E. RICARDO ÁNGEL PÉREZ GARCÍA, EN SU CARÁCTER DE DIRECTOR GENERAL DE ALIMENTACIÓN Y DESARROLLO COMUNITARIO Y POR LA OTRA, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE CAMPECHE, EN ADELANTE "DIF ESTATAL", REPRESENTADO POR SU DIRECTORA GENERAL, LA PROFRA. SILVIA ELENA PARRAO ARCEO, A QUIENES CUANDO ACTÚEN DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES", DE CONFORMIDAD CON LOS SIGUIENTES ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS:

ANTECEDENTES

I. La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos determina, en su artículo 25, primer párrafo, que al Estado corresponde la rectoría del desarrollo nacional a efecto de garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege la propia Constitución. Asimismo, en su artículo 26, apartado A, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece la competencia del Estado para organizar un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la nación.

II. La Ley de Planeación en sus artículos 24, 27, 28, 32 obliga a las dependencias y entidades de la Administración Pública, a sujetarse al Plan Nacional de Desarrollo, así como a tener programas anuales que incluirán aspectos administrativos y de política económica, social, ambiental y cultural; asimismo, en los artículos 33, 34, 35 y 36 del mismo ordenamiento legal, faculta al Ejecutivo Federal para convenir con los gobiernos de las entidades federativas la coordinación que se requiera a efecto de que dichos gobiernos participen en la planeación nacional del desarrollo; coadyuven, en el ámbito de sus respectivas jurisdicciones, a la consecución de los objetivos de la planeación nacional, y para que las acciones a realizarse por la Federación y los Estados se planeen de manera conjunta. Asimismo, permiten al Ejecutivo Federal convenir con las entidades federativas, entre otros temas, los procedimientos de coordinación entre las autoridades federales, estatales y municipales para propiciar la planeación del desarrollo integral de cada entidad federativa, los lineamientos metodológicos para la realización de las actividades de planeación, en el ámbito de su jurisdicción y la ejecución de las acciones que deban realizarse en cada entidad federativa, y que competen a ambos órdenes de gobierno, considerando la participación que corresponda a los municipios interesados.

III. La Ley de Asistencia Social, en su artículo 3, define a la asistencia social como el conjunto de acciones tendientes a modificar y mejorar las circunstancias de carácter social que impidan el desarrollo integral del individuo, así como la protección física, mental y social de personas en estado de necesidad, indefensión, desventaja física y mental, hasta lograr su incorporación a una vida plena y productiva. Por su parte, el artículo 4 del Instrumento legal en comento identifica como sujetos preferentes de la asistencia social a las niñas, los niños y los adolescentes, a los adultos mayores, a las víctimas de la comisión de delitos y a los indigentes, entre otros. Asimismo, el artículo 28, de la Ley de Asistencia Social otorga a "DIF NACIONAL" el carácter de coordinador del Sistema Nacional de Asistencia Social Pública y Privada y el artículo 54 le da atribuciones para promover la organización y participación de la comunidad para coadyuvar en la prestación de servicios asistenciales para el desarrollo integral de la familia. La participación de la comunidad, de acuerdo con lo establecido por el artículo 55, debe estar encaminada a fortalecer su estructura propiciando la solidaridad ante las necesidades reales de la población.

IV. La Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria establece en su artículo 25, fracción VI, que la programación y presupuestación anual del gasto público, se realizará con apoyo en los anteproyectos que las dependencias y entidades del Ejecutivo Federal elaboren para cada ejercicio fiscal, y con base en la interrelación que exista, en su caso, con los Convenios de Coordinación con los gobiernos de las entidades federativas.

V. El Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria establece en su artículo 178, primer párrafo, que con el objeto de coadyuvar a una visión integral de los programas sujetos a reglas de operación, las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal que participen en los mismos promoverán la celebración de Convenios o acuerdos interinstitucionales con el fin de fortalecer la coordinación, evitar duplicidad en la consecución de los objetivos de los programas y dar cumplimiento a los criterios establecidos en el artículo 75 de la Ley.

VI. Las “REGLAS DE OPERACIÓN” del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente" tienen como objetivo el promover que las poblaciones en situación de marginación se articulen y mejoren sus condiciones sociales de vida.

DECLARACIONES

I. “DIF NACIONAL” declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, regulado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, que tiene entre sus objetivos la promoción de la asistencia social y la prestación de servicios en ese campo así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables, y conforme a sus atribuciones y funciones; actúa en coordinación con dependencias y entidades federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios, y la realización de acciones en la materia.

I.2 Los CC. Jefe de la Unidad de Atención a Población Vulnerable y Director General de Alimentación y Desarrollo Comunitario cuentan con facultades para la formalización del presente Instrumento Jurídico, de conformidad con los artículos, 13, 14 fracciones IV y XXVII, 15 fracciones I, IV, V, X y XI, 24, fracción IX y 27, respectivamente del Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de mayo de 2016.

I.3 El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND) establece en su segunda meta nacional "México Incluyente", el compromiso de garantizar el ejercicio efectivo de los derechos sociales de todos los mexicanos, yendo más allá del asistencialismo y conectando al capital humano con las oportunidades que genere la economía en el marco de una nueva productividad social, disminuyendo las brechas de desigualdad, y promoviendo la más amplia participación social en las políticas públicas como factor de cohesión y ciudadanía.

El PND establece que una elevada proporción de la población carece de acceso pleno y efectivo a los bienes públicos que le corresponden por ley, y enfrenta condiciones de vulnerabilidad inaceptables, representa, además, un poderoso freno a la expansión del mercado interno y al incremento de la productividad, lo que afecta sensiblemente el potencial de crecimiento económico del país.

El PND establece un "México incluyente" con el propósito de enfocar la acción del Estado en garantizar el ejercicio de los derechos sociales y cerrar las brechas de desigualdad social que aún nos dividen. El objetivo es que el país se integre por una sociedad con equidad, cohesión social e igualdad sustantiva. Esto implica hacer efectivo el ejercicio de los derechos sociales de todos los mexicanos a través del acceso a servicios básicos, agua potable, drenaje, saneamiento, electricidad, seguridad social, educación, alimentación y vivienda digna como base de un capital humano que les permita desarrollarse plenamente como individuos.

El PND establece como línea de acción de la Estrategia 2.1.1. Asegurar una alimentación y nutrición adecuada de los mexicanos, en particular para aquellos en extrema pobreza o con carencia alimentaria severa, incorporar componentes de carácter productivo a las acciones y programas sociales, con objeto de mejorar los ingresos de los mexicanos, proveerles empleo y garantizar el acceso a los alimentos indispensables para el ejercicio de sus derechos.

El PND establece como línea de acción de Estrategia 2.1.2. Fortalecer el desarrollo de capacidades en los hogares con carencias para contribuir a mejorar su calidad de vida e incrementar su capacidad productiva, brindar capacitación a la población para fomentar el autocuidado de la salud, priorizando la educación alimentaria nutricional y la prevención de enfermedades.

El PND establece como líneas de acción de la Estrategia 2.2.1. Generar esquemas de desarrollo comunitario a través de procesos de participación social, fortalecer a los actores sociales que promueven el desarrollo social de los grupos en situación de vulnerabilidad y rezago, potenciar la inversión conjunta de la sociedad organizada y los tres órdenes de gobierno, invirtiendo en proyectos de infraestructura social básica, complementaria y productiva y fortalecer el capital y cohesión social mediante la organización y participación de las comunidades, promoviendo la confianza y la corresponsabilidad.

I.4 En los términos de los artículos 27, 28, 32, 33, 34, 35 y 36, de la Ley de Planeación, celebra el presente Convenio como instrumento de coordinación para la ejecución del Subprograma de Infraestructura, Rehabilitación y/o Equipamiento de Espacios Alimentarios 2017, del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente" 2017, con “DIF ESTATAL”, para establecer los procedimientos de coordinación en la materia.

I.5 Señala como domicilio legal para todos los efectos de este Convenio, el ubicado en Avenida Emiliano Zapata número 340, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, Ciudad de México.

II. “DIF ESTATAL” declara que:

II.1 Es un Organismo Público Descentralizado del Gobierno del Estado de Campeche con personalidad jurídica y patrimonio propio, creado mediante el Decreto número 155, publicado en el Periódico Oficial del Estado de fecha 14 de Junio de 1977.

II.2 Tiene entre sus objetivos la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios de en este campo, la promoción de la interrelación sistemática de acciones que en la materia lleven a cabo las instituciones públicas en la entidad, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 35, 36 y 37 de la Ley de Asistencia Social para el Estado de Campeche.

II.3 Su Directora General, quien acredita su personalidad con el nombramiento expedido a su favor por el Gobernador Constitucional del Estado de Campeche, C. Rafael Alejandro Moreno Cárdenas, de fecha 16 de septiembre de 2015, se encuentra facultada para celebrar el presente convenio de coordinación.

II.4 Entre sus atribuciones se encuentra el promover y prestar servicios de asistencia social a la población, así como la capacitación de recursos humanos para su atención.

II.5 Su Registro Federal de Contribuyentes es: SDI770614DK1.

II.6 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente convenio, el ubicado en Calle 10 número 584, Colonia Centro Ciudad Amurallada, entre 51 y 53, Edificio Mansión Carvajal; Código Postal 24000, Campeche, Estado de Campeche.

III. “LAS PARTES” declaran conjuntamente que:

III.1 Ante la necesidad de emprender acciones coordinadas tendientes al mejoramiento de las condiciones de vida de la población sujeta de asistencia social, es su interés y su voluntad suscribir el presente Instrumento Jurídico, en beneficio de la población sujeta a asistencia social del país.

III.2 Reconocen la importancia de optimizar esfuerzos y sumarse a iniciativas de la sociedad civil, a través de grupos sociales, particulares (personas físicas o morales), instituciones académicas y del sector público, para ampliar y potenciar el impacto de los programas en la comunidad y obtener las mayores ventajas que su participación conjunta puede generar en el desarrollo y cumplimiento del objetivo señalado en el presente Convenio, así como para el país en general.

III.3 Reconocen mutuamente su capacidad jurídica para suscribir el presente Convenio de Coordinación.

III.4 Es su deseo suscribir el presente Instrumento Jurídico, de aplicación en el territorio del Estado de Campeche, asegurando la adecuada ejecución conjunta de acciones coordinadas entre ellas en materia de asistencia social, en el marco del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad

DIFerente", específicamente al Subprograma de Infraestructura, Rehabilitación y/o Equipamiento de Espacios Alimentarios 2017, para la realización de acciones en beneficio de Sujetos de Asistencia Social, de acuerdo con sus respectivas disposiciones jurídicas aplicables.

III.5 Cuentan con los recursos necesarios para proporcionar la colaboración, asistencia y servicios inherentes al objeto materia del presente Convenio.

Con base en lo antes expuesto y con fundamento en lo establecido en los artículos 4o., 25 y 26 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 27, 28, 32, 33, 34, 35 y 36 de la Ley de Planeación; 1o., 25, fracción VI, 75, fracción II segundo párrafo, 77 y demás relativos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 3, 4, 19, 44, 45 y demás relativos de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I y II, de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 175, 178, primer párrafo, y demás relativos del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017; 13, 14 fracciones IV y XXVII, 15 fracciones I, IV, V, X y XI, 18 y 19 fracción XXI del Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia; el Acuerdo por el que el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia da a conocer las Reglas de Operación del Programa de Desarrollo Comunitario para el ejercicio fiscal 2017, y el Acuerdo Delegatorio publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 17 de junio de 2016, “LAS PARTES” celebran el presente Convenio de Coordinación y están de acuerdo en sujetarse a las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA.- OBJETO.- El objeto del presente Convenio es la transferencia de recursos federales con carácter de subsidios, para la ejecución del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente", Subprograma de Infraestructura, Rehabilitación y/o Equipamiento de Espacios Alimentarios para el ejercicio fiscal 2017, así como establecer las bases y procedimientos de coordinación entre este Organismo y el “DIF ESTATAL” para el apoyo y ejecución del citado Subprograma, así como para la asignación y el ejercicio de los recursos económicos que se destinarán para la ejecución del mismo, en el marco de las “REGLAS DE OPERACIÓN” del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente".

SEGUNDA.- APORTACIÓN DE RECURSOS.- Con base en la suficiencia presupuestal contenida en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017, las disposiciones contenidas en las “REGLAS DE OPERACIÓN” y con referencia de reserva SAP número 1500008190, “DIF NACIONAL”, aportará recursos por concepto de subsidios, considerados apoyos transitorios que prevén las “REGLAS DE OPERACIÓN”, por un monto de $3´000,000.00 (TRES MILLONES DE PESOS 00/100 M.N.), que serán transferidos a más tardar el día 30 de noviembre del Ejercicio Fiscal 2017, en una sola exhibición.

TERCERA.- NATURALEZA DE LOS RECURSOS.- Los recursos que, de conformidad con las “REGLAS DE OPERACIÓN” aporta “DIF NACIONAL” para el cumplimiento del objeto del presente Convenio, serán considerados en todo momento como subsidios federales en los términos de las disposiciones aplicables; en consecuencia, no perderán su carácter federal al ser canalizados a “DIF ESTATAL” para la ejecución del Proyecto señalado en la cláusula Primera del presente Instrumento Jurídico.

“LAS PARTES” aceptan que la aportación de los recursos económicos que se destinen para el desarrollo de las acciones materia de este Convenio estará a cargo de “DIF NACIONAL” y la administración, aplicación, información y, en su caso, la comprobación de su aplicación, será exclusivamente a cargo de “DIF ESTATAL”, de conformidad con el presente Convenio y la normatividad aplicable.

Los recursos que no se destinen a los fines autorizados en este Convenio y/o en las “REGLAS DE OPERACIÓN”; que no se encuentren devengados al 31 de diciembre de 2017 o bien, en caso de que algún órgano fiscalizador detecte desviaciones o incumplimiento en el ejercicio de dichos recursos por parte de “DIF ESTATAL” deberán ser reintegrados por éste a la Tesorería de la Federación, en los términos que señalen las disposiciones aplicables, incluyendo rendimientos financieros e intereses, debiendo informar por escrito a “DIF NACIONAL”.

CUARTA.- CUENTA BANCARIA.- Para los recursos que proporcione “DIF NACIONAL”, el “DIF ESTATAL” se obliga a abrir de manera especial y exclusiva una cuenta bancaria productiva dentro del presente ejercicio fiscal para la administración de los recursos federales materia del presente Instrumento Jurídico, a través de su Secretaría de Finanzas o su equivalente en el Estado, con el fin de que distinga contablemente su origen

e identifique que las erogaciones correspondan a los fines del Subprograma de Infraestructura, Rehabilitación y/o Equipamiento de Espacios Alimentarios (SIREEA) o documento según se trate, de conformidad con lo señalado en el Quinto párrafo del artículo 69 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

La Secretaría de Finanzas o su equivalente en el Estado, deberá emitir el recibo correspondiente al ingreso de los recursos transferidos por el "DIF NACIONAL", el día que se reciba, mismo que deberá remitirse al organismo a más tardar en los cinco días hábiles posteriores a satisfacción de "DIF NACIONAL", y en congruencia con lo dispuesto, tanto en las "REGLAS DE OPERACIÓN" como en el presente Convenio.

COMPROMISOS DE "LAS PARTES"

QUINTA.- "DIF NACIONAL" se compromete a realizar las acciones siguientes:

a) Otorgar, los recursos económicos federales previstos en la Cláusula Segunda de este Convenio, como subsidios para la realización del proyecto mencionado en la Cláusula Tercera, previo cumplimiento de "DIF ESTATAL" de las obligaciones a su cargo;

b) Otorgar asistencia técnica y orientación a "DIF ESTATAL", cuando éste lo solicite, así como la asesoría y capacitación necesaria, en base a sus programas asistenciales en materia de asistencia social, y

c) En general, cumplir en todo momento con las disposiciones contenidas en las "REGLAS DE OPERACIÓN".

SEXTA.- "DIF ESTATAL" se compromete a:

a) Ejercer los recursos señalados en la Cláusula Segunda, debiendo ejecutar y desarrollar las actividades objeto del presente Convenio, de acuerdo a lo señalado en el mismo, en las disposiciones de las "REGLAS DE OPERACIÓN" y en la demás normatividad aplicable;

b) Ejercer los recursos señalados en la cláusula Segunda para el Proyecto garantizando la liberación expedita de los mismos, los cuales deberán destinarse, incluyendo los rendimientos financieros que por cualquier concepto generen, exclusivamente a los fines del proyecto materia del presente Instrumento Jurídico así como llevar a cabo todas las acciones tendientes a la verificación y comprobación de la correcta aplicación de los recursos presupuestales;

c) Formar un expediente técnico, el cual deberá contener toda la documentación probatoria de los recursos a ejercer, así como aplicar en su totalidad los mismos, garantizando su liberación expedita, debiendo destinarlos, incluyendo los rendimientos financieros que por cualquier concepto generen, exclusivamente a los fines del proyecto materia del presente Instrumento Jurídico, así como llevar a cabo todas las acciones tendientes a la verificación y comprobación de la correcta aplicación de los recursos presupuestales;

d) Informar por escrito cuando menos en forma trimestral (dentro de los primeros diez días hábiles del mes que corresponda) a la Dirección General de Alimentación y Desarrollo Comunitario de "DIF NACIONAL", el estado que guarda la ejecución del objeto para el cual se aprobaron apoyos, con las metas y objetivos alcanzados a la fecha, anexando los documentos que acrediten la correcta aplicación de los recursos;

e) Recabar y conservar en custodia, la documentación comprobatoria del gasto, misma que debe cumplir con los requisitos fiscales estipulados en las disposiciones aplicables, identificando dicha documentación con un sello que contenga el nombre del programa, origen del recurso y el ejercicio correspondiente, la cual debe ser proporcionada a los órganos de inspección y control federales y locales para efecto de su revisión. Asimismo, llevará el registro de las operaciones programáticas y presupuestales a que haya lugar, entre otras, los avances trimestrales físico financieros y el cierre de ejercicio, el cual debe ser presentado a más tardar el 31 de diciembre del presente ejercicio fiscal;

f) Los recursos presupuestarios federales que se radiquen, una vez devengados y conforme al avance del ejercicio, deberán ser registrados por el "DIF ESTATAL" en su contabilidad, de acuerdo con las disposiciones jurídicas aplicables y se rendirán en su Cuenta Pública, sin que por ello pierdan su carácter federal;

g) Presentar a “DIF NACIONAL”, la información necesaria para la integración de los informes que sean requeridos sobre la aplicación de los subsidios a que se refiere el presente Instrumento Jurídico, con base en los formatos y lineamientos que en su oportunidad le dé a conocer “DIF NACIONAL”;

h) No destinar a otros conceptos de gasto los recursos otorgados;

i) Entregar a la Dirección General de Alimentación y Desarrollo Comunitario, con copia a la Unidad de Atención a Población Vulnerable de “DIF NACIONAL”, el informe final sobre los resultados y alcances obtenidos en la ejecución de las acciones materia de este Instrumento Jurídico;

j) Reintegrar a la Tesorería de la Federación, los recursos federales presupuestales, y en su caso, los productos financieros que no se hubieran destinado a los fines autorizados, o no se encuentren devengados al cierre del ejercicio fiscal correspondiente o que se hayan detectado desviaciones o incumplimientos en el ejercicio de los recursos, o por alguna otra causa considerada en este Instrumento Jurídico y/o las “REGLAS DE OPERACIÓN”, de conformidad con el artículo 176 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Dicho reintegro deberá ser informado por escrito a la Dirección de Finanzas de “DIF NACIONAL”;

k) Conservar debidamente resguardada, durante un periodo de cinco años, la documentación original comprobatoria del ejercicio del gasto de los recursos que con base en el presente Instrumento Jurídico se entregan;

l) Vigilar y supervisar el cumplimiento de los compromisos, tiempos, objeto, metas, porcentajes de aportación y demás contenido de las acciones objeto del presente Convenio, de conformidad con las “REGLAS DE OPERACIÓN”;

m) Publicar los avances físico-financieros en las páginas del sistema de Internet que, en su caso, tenga disponibles, así como en los medios y con la frecuencia que al efecto determinen “LAS PARTES”;

n) Aceptar y facilitar la realización de visitas de seguimiento, supervisión e inspección, y brindar la información y documentación desagregada por género que soliciten “DIF NACIONAL” y/o los Órganos Fiscalizadores Federales competentes, para los efectos que dichas instancias requieran;

o) Adoptar las medidas necesarias para establecer el enlace y comunicación con “DIF NACIONAL” para dar el debido seguimiento a los compromisos asumidos. Lo anterior, sin perjuicio de que los órganos fiscalizadores correspondientes lleven a cabo las acciones de vigilancia, control y evaluación a fin de verificar en cualquier momento el cumplimiento de los compromisos a cargo de “DIF ESTATAL”, en los términos contenidos en el presente Convenio;

p) Operar la Contraloría Social de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la promoción y operación de la Contraloría Social en los Programas Federales de Desarrollo Social, en las “REGLAS DE OPERACIÓN”, así como en los documentos vigentes relativos a la promoción y operación de la Contraloría Social en el Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente", emitidos por “DIF NACIONAL” y validados por los Órganos Fiscalizadores Federales competentes;

q) Señalar expresamente y en forma idéntica la participación y apoyo del Gobierno Federal, a través de “DIF NACIONAL”, en las acciones de difusión, divulgación y promoción del proyecto; y

r) En general, cumplir y observar en todo momento las disposiciones y lineamientos descritos en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y su Reglamento, el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2017, las “REGLAS DE OPERACIÓN” y las demás aplicables conforme a la legislación vigente.

“LAS PARTES” acuerdan que los informes que se aluden en los incisos d) y e) de esta Cláusula, serán enviados, recibidos o archivados en forma física y a través de medios electrónicos o por cualquier otra tecnología que permita identificar al firmante. En consecuencia, “DIF NACIONAL” acepta que la información contenida en los informes enviados a través de dichos medios producirá los mismos efectos jurídicos que la firma autógrafa, reconociendo la plena validez, eficacia y efectos legales, sin perjuicio de que la veracidad de los mismos, pueda ser verificada por las Unidades Administrativas de “DIF NACIONAL” o cualquier otra autoridad, conforme a lo previsto en las disposiciones aplicables.

SÉPTIMA.- Con el fin de dar cumplimiento al artículo 30 del Presupuesto de Egresos de la Federación 2017, así como al numeral 10.1 titulado “Transparencia” de las Reglas de Operación del Programa de Desarrollo Comunitario "Comunidad DIFerente", para el ejercicio fiscal 2017 “LAS PARTES” se

comprometen a que la difusión y divulgación que se realice por medios impresos, electrónicos, escritos, gráficos y de cualquier otra índole inherente al Programa objeto del presente Convenio, deberá enunciar la siguiente leyenda:

"Este Programa es público, ajeno a cualquier partido político. Queda prohibido el uso para fines distintos a los establecidos en el Programa."

OCTAVA.- CONTRALORÍA SOCIAL.- "LAS PARTES" reconocen el instrumento de Contraloría Social como una práctica de transparencia y control de rendición de cuentas, conforme a lo dispuesto en el numeral 10.2 de las "REGLAS DE OPERACIÓN" y el Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos para la Promoción y Operación de la Contraloría Social en los Programas Federales de Desarrollo Social, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de octubre de 2016.

NOVENA.- REPRESENTANTES DE "LAS PARTES".- Para la adecuada operación de las actividades a que se refiere el presente Instrumento Jurídico y a efecto de que en forma conjunta supervisen la realización del proyecto, "LAS PARTES" designan al respecto a los siguientes representantes:

"DIF NACIONAL"	L.A.E. RICARDO ÁNGEL PÉREZ GARCÍA. DIRECTOR GENERAL DE ALIMENTACIÓN Y DESARROLLO COMUNITARIO.
"DIF ESTATAL"	M. EN C. RUTH EBERGENYI VÁZQUEZ DIRECTORA DE ASISTENCIA ALIMENTARIA Y DESARROLLO COMUNITARIO

Los representantes titulares podrán designar suplentes, quienes deberán contar con facultades para tomar decisiones, los cuales deberán ser cuando menos del nivel jerárquico inferior siguiente al del representante titular, cuidándose que sea homogéneo y adecuado para garantizar la ejecución de las decisiones adoptadas.

DÉCIMA.- SUSPENSIÓN O CANCELACIÓN DE LA ENTREGA DE LOS APOYOS.- "DIF ESTATAL" acepta que en caso de incumplimiento a lo establecido en el presente Convenio, particularmente de las obligaciones a su cargo, "DIF NACIONAL", atendiendo a la gravedad y origen del incumplimiento, podrá suspender temporalmente o cancelar definitivamente, ya sea total o parcialmente, la entrega de los apoyos asignados al proyecto materia de este Convenio.

Son causas de suspensión o cancelación, además, las siguientes:

a) Cuando "DIF ESTATAL" no aplique los apoyos entregados para los fines aprobados;

b) Cuando "DIF ESTATAL" incumpla con la ejecución del proyecto objeto de apoyo;

c) Cuando "DIF ESTATAL" no acepte la realización de visitas de supervisión e inspección, cuando así lo soliciten "DIF NACIONAL", los Órganos Fiscalizadores Federales competentes o cualquier otra autoridad competente o autorizada, con el fin de verificar la correcta aplicación de los apoyos otorgados;

d) Cuando "DIF ESTATAL" no entregue a la Dirección General de Alimentación y Desarrollo Comunitario de "DIF NACIONAL" los informes y la documentación que acredite los avances y la conclusión de los compromisos y conceptos del proyecto;

e) Cuando "DIF ESTATAL" presente información falsa sobre los conceptos de aplicación y los finiquitos de los conceptos apoyados;

f) La inviabilidad del proyecto, en razón de alteración o cambio en las condiciones sobre la producción, organización, mercado, financieras o técnicas, entre otras;

g) La existencia de duplicidad de apoyos a conceptos idénticos de otros programas o fondos federales;

h) Cuando existan adecuaciones a los calendarios de gasto público o disminución grave de ingresos públicos que afecten de manera determinante el presupuesto autorizado;

i) Cuando "DIF NACIONAL", o un órgano de fiscalización detecten desviaciones o incumplimientos en el ejercicio de los recursos; y

j) En general, cuando exista incumplimiento de los compromisos establecidos en el presente Convenio, las "REGLAS DE OPERACIÓN" y las disposiciones que derivan de éstas.

"DIF ESTATAL" acepta que ante la suspensión o cancelación de la entrega de los apoyos, deberá reintegrar a la Tesorería de la Federación la totalidad de los recursos otorgados, así como los rendimientos financieros u otros conceptos generados, una vez que "DIF NACIONAL" haya solicitado dicha devolución.

DÉCIMA PRIMERA.- CONTROL Y VIGILANCIA.- El control, vigilancia y evaluación de los recursos públicos federales a que se refiere el presente Convenio, corresponderá indistintamente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, los Órganos Fiscalizadores Federales competentes, y demás autoridades conforme al ámbito material de competencia otorgado en las disposiciones jurídicas aplicables.

Con el fin de verificar la correcta aplicación de los apoyos otorgados y el cumplimiento de las obligaciones a cargo de "DIF ESTATAL", a partir de la firma de este Convenio "DIF NACIONAL" o las Unidades Administrativas de éste, podrán ordenar la realización de visitas de supervisión, sin perjuicio de las facultades y atribuciones de los Órganos Fiscalizadores Federales competentes o cualquier otra autoridad competente.

DÉCIMA SEGUNDA.- TRANSPARENCIA.- "LAS PARTES" convienen en promover y fomentar la transparencia de la asignación y ejercicio de los recursos destinados al apoyo del proyecto a que se refiere el presente Convenio. Consecuentemente, promoverán la publicación del padrón de beneficiarios y del proyecto apoyado, así como sus avances físico-financieros en las páginas electrónicas oficiales de Internet que tengan disponibles; los datos personales de los beneficiarios serán protegidos en términos de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones jurídicas aplicables.

CONVENCIONES GENERALES

DÉCIMA TERCERA.- RELACIÓN LABORAL.- El personal de cada una de "LAS PARTES" que sea designado para la realización de cualquier actividad relacionada con este Convenio permanecerá en forma absoluta bajo la dirección y dependencia de la parte con la cual tiene establecida su relación laboral, mercantil, civil, administrativa o cualquier otra, por lo que no se creará una subordinación de ninguna especie con la parte opuesta, ni operará la figura jurídica de patrón sustituto o solidario; lo anterior, con independencia de estar prestando sus servicios fuera de las instalaciones de la entidad por la que fue contratada o realizar labores de supervisión de los trabajos que se realicen.

DÉCIMA CUARTA.- VIGENCIA.- El presente Convenio tendrá una vigencia a partir de la fecha de su firma y hasta el 31 de diciembre de 2017, pudiendo darse por terminado anticipadamente, mediante escrito libre que contenga una manifestación explícita de que se desea terminar anticipadamente el Convenio, con los datos generales de la parte que desea terminar el Convenio, con por lo menos treinta días hábiles de anticipación, en el entendido de que las actividades que se encuentren en ejecución deberán ser concluidas salvo acuerdo en contrario.

DÉCIMA QUINTA.- MINISTRACIÓN DEL RECURSO.- En cumplimiento a las disposiciones contenidas en el Artículo 75 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, la ministración del recurso podrá otorgarse a partir de la fecha de firma del presente Convenio, hasta el día 30 de noviembre de 2017.

No obstante lo anterior las "LAS PARTES", estarán sujetas a lo publicado anualmente en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal correspondiente, a las disposiciones y recomendaciones hechas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Publico así como a las demás autoridades competentes que para tal efecto emitan.

DÉCIMA SEXTA.- MODIFICACIONES.- Las modificaciones o adiciones que se realicen al presente Convenio, serán pactadas de común acuerdo entre "LAS PARTES" y se harán constar por escrito, surtiendo sus efectos a partir del momento de su suscripción.

DÉCIMA SÉPTIMA.- DIFUSIÓN.- "LAS PARTES", por los medios de difusión más convenientes, promoverán y divulgarán entre los promotores, ejecutores, responsables de los proyectos e interesados en general, las características, alcances y resultados de la coordinación prevista en el presente Convenio.

DÉCIMA OCTAVA.- CONTROVERSIAS.- En caso de suscitarse algún conflicto o controversia con motivo de la interpretación y/o cumplimiento del presente Convenio, "LAS PARTES" lo resolverán de común acuerdo, de no lograrlo, acuerdan someterse expresamente a la jurisdicción de los Tribunales Federales competentes, radicados en la Ciudad de México, renunciando desde este momento al fuero que les pudiera corresponder en razón de su domicilio presente o futuro, o por cualquier otra causa.

DÉCIMA NOVENA.- PUBLICACIÓN.- De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Planeación, el presente Convenio será publicado en el Diario Oficial de la Federación.

Enteradas las partes de los términos y alcances legales del presente Convenio de Coordinación, lo firman en cinco tantos en la Ciudad de México a los 27 días del mes de julio de 2017.- Por el DIF Nacional: el Jefe de la Unidad de Atención a Población Vulnerable, **Ismael Ordóñez Hernández**.- Rúbrica.- El Director General de Alimentación y Desarrollo Comunitario, **Ricardo Ángel Pérez García**.- Rúbrica.- Por el DIF Estatal: la Directora General, **Silvia Elena Parrao Arceo**.- Rúbrica.

CONVENIO de Coordinación que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Sonora, para la operación, mantenimiento y actualización de la información proporcionada al Registro Nacional de Centros de Atención Infantil (RENCAI).

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO DE COORDINACIÓN QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO DENOMINADO "DIF NACIONAL", REPRESENTADO POR EL MTRO. ISMAEL ORDÓNEZ HERNÁNDEZ, EN SU CARÁCTER DE JEFE DE LA UNIDAD DE ATENCIÓN A POBLACIÓN VULNERABLE; Y POR LA OTRA, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE SONORA, EN ADELANTE "DIF SONORA", REPRESENTADO POR LA MTRA. KARINA TERESITA ZÁRATE FÉLIX, EN SU CARÁCTER DE DIRECTORA GENERAL; A QUIENES CUANDO ACTÚEN DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES", DE CONFORMIDAD CON LOS SIGUIENTES ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS:

ANTECEDENTES

I. La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos señala en su artículo 4o. que "En todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá con el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos. Las niñas y los niños tienen derecho a la satisfacción de sus necesidades de alimentación, salud, educación y sano esparcimiento para su desarrollo integral. Este principio deberá guiar el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez", destacando a la protección de los derechos de la infancia como el bien jurídicamente tutelado, aunado al reconocimiento de las niñas y los niños como sujetos del mismo, vinculando al desarrollo integral de la niñez con la satisfacción de las necesidades de salud, educación y alimentación, como parte de los derechos sociales inherentes a la infancia, asimismo, en su artículo 3o. destaca el criterio que orientará a la educación, el cual se basará, entre otros, en los siguientes incisos:

c) Contribuirá a la mejor convivencia humana, a fin de fortalecer el aprecio y respeto por la diversidad cultural, la dignidad de la persona, la integridad de la familia, la convicción del interés general de la sociedad, los ideales de fraternidad e igualdad de derechos de todos, evitando los privilegios de razas, de religión, de grupos, de sexos o de individuos, y;

d) Será de calidad, con base en el mejoramiento constante y el máximo logro académico de los educandos;

II. En el mismo tenor, la Convención sobre los Derechos del Niño, adoptada por la Asamblea General de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por la Cámara de Senadores del H. Congreso de la Unión de los Estados Unidos Mexicanos el 19 de junio de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación de fecha 31 de julio de 1990, define los derechos mínimos que los Estados Partes deben garantizar a las niñas y los niños, con la finalidad de asegurarles un nivel de vida acorde con su condición, tendiente a propiciar su desarrollo integral.

III. Como obligaciones relevantes del Estado Mexicano consignadas en la Convención sobre los Derechos del Niño, en su carácter de Estado Parte, se tiene:

- En todas las medidas concernientes a los niños, que tomen las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas y los órganos legislativos, una consideración primordial será la atención al interés superior del niño (artículo 3, numeral 1);
- Asegurar a las niñas y los niños la protección y el cuidado necesarios para su bienestar, tomando para ello las medidas legislativas y administrativas necesarias, y considerando los derechos y deberes de sus padres, tutores u otras personas responsables de ellas y ellos ante la Ley (artículo 3, numeral 2);
- Asegurar que las instituciones, servicios y establecimientos encargados del cuidado o la protección de las niñas y los niños, cumplan las normas establecidas por las autoridades competentes, especialmente en materia de seguridad, sanidad, número y competencia de su personal, así como en relación con la existencia de una supervisión adecuada (artículo 3, numeral 3);
- Adoptar todas las medidas administrativas, legislativas y de otra índole para dar efectividad a los derechos reconocidos por la Convención en comento, y en lo que respecta a los derechos económicos, sociales y culturales, el protegerlos hasta el máximo de sus recursos económicos, sociales y culturales disponibles y cuando sea necesario, dentro del marco de la cooperación internacional (artículo 4);

- Reconocer que todas las niñas y los niños tienen el derecho intrínseco a la vida, debiéndose garantizar en la máxima medida posible, su supervivencia y su desarrollo (artículo 6);
- Adoptar todas las medidas apropiadas para que las niñas y los niños cuyos padres trabajan tengan derecho a beneficiarse de los servicios e instalaciones de cuidado infantil que reúnan las condiciones requeridas (artículo 18, numeral 3).

IV. En congruencia con lo anterior, se publicó el día 24 de octubre de 2011 en el Diario Oficial de la Federación, la Ley General de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil, en lo sucesivo referida como "LA LEY", teniendo como objetivo el establecer la concurrencia entre la Federación, los Estados, los Municipios, la Ciudad de México y los órganos político-administrativos de sus demarcaciones, así como la participación de los sectores privado y social, en materia de prestación de servicios para la atención, cuidado y desarrollo integral infantil, garantizando el acceso de las niñas y los niños a dichos servicios en condiciones de igualdad, calidad, calidez, seguridad y protección adecuadas, promoviendo el ejercicio pleno de sus derechos.

En el artículo 8 de "LA LEY" se establece que los Centros de Atención son: "Espacios, cualquiera que sea su denominación de modalidad pública, privada o mixta, donde se prestan servicios para la atención, cuidado y desarrollo integral infantil en un marco de ejercicio pleno de los derechos de niñas y niños desde los cuarenta y tres días de nacido".

V. Asimismo, "LA LEY" instituye el Registro Nacional de Centros de Atención Infantil, en adelante el "RENCAI", definiéndolo como el Catálogo público de los Centros de Atención, bajo cualquier modalidad y tipo en el territorio nacional, el cual se organizará conforme a lo dispuesto por el Reglamento a "LA LEY", teniendo como objeto, entre otros, el concentrar la información de los Centros de Atención Infantil de los sectores público, social y privado que presten servicios para la atención, cuidado y desarrollo integral infantil, debiendo orientarse por los principios de máxima publicidad, transparencia y legalidad, en cumplimiento de las disposiciones en materia de rendición de cuentas.

VI. De conformidad con el artículo 28 del Reglamento de "LA LEY", la operación, mantenimiento y actualización del "RENCAI" estará a cargo de "DIF NACIONAL".

VII. En cumplimiento de lo señalado por el artículo 32 del Reglamento de "LA LEY", "DIF NACIONAL", publicó en el Diario Oficial de la Federación de fecha 28 de marzo de 2014, los "Lineamientos Generales que deberán observar los Responsables de la Operación, Mantenimiento y Actualización de los Registros Estatales de Centros de Atención para proporcionar información al Registro Nacional de Centros de Atención Infantil (RENCAI)", en adelante "LOS LINEAMIENTOS", con la finalidad de regular el funcionamiento y operación de dicho registro, siendo de observancia general para las entidades federativas que otorguen permiso, licencia o autorización, para instalar y operar uno o varios Centros de Atención Infantil en cualquier modalidad y tipo, todo ello mediante la suscripción de Convenios de Coordinación con los Registros Estatales, de conformidad con el artículo 30 del Reglamento de "LA LEY".

VIII. Por su parte, en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, Meta Nacional II, "México Incluyente", punto II.2, Plan de acción: "Integrar una sociedad con equidad, cohesión social e igualdad de oportunidades"; se enfatiza en la idea de transitar hacia una sociedad equitativa e incluyente, planteando la generación de esquemas de desarrollo comunitario con un mayor grado de participación social, buscando articular políticas que atiendan de manera específica cada etapa del ciclo de vida de la población, buscando garantizar los derechos de la infancia a través de un mejor diseño institucional y programático, además del incremento de la inversión en el bienestar de los más pequeños de acuerdo con el principio del interés superior del niño establecido en la legislación nacional e internacional.

DECLARACIONES

I. "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004, respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 El Jefe de la Unidad de Atención a Población Vulnerable se encuentra facultado para celebrar el presente convenio de conformidad con lo previsto por los artículos 14 fracciones XXV y XXVII y 15 fracciones IX y XI del Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de mayo de 2016.

I.3 De conformidad con lo señalado en el artículo 28 del Reglamento de "LA LEY", funge como responsable de la operación, mantenimiento y actualización del "RENCAI"

I.4 Señala como domicilio legal para todos los efectos de este Convenio, el ubicado en Avenida Emiliano Zapata número 340, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, Ciudad de México.

II. "DIF SONORA" declara que:

II.1 Es un Organismo Público Descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios, sectorizado de la Secretaría de Salud Pública del Gobierno del Estado de Sonora, conforme a lo que establece el artículo 13 de la Ley de Asistencia Social publicada en el Boletín Oficial del Estado el 16 de junio de 1986.

II.2 Tiene entre sus objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que en la materia le confieran las disposiciones aplicables.

II.3 La Maestra Karina Teresita Zárate Félix es Directora General del Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Sonora, lo cual acredita con nombramiento folio 03.01.1/D-60/15 de fecha 13 de septiembre de 2015, expedido por la Gobernadora Constitucional del Estado de Sonora, Licenciada Claudia Artemiza Pavlovich Arrellano.

II.4 Cuenta con las facultades necesarias para suscribir el presente Convenio, de conformidad con lo establecido en el Artículo 25 fracciones II y V, de la Ley No. 35 de Asistencia Social publicada en el Boletín Oficial del Estado el 16 de junio de 1986.

II.5 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente convenio, el ubicado en Boulevard Luis Encinas sin número, Colonia San Benito, Código Postal 83190, en Hermosillo, Sonora.

III. "LAS PARTES" declaran conjuntamente que:

III.1 Con base en lo antes expuesto y con fundamento en lo establecido en los artículos 3o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 3, 4, 6, 18 y demás relativos y aplicables de la Convención sobre los Derechos del Niño; 1, 8 fracción XI, 34, 35 y 38 de la Ley General de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil; 28, 32, 33, 34, 35 y 36 de la Ley de Planeación; 28, 29, 30, 31 y 32 del Reglamento de la Ley General de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil; 14 fracciones XXV y XXVII, 15 fracciones IX y XI del Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia; y los "Lineamientos Generales que deberán observar los Responsables de la Operación, Mantenimiento y Actualización de los Registros Estatales de Centros de Atención Infantil "(RENCAI)", "LAS PARTES" celebran el presente Convenio de Coordinación y están de acuerdo en sujetarse a las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA.- El objeto del presente Convenio es establecer las bases y procedimientos de coordinación entre "LAS PARTES", para la integración y funcionamiento del "RENCAI", con la finalidad de dar cumplimiento a la Ley General de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil y su Reglamento, en el marco de los Lineamientos Generales que deberán observar los responsables de la operación, mantenimiento y actualización de los Registros Estatales de Centros de Atención para Proporcionar información al "RENCAI".

SEGUNDA.- Para conformar el "RENCAI" es necesario que "DIF SONORA", al menos proporcione la siguiente información, en parte señalada por el numeral Quinto de "LOS LINEAMIENTOS".

- Nombre del Centro de Atención Infantil;
- Fecha de inicio de operaciones;
- Estatus (en el caso de actualización semestral señalar si está activo, inactivo o se dio de baja);
- Turno;
- Modalidad (pública, privada o mixta);
- Ámbito (federal o estatal);

- Registro Estatal;
- Dependencia;
- Modelo de Atención;
- Capacidad instalada;
- Capacidad ocupada;
- Detalle de población por género (femenino o masculino);
- Dirección completa (Calle, Número exterior e interior, Colonia, Localidad, Municipio, Estado, Código Postal y otros);
- Detalle de población por rango de edad;
- Nombre del responsable del Centro de Atención Infantil;
- CURP del responsable del Centro de Atención Infantil;
- Identificación, en su caso, del representante legal.
- Personas laborando en el Centro de Atención Infantil;
- Atención a niñas y niños con discapacidad;
- Cuenta con Asociaciones de Padres de Familia.

Información de Protección Civil:

- Cuenta con Programa Interno de Protección Civil, y
- Dependencia que realizó el dictamen de Protección Civil.

TERCERA.- El "RENCAI" concentrará la información señalada en el numeral que antecede, de conformidad con lo señalado por el artículo 30 fracciones I, II y III del Reglamento de "LA LEY" y el numeral Décimo Cuarto de "LOS LINEAMIENTOS", apegándose a lo siguiente:

- Los registros de nuevos Centros de Atención deberán ser notificados al Registro Nacional, dentro de los veinte días hábiles siguientes a que se haya realizado el mismo.
- La información correspondiente a los registros ya existentes, deberá ser actualizada cada seis meses.
- Los Registros Estatales, serán responsables de la información que remitan al Registro Nacional.
- Durante el mes de julio de cada año, se registrarán los movimientos de los Centros de Atención Infantil que hayan sufrido cambios en el periodo comprendido entre los meses de enero a junio del año que se actualiza.
- Durante el mes de enero de cada año, se registrarán los movimientos de los Centros de Atención Infantil que hayan sufrido cambios en el periodo comprendido entre los meses de julio a diciembre del año próximo pasado.
- Para el caso de la primera carga de información realizada por "DIF SONORA", este último deberá considerar a todos los Centros de Atención Infantil activos a la fecha de realización de dicha carga.

CUARTA.- Para el ingreso, modificación y/o actualización de datos al "RENCAI", el responsable designado por "DIF SONORA" para dichos fines, deberá ingresar al portal electrónico del "RENCAI", disponible en la dirección electrónica: http://rencai.dif.gob.mx; accediendo al mismo mediante la clave de usuario y contraseña, las cuales serán de carácter personal e intransferible, que en su oportunidad "DIF NACIONAL" le proporcione, siendo el representante designado por "DIF SONORA" el único responsable del uso que haga de las mismas.

QUINTA.- Una vez realizada el alta de un Centro de Atención Infantil, el "RENCAI" le asignará a éste una Clave Única de Centros de Atención, en adelante "CUCA", que será única e insustituible, integrada por una combinación de caracteres alfanuméricos.

SEXTA.- De conformidad con lo señalado en el numeral Octavo de "LOS LINEAMIENTOS", la "CUCA" se conformará con la combinación de veinte caracteres alfanuméricos que se determinarán de la siguiente manera:

- Las primeras dos posiciones serán alfabéticas y serán "CA";
- Las siguientes ocho posiciones serán numéricas y corresponderán a la fecha de inicio de operaciones del Centro de Atención Infantil (AAAA/MM/DD);

- Las siguientes dos posiciones alfabéticas corresponderán a la modalidad del Centro de Atención Infantil (PR: Privada, PU: Pública o MI: Mixta);
- Las siguientes dos posiciones serán alfabéticas y corresponderán a la entidad federativa a la que corresponda el Centro de Atención Infantil, de conformidad con lo señalado en el Anexo a "LOS LINEAMIENTOS", y
- La últimas seis posiciones serán caracteres asignados por "DIF NACIONAL".

SÉPTIMA.- "LAS PARTES", en el cumplimiento del objeto del presente instrumento jurídico, se comprometen a observar de manera irrestricta las disposiciones aplicables en materia de transparencia y acceso a la información pública gubernamental y protección de datos personales.

La información referida en el presente instrumento será entregada y suministrada progresivamente por parte del "DIF SONORA" en términos de la normatividad vigente aplicable, una vez proporcionada por los diversos entes públicos locales y federales.

Asimismo "DIF NACIONAL" coadyuvará proporcionando la información de los Centros de Atención Infantil de instancias Federales integrantes del Consejo Nacional de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil como lo son:

- IMSS, ISSSTE, PEMEX, SEDENA, SEMAR Y SNDIF.
- La información será referente a: nombre del centro, turno, modalidad, dependencia, modelo de atención, entidad federativa, municipio o delegación, código postal, colonia, capacidad ocupada y capacidad instalada, misma que permitirá a "DIF SONORA" identificar estos centros para la integración de su Registro Estatal.

OCTAVA.- Para la adecuada operación de las actividades a que se refiere el presente Instrumento Jurídico, "LAS PARTES" designan al respecto a los siguientes representantes:

"DIF NACIONAL"	Dirección General de Prestación de Servicios para la Atención, Cuidado y Desarrollo Integral Infantil.
"DIF SONORA"	Coordinación General de Operación

Los representantes titulares podrán designar suplentes, quienes deberán contar con facultades para tomar decisiones, los cuales deberán ser cuando menos del nivel jerárquico inferior siguiente al del representante titular, cuidándose que sea homogéneo y adecuado para garantizar la ejecución de las decisiones adoptadas.

NOVENA.- El personal de cada una de "LAS PARTES" que sea designado para la realización de cualquier actividad relacionada con el presente Convenio, permanecerá en forma absoluta bajo la dirección y dependencia de la parte con la cual tiene establecida su relación laboral, mercantil, civil, administrativa o cualquier otra índole, por lo que no se creará una subordinación de ninguna especie con la parte opuesta, ni operará la figura jurídica de patrón sustituto o solidario; lo anterior con independencia de estar prestando sus servicios fuera de las instalaciones de la entidad por la que fue contratada o realizar labores de supervisión de los trabajos que se realicen.

DÉCIMA.- El presente Convenio tendrá una vigencia indefinida a partir de la fecha de su formalización.

DÉCIMA PRIMERA.- El presente Convenio se podrá dar por terminado de manera anticipada por cualquiera de "LAS PARTES", mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

DÉCIMA SEGUNDA.- Las modificaciones o adiciones que se realicen al presente Convenio, serán pactadas de común acuerdo entre "LAS PARTES" y se harán constar por escrito, surtiendo sus efectos a partir del momento de su suscripción.

DÉCIMA TERCERA.- En caso de suscitarse algún conflicto o controversia con motivo de la interpretación y/o cumplimiento del presente Convenio, "LAS PARTES" lo resolverán de común acuerdo; de no lograrlo, acuerdan someterse expresamente a la jurisdicción de los Tribunales Federales competentes con residencia en la Ciudad de México, renunciando desde este momento al fuero que les pudiera corresponder en razón de su domicilio presente o futuro, o por cualquier otra causa.

DÉCIMA CUARTA.- De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Planeación, el presente convenio será publicado en el Diario Oficial de la Federación.

Enteradas las partes de los términos y alcances legales del presente Convenio de Coordinación, lo firman libre de vicios en la voluntad, tales como error, dolo, mala fe, lesión o violencia, en cinco tantos en la Ciudad de México, a los 27 días del mes de noviembre de 2017.- Por el DIF Nacional: el Jefe de la Unidad de Atención a Población Vulnerable, **Ismael Ordóñez Hernández**.- Rúbrica.- Por el DIF Sonora: la Directora General, **Karina Teresita Zárate Félix**.- Rúbrica.

BANCO DE MEXICO

TIPO de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

TIPO DE CAMBIO PARA SOLVENTAR OBLIGACIONES DENOMINADAS EN MONEDA EXTRANJERA PAGADERAS EN LA REPÚBLICA MEXICANA

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos; 35 de la Ley del Banco de México, así como 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México, y según lo previsto en el Capítulo V del Título Tercero de su Circular 3/2012, informa que el tipo de cambio obtenido el día de hoy fue de $19.3433 M.N. (diecinueve pesos con tres mil cuatrocientos treinta y tres diezmilésimos moneda nacional) por un dólar de los EE.UU.A.

La equivalencia del peso mexicano con otras monedas extranjeras se calculará atendiendo a la cotización que rija para estas últimas contra el dólar de los EE.UU.A., en los mercados internacionales el día en que se haga el pago. Estas cotizaciones serán dadas a conocer, a solicitud de los interesados, por las instituciones de crédito del país.

Atentamente,

Ciudad de México, a 11 de enero de 2018.- BANCO DE MÉXICO: El Director de Disposiciones de Banca Central, **Mario Ladislao Tamez López Negrete**.- Rúbrica.- El Director de Operaciones Nacionales, **Juan Rafael García Padilla**.- Rúbrica.

TASAS de interés interbancarias de equilibrio.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

TASAS DE INTERÉS INTERBANCARIAS DE EQUILIBRIO

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México y de conformidad con el procedimiento establecido en el Capítulo IV del Título Tercero de su Circular 3/2012, informa que las Tasas de Interés Interbancarias de Equilibrio en moneda nacional (TIIE) a plazos de 28 y 91 días obtenidas el día de hoy, fueron de 7.6299 y 7.6768 por ciento, respectivamente.

Las citadas Tasas de Interés se calcularon con base en las cotizaciones presentadas por las siguientes instituciones de banca múltiple: BBVA Bancomer, S.A., HSBC México S.A., Banco Nacional de México S.A., Banco Inbursa S.A., Banco J.P. Morgan S.A., Banco Credit Suisse (México), S.A. y Banco Mercantil del Norte S.A.

Ciudad de México, a 11 de enero de 2018.- BANCO DE MÉXICO: El Director de Disposiciones de Banca Central, **Mario Ladislao Tamez López Negrete**.- Rúbrica.- El Director de Operaciones Nacionales, **Juan Rafael García Padilla**.- Rúbrica.

COSTO de captación a plazo de pasivos denominados en dólares de Estados Unidos de América, a cargo de las instituciones de banca múltiple del país (CCP-Dólares).

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

COSTO DE CAPTACIÓN A PLAZO DE PASIVOS DENOMINADOS EN DÓLARES DE ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, A CARGO DE LAS INSTITUCIONES DE BANCA MÚLTIPLE DEL PAÍS (CCP – Dólares).

El Banco de México, con fundamento en los artículos 8o. y 10 del Reglamento Interior del Banco de México, y según lo dispuesto por su resolución publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de mayo de 1996, informa que el costo de captación a plazo de pasivos denominados en dólares de Estados Unidos de América, a cargo de las instituciones de banca múltiple del país (CCP-Dólares), expresado en por ciento anual, fue de 4.22 (cuatro puntos y veintidós centésimas) en diciembre de 2017.

Ciudad de México, a 11 de enero de 2018.- BANCO DE MÉXICO: El Gerente de Información del Sistema Financiero, **Mario Alberto Reyna Cerecero**.- Rúbrica.- El Director de Disposiciones de Banca Central, **Mario Ladislao Tamez López Negrete**.- Rúbrica.

CÓDIGO de Ética del Banco de México.

Al margen un logotipo, que dice: Banco de México.

CÓDIGO DE ÉTICA DEL BANCO DE MÉXICO

Noviembre 2017

Los servidores públicos del Banco de México debemos cumplir en nuestro desempeño con los siguientes principios establecidos en los artículos 5 de la Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción y 7 de la Ley General de Responsabilidades Administrativas:

1. **Legalidad**
2. **Objetividad**
3. **Profesionalismo**
4. **Honradez**
5. **Lealtad**
6. **Imparcialidad**
7. **Eficiencia**
8. **Eficacia**
9. **Equidad**
10. **Transparencia**
11. **Economía**
12. **Integridad**
13. **Competencia por mérito**
14. **Disciplina**
15. **Rendición de cuentas**

Para que continuemos mereciendo la confianza de la sociedad y logremos cumplir cabalmente con la misión[1] y visión[2] institucional, debemos estar conscientes permanentemente de la responsabilidad, altas expectativas y satisfacción que trae consigo el trabajo que desarrollamos en Banco de México.

Es por ello que nuestro Código de Ética refleja, además de los principios que la ley nos impone respetar en el servicio público, otros que hemos decidido formalizar como rectores de la conducta de quienes conformamos este Instituto Central y que nos distinguen en nuestra actuación diaria, de acuerdo con altos estándares éticos y reflejan cabalmente el compromiso que tenemos con la sociedad:

- ✓ **RESPONSABILIDAD**

  En el desempeño de nuestro empleo, cargo o comisión, cumplimos con los compromisos que asumimos tendientes a lograr la Misión y Visión Institucional, reconociendo y aceptando las consecuencias de las decisiones que tomamos, así como de los actos que llevamos a cabo. De igual forma, cuidamos de la información a la que tenemos acceso y actuamos con sobriedad y prudencia.

- ✓ **IGUALDAD**

  Entendemos la igualdad como un principio transversal de los derechos humanos inherente a toda persona que, a su vez, asume la diferencia como una expresión de la diversidad humana. Por tanto, desempeñamos nuestras funciones sin distinción, preferencia, excepción, limitación o exclusión, por motivos de: origen étnico; color de piel; sexo; género; edad; discapacidades; características genéticas; embarazo; apariencia física; condición social, económica, de salud o jurídica; religión; nacionalidad; situación migratoria; cultura; idioma; lengua; opiniones; preferencias sexuales; identidad o filiación política o sindical; estado civil; situación familiar; responsabilidades familiares; o cualquier otro motivo por el cual se ejerza una discriminación que atente contra la dignidad humana y tenga por consecuencia anular o menoscabar derechos y libertades de las personas. Asimismo, actuamos con respeto, es decir con la consideración que se tiene hacia toda persona, en la que se otorga sin excepción alguna un trato digno y cordial que respeta derechos, libertades, creencias y preferencias.

- ✓ **INTERÉS PÚBLICO**

  Estamos conscientes de la confianza que la sociedad nos ha depositado para el cumplimiento del mandato constitucional del Banco de México, por lo que nuestras actividades se encaminan en todo momento a la atención de las necesidades y demandas de la colectividad, por encima de intereses y beneficios particulares.

---

1 El Banco de México tiene el objetivo prioritario de preservar el valor de la moneda nacional a lo largo del tiempo y, de esta forma, contribuir a mejorar el bienestar económico de los mexicanos.

2 Ser una institución de excelencia merecedora de la confianza de la sociedad por lograr el cabal cumplimiento de su misión, por su actuación transparente, así como por su capacidad técnica y compromiso ético.

✓ **EXCELENCIA**

Nos esforzamos en el ejercicio de nuestra función, mejorando de manera permanente el desempeño del trabajo que desarrollamos.

Nuestro Código de Ética implica un compromiso integral, pues estos valores los adoptamos no solo por su significado genérico, sino como la esencia de nuestra forma de trabajar y de comportarnos tanto dentro como fuera de la Institución.

Asimismo, además de guiar la conducta de quienes conformamos el Banco de México, el presente Código es un marco de referencia que permite a las personas con las que el propio Banco tiene alguna relación, ya sea contractual, por actos de autoridad que ejerce, por servicios que presta o por cualquier otra forma, conocer los principios y valores que ellas esperarían de su personal. En ese sentido, el Banco pondrá a disposición del público en general el presente Código en su página de internet.

DISPOSICIONES GENERALES

◆ Cumplimiento de los valores y normas aplicables

Es nuestra responsabilidad conocer el contenido del presente Código y utilizarlo como guía de nuestra actuación y conducta.

Los valores contenidos en este Código de Ética no sustituyen ni modifican la validez de las disposiciones legales y normativas aplicables al Banco de México y a su personal, por lo que su observancia no nos exime del conocimiento y cumplimiento de dichas disposiciones.

◆ Constancia de recibo y compromiso de cumplimiento

El Banco de México nos entregará un ejemplar y recabará nuestra constancia de recibo y compromiso de cumplimiento del presente Código. El personal de nuevo ingreso suscribirá dicha constancia al momento de su incorporación al Banco. El compromiso de cumplimiento se refrendará periódicamente en los plazos que el Banco determine para asegurar que conocemos, comprendemos y cumplimos con nuestro Código.

◆ Disposiciones complementarias

Quienes sean titulares de las unidades administrativas que dependan directamente de la Junta de Gobierno o del Gobernador, podrán emitir disposiciones complementarias al presente Código, siempre que las mismas no se contrapongan con las contenidas en este ordenamiento y sean aprobadas por los órganos competentes.

◆ Línea de Denuncia

El Banco de México pone a nuestra disposición una línea de denuncia para que formulemos cualquier duda, queja o denuncia derivada del comportamiento contrario a los principios que rigen el servicio público y valores éticos contenidos en el presente Código. Esta línea es atendida por la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos, a través del correo electrónico etica@banxico.org.mx, mediante mensaje de voz marcando el número telefónico directo 5237.2222, o la extensión 2222 en el interior del Banco, o bien a través de los sistemas que para dichos efectos determine el Banco y dé a conocer en su oportunidad. Cabe señalar que los asuntos serán atendidos con absoluta confidencialidad e incluso pueden presentarse de manera anónima.

◆ Interpretación y Difusión

La interpretación y difusión del Código de Ética estará a cargo de la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos, quien promoverá entre el personal del Banco de México capacitación en materia de los principios que rigen el servicio público y valores contenidos en el presente Código.

Sin perjuicio de lo anterior, quienes sean titulares de las unidades administrativas del Banco serán responsables de la difusión del presente Código en sus respectivas áreas, así como de fomentar un ambiente de confianza donde el personal pueda reportar conductas contrarias al presente Código sin temor a represalias.

Aprobación y Entrada en vigor

El presente Código de Ética fue aprobado por la Comisión de Responsabilidades del Banco de México, en sesión del 29 de noviembre de 2017, con fundamento en el artículo 36, fracción IV, del Reglamento Interior del Banco de México, contando con la previa conformidad del Comité de Ética del propio Banco, dada en sesión del 16 de junio de 2017, mismo que entrará en vigor el 15 de enero de 2018.

Se abroga el Código de Ética del Banco de México aprobado por la Junta de Gobierno del propio Banco en sesión de fecha 17 de diciembre de 2009, así como sus reformas y adiciones.

El Presidente de la Comisión de Responsabilidades, **Javier Eduardo Guzmán Calafell**.- Rúbrica.- El Director General Jurídico, **Luis Urrutia Corral**.- Rúbrica.- El Director General de Contraloría y Administración de Riesgos, **Juan Manuel Sánchez Ramírez**.- Rúbrica.- El Secretario, **Humberto Enrique Ruiz Torres**.- Rúbrica.

(R.- 461183)

SECCION DE AVISOS

AVISOS JUDICIALES

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Cuarto de Distrito
Villahermosa, Tabasco
EDICTO

En el juicio de amparo 1115/2017-III, promovido por José Luis López Rosales, se ordenó emplazar por edictos al tercero interesado Jorge Arturo Álvarez Aguilar, para que si a su interés conviene, comparezca a ejercer los derechos que le correspondan en el juicio de amparo citado. En la demanda respectiva se señaló como acto reclamado el auto de vinculación a proceso de trece de julio de dos mil diecisiete, emitido en la causa penal 888/2017, del índice Juzgado de Control y Tribunal Juicio Oral de la Región Nueve de Centro, Tabasco, y otras autoridades, se señaló como autoridades responsables Juez de Control y Tribunal Juicio Oral de la Región Nueve de Centro, Tabasco, y como preceptos constitucionales violados los artículos 1, 8, 14, 16, 17, 19 y 20. Se hace del conocimiento al tercero interesado que la audiencia constitucional se encuentra señalada para las doce horas con veintitrés minutos del once horas con cinco minutos del dieciocho de diciembre de dos mil diecisiete. Queda a su disposición copia autorizada de la demanda en la Secretaría de este Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de Tabasco por el término de treinta días hábiles contado a partir del día siguiente a aquél que surta sus efectos la última publicación de los edictos.

Villahermosa, Tabasco, seis de diciembre de dos mil diecisiete:
La Secretaria.
Adriana Pascacio Díaz.
Rúbrica.

(R.- 460626)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Primero de Distrito en Materia de Amparo Civil, Administrativa y de Trabajo y de Juicios Federales en el Estado de Puebla, San Andrés Cholula, Puebla
EDICTO.

PROMUEVE: ÁMBAR LEONOR RAMOS, EN SU CARÁCTER DE APODERADA LEGAL DE MIGUEL CANTERO AMADOR.

TERCEROS INTERESADOS: SERGIO JIMÉNEZ VÁZQUEZ Y PEDRO LUNA TEPOX.

PEDRO LUNA TEPOX. En el juicio de amparo 1832/2017-VI, en auto de doce de septiembre de 2017, se admitió demanda promovida por Ámbar Leonor Ramos, en su carácter de apoderada legal de Miguel Cantero Amador, contra actos del Juez de lo Civil de Atlixco, Puebla, consistentes falta de emplazamiento al juicio 82/2016, relativo al juicio ordinario civil de desocupación por rescisión de contrato de arrendamiento y pago de rentas. Se desconoce domicilio del tercero interesado, por lo que se ordenó emplazarlo por edictos debiéndose publicar tres veces de siete en siete días en el Diario Oficial de la Federación y periódico El Universal. Presentarse a deducir sus derechos en el término de treinta días siguientes a la última publicación señalando domicilio para notificaciones personales, apercibidas que de no hacerlo, las subsecuentes, incluso personales se harán por lista, debiendo fijar en lugar avisos del Juzgado copia íntegra del auto aludido. Quedan traslados a disposición en Secretaría.

Atentamente.
San Andrés Cholula, Puebla, 07 de Diciembre de 2017.
El Secretario del Juzgado Primero de Distrito en Materia de Amparo Civil, Administrativa y de Trabajo y de Juicios Federales en el Estado de Puebla.
Lic. José Gabriel Jiménez Jiménez.
Rúbrica.

(R.- 460757)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Segundo Tribunal Colegiado en Materia Civil del Tercer Circuito
Zapopan, Jalisco
EDICTO

ALMA VILLAGRANA MARTÍNEZ
Tercera Interesada

"En cumplimiento auto siete de diciembre de dos mil diecisiete, dictado por el Presidente del Segundo Tribunal Colegiado Materia Civil Tercer Circuito, amparo directo 679/2017, promovido por José Villagrana Camarena, contra acto Quinta Sala Supremo Tribunal de Justicia Estado Jalisco y otra autoridad, se hace conocimiento que resulta carácter tercera interesada, en términos artículo 5°, fracción III, inciso b) Ley de Amparo y 315 Código Federal Procedimiento Civiles aplicado supletoriamente, se ordenó emplazar por edicto a juicio, si a su interés conviniere se apersone a través de quien legalmente lo represente, ante este tribunal colegiado, a deducir derechos dentro término treinta días, partir siguiente a ultima publicación del presente edicto; apercibido no comparecer lapso indicado, ulteriores notificaciones personales surtirán efectos por lista se publique estrados este órgano"

Para su publicación por tres veces de siete en siete días en el Diario Oficial de la Federación y en el periódico de mayor circulación en la República Mexicana, se expide la presente en la ciudad de Zapopan, Jalisco, a siete de diciembre de dos mil diecisiete. Doy fe.-

La Secretario de Acuerdos del Segundo Tribunal
Colegiado en Materia Civil del Tercer Circuito.
Licenciada Mariana Rodríguez Ahumada.
Rúbrica.

(R.- 460841)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Noveno de Distrito en Materia de Trabajo de la Ciudad de México
EDICTO: EMPLAZAMIENTO A LA TERCERA INTERESADA

Ma. de la Luz Tovar Castillo.

En el juicio de amparo 1399/2017, promovido por Prokafe Km, Sociedad Anónima de Capital Variable, contra actos de la Junta Especial Número Uno de la Local de Conciliación y Arbitraje de la Ciudad de México y Actuario adscrito, consistente en el ilegal emplazamiento al juicio laboral 1217/2015, así como las subsecuentes actuaciones; señalado como tercera interesada y al desconocerse su domicilio, el trece de septiembre de dos mil diecisiete, se ordenó su emplazamiento por edictos, que se publicarán por tres veces, de siete en siete días, en el Diario Oficial de la Federación y en uno de los periódicos de mayor circulación en la República Mexicana. **Se le hace saber** que debe presentarse dentro del término de **treinta días**, contados a partir del siguiente al de la última publicación de tales edictos, ante este juzgado a hacer valer sus derechos y señalar domicilio para recibir notificaciones, apercibido que de no hacerlo se continuará el juicio y las subsecuentes notificaciones, aun las de carácter personal, se le harán por lista. Queda a su disposición en la Secretaría de este Órgano Jurisdiccional copia simple de la demanda de garantías.

Ciudad de México, 08 de diciembre de 2017.
Secretaria del Juzgado Noveno de Distrito en Materia de Trabajo en la Ciudad de México.
Licenciada Christian del Rosario Salinas Álvarez.
Rúbrica.

(R.- 460934)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Segundo de Distrito en el Estado
San Luis Potosí
Juicio de Amparo 492/2017-I
EDICTO

ROBERTO MARIO ALVELAIS DIAZ Y
SILVESTRA CORONADO RODRIGUEZ.

En el Juicio de Amparo **492/2017-I**, del índice del **Juzgado Segundo de Distrito en el Estado de San Luis Potosí**, promovido por SANJUANA CORONADO RODRIGUEZ, contra actos del **Juez Cuarto de Distrito en el Estado, en esta ciudad y otra autoridad**, se dictó un auto por el que se ordena su emplazamiento a dicho juicio de amparo, para que en su carácter de terceros interesados, comparezcan a defender sus derechos a la audiencia constitucional señalada para las **DIEZ HORAS CON TREINTA Y CINCO MINUTOS DEL VEINTIOCHO DE DICIEMBRE DE DOS MIL DIECISIETE,** haciéndoles saber que el acto reclamado en la demanda con la que se inició el juicio constitucional de referencia, se hace consistir en: ***"la orden de desalojo del bien inmueble ubicado en la calle Colon número 115 del municipio de Charcas, S.L.P. … De la autoridad señalada como ejecutora reclamo el ilegal desalojo realizado en el domicilio de mi propiedad;"*** haciéndole saber a los referidos terceros interesados, que deberán presentarse dentro del término de **treinta días** contados a partir del siguiente al de la última publicación, quedando a su disposición, en la secretaría del juzgado, copia del escrito de demanda.

Asimismo, se les previene para que señalen domicilio para oír y recibir notificaciones en esta ciudad,

dentro del término de **tres días** siguientes a que fenezcan los treinta días que se les conceden, apercibidos que de no hacerlo, las subsecuentes comunicaciones que deban ser personales, les serán practicadas por medio de lista que se publique en los estrados de este juzgado.

Para publicarse conforme a lo ordenado, por tres veces de siete en siete días, en el Diario Oficial de la Federación, y uno de los diarios de mayor circulación en la República Mexicana.

Atentamente.
San Luis Potosí, S.L.P. 14 de diciembre de 2017.
Secretaria del Juzgado Segundo de Distrito en el Estado.
Gabriela Hernández Hernández.
Rúbrica.

(R.- 461015)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Segundo de Distrito en Materia de Trabajo en la Ciudad de México
EDICTO.

Por auto de trece de diciembre de dos mil diecisiete, se ordenó emplazar a la tercera interesada Erika Paredes López, mediante edictos, publicados por tres veces, de siete en siete días, para que comparezca a este Juzgado dentro del término de treinta días a partir del siguiente al de la última publicación; quedando a su disposición en la Secretaría de este Juzgado copia de la demanda de amparo relativa al juicio de amparo 1817/2017-IV-C, promovido por Francisco Javier Díaz Cruz, apoderado de BBVA Bancomer Operadora, Sociedad Anónima de Capital Variable, contra actos de el Junta Especial Número Nueve Bis de la Federal de Conciliación y Arbitraje Presidente y Actuario adscritos; se le informa que deberá señalar domicilio para oír y recibir notificaciones en esta ciudad, apercibida que de no hacerlo, las subsecuentes, aún las de carácter personal, se le harán por medio de lista que se publica en este órgano jurisdiccional, conforme al artículo 26 de la Ley de Amparo.

Atentamente
Ciudad de México, a veinte de diciembre de 2017.
El Secretario del Juzgado Segundo de Distrito en Materia de Trabajo en la Ciudad de México.
Juan Carlos Texta Méndez
Rúbrica.

(R.- 461191)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Sexto de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México
EDICTO.

En el juicio de amparo número **947/2017-VII,** promovido por **Elba Patricia García Aranda;** contra actos de la **Novena Sala Civil del Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México;** en la que se reclamó la sentencia de treinta de agosto de dos mil diecisiete, dictada en el toca 497/2017; no se cuenta con el domicilio **cierto y actual** en donde pudiera ser emplazada a éste, la tercera interesada **TERESA RAMÍREZ GUERRERO,** pese a que, se agotaron todas las investigaciones y gestiones a las que este juzgado tiene acceso para localizar el domicilio de dicha persona; en consecuencia, se ha ordenado emplazarla por medio de edictos, con fundamento en el **artículo 27, fracción III, inciso b), de la Ley de Amparo;** quedando a disposición de dicha tercera interesada, en la Secretaría de este **JUZGADO SEXTO DE DISTRITO EN MATERIA CIVIL EN LA CIUDAD DE MÉXICO,** copia simple de la demanda respectiva; asimismo, se hace de su conocimiento que cuenta con un término de **treinta días,** que se computarán a partir de la última publicación de los edictos de mérito, para que ocurra ante este órgano de control constitucional a hacer valer sus derechos si a su interés conviniere y señale domicilio para **oír y recibir** notificaciones en esta **Ciudad de México,** apercibida de que en caso de no hacerlo, las ulteriores notificaciones, aún las de carácter personal se le hará por medio de lista de acuerdos que se publica en este órgano jurisdiccional.

Atentamente.
Ciudad de México, 26 de diciembre de 2017.
La Secretaria del Juzgado Sexto de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México.
Lic. Elsa Rodríguez Balderas.
Rúbrica.

(R.- 461192)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Décimo Segundo de Distrito
en el Estado de Veracruz

con residencia en Córdoba
EDICTO

José Karam Jiménez, por si y en su calidad de representante legal de la empresa denominada RIVACOL S.A de C.V, Jorge Mauricio Colorado Torres y Alan Rivas Ficachi.

En los autos del presente juicio de amparo número **621/2017**, promovido por Gilberto Perea Carmona y María Delia Álvarez Mendoza, contra actos del **Juez de Control y de Enjuiciamiento de Primera Instancia del Distrito Judicial de Zongolica, Veracruz,** cuyo acto reclamado se hace consistir en la resolución emitida el veintinueve de mayo de dos mil diecisiete, mediante la cual confirmó la determinación del Fiscal Investigador de no ejercicio de la acción penal; en virtud de ignorarse sus domicilios, con fundamento en el artículo 315 del Código Federal de Procedimientos Civiles, de aplicación supletoria en vista de lo prevenido, por el numeral 2º de la Ley de Amparo, en proveído de **veintiocho de noviembre de dos mil diecisiete**, se ordenó emplazarlos por este medio como parte **tercero** i**nteresada**; haciéndole de su conocimiento que puede apersonarse dentro del término de **TREINTA DÍAS,** contados a partir del día siguiente de la última publicación, y que está a su disposición en la Secretaría de éste Juzgado la copia correspondiente a la demanda de amparo. **Apercibidos** que de no comparecer dentro de dicho término por si, por conducto de su apoderado legal o gestor que pueda representarlos, se seguirá el juicio sin su intervención y las ulteriores notificaciones, aún las de carácter personal se les realizarán por medio de lista de acuerdos.

Córdoba, Veracruz, a veintiocho de noviembre de dos mil diecisiete.
La Secretaria del Juzgado Décimo Segundo de Distrito en el Estado de Veracruz,
con residencia en esta Ciudad de Córdoba.
Licenciada Tania Isabel López Alfonso.
Rúbrica.

(R.- 460755)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Decimocuarto de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México
EDICTOS.

Martha Cecilia Argüello de Ponce y/o Martha Cecilia Argüello Jarquín de Ponce.
PRESENTE:

En los autos del juicio de amparo **1099/2017-III,** del índice del Juzgado Decimocuarto de Distrito en materia Civil en la Ciudad de México promovido por **Mariana Concepción Orellana Méndez** por conducto de su apoderado **Fernando Heriberto Cataño Cedillo** contra actos del **Juez y Actuario adscritos al Juzgado Trigésimo Tercero de lo Civil del Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México,** por auto de **seis de octubre de dos mil diecisiete** dictado por el **Juez Cuarto de Distrito en materia Civil en la Ciudad de México** se admitió a trámite dicho juicio de amparo, en relación al acto reclamado consistente en ***la falta de emplazamiento realizado a la hoy quejosa así como todo lo actuado en la controversia de arrendamiento inmobiliario número 1343/2012 del índice del Juzgado Trigésimo Tercero de lo Civil del Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México.;*** asimismo, mediante diverso proveído **de catorce de noviembre de dos mil diecisiete** este **Juzgado Decimocuarto de Distrito en materia Civil de la Ciudad de México** se avoco al conocimiento y estudio de la demanda de amparo promovida por la citada quejosa, de la misma manera mediante proveído de ***treinta de noviembre de dos mil diecisiete*** se ordenó emplazar por **EDICTOS** a la tercera interesada **Martha Cecilia Argüello de Ponce y/o Martha Cecilia Argüello Jarquín de Ponce,** habiéndose agotado los domicilios proporcionados por la quejosa, las autoridades responsables y diversas dependencias, haciéndole saber que deberá presentarse en el local de este Juzgado de Distrito, dentro del término de **treinta días,** contados a partir del día siguiente al de la última publicación, y dentro del mismo término deberá señalar domicilio para oír y recibir notificaciones en ésta Ciudad de México, apercibida que de no hacerlo, las siguientes notificaciones, aún las de carácter personal, le surtirán efectos por medio de lista que se fije en este juzgado, quedando a su disposición las copias de traslado.

Atentamente
Ciudad de México, a seis de diciembre de dos mil diecisiete.
El Secretario del Juzgado Decimocuarto de Distrito en Materia Civil
en la Ciudad de México.
Lic. Leobrado García García.
Rúbrica.

(R.- 460774)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Segundo de Distrito en el Estado de Coahuila de Zaragoza
Saltillo, Coahuila

Juicio de Amparo 903/2017
EDICTO

SERVICIOS LABORALES E INDUSTRIALES DEL NORTE,
A TRAVÉS DE QUIEN LEGALMENTE LA REPRESENTE.
TERCERO INTERESADO EN EL JUICIO DE AMPARO
903/2017
PRESENTE.

Por el presente, se hace de su conocimiento que en los autos del juicio de amparo número 903/2017, promovido por NAMCE, S. DE R. L. DE C. V. contra actos de la **PRESIDENTA DE LA JUNTA LOCAL DE CONCILIACIÓN Y ARBITRAJE, con residencia en esta ciudad y otra autoridad,** como esta ordenado en auto de trece de noviembre de dos mil diecisiete, emplácese a juicio por edictos a la tercera interesada SERVICIOS LABORALES E INDUSTRIALES DEL NORTE, A TRAVÉS DE QUIEN LEGALMENTE LA REPRESENTE, en el presente juicio, el cual se publicara por tres veces de siete en siete días, en el **Diario Oficial de la Federación** y en un periódico de mayor circulación, pudiendo ser el **Universal, Reforma o el Vanguardia**, notificándole el acuerdo de **tres de julio de dos mil diecisiete**, dictado en el juicio de amparo de referencia, mediante el cual se admitió la respectiva demanda de amparo contra actos de la **PRESIDENTA DE LA JUNTA LOCAL DE CONCILIACIÓN Y ARBITRAJE, con residencia en esta ciudad y otra autoridad,** contra el acto reclamado que en esencia se hace consistir en: **---que no es parte en el procedimiento relativo al expediente laboral** 824/214-IV **promovido por** Francisco Velázquez Morales **contra la persona moral denominada** SERVICIOS LABORALES E INDUSTRIALES DEL NORTE, S. de R. L. de C. V.**, y reclama la ejecución del laudo de dos de diciembre de dos mil catorce, a través de los acuerdos de veinte de abril y uno de julio, ambos de dos mil quince, mediante diligencia del ocho de junio de dos mil diecisiete---**. De igual modo, se le hace saber que deberá presentarse ante este Juzgado Segundo de Distrito en el Estado de Coahuila Zaragoza, con sede en Saltillo, dentro del término de **TREINTA DIAS**, contados a partir del siguiente al de la última publicación del presente edicto, y que en caso de no comparecer, se seguirá el juicio por sus trámites legales, **efectuándose las ulteriores notificaciones aún las de carácter personal por lista de acuerdos que se fijará en los estrados de este Juzgado Segundo de Distrito en el Estado de Coahuila de Zaragoza, con sede en Saltillo.**

Además, se le informa que la audiencia constitucional se encuentra señalada para las **DIEZ HORAS CON CINCUENTA MINUTOS DEL DÍA OCHO DE ENERO DE DOS MIL DIECIOCHO**, y que la copia simple de la demanda de amparo queda a su disposición en la Secretaría del Juzgado de Distrito. Lo anterior, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 315 del Código Federal de Procedimientos Civiles, supletorio a la Ley de Amparo.

Saltillo, Coahuila de Zaragoza, a doce de diciembre de dos mil diecisiete.
Juez Segundo de Distrito en el Estado de Coahuila de Zaragoza.
Héctor Alejandro Treviño de la Garza
Rúbrica.
El Secretario
Jaime Muñoz González
Rúbrica.

(R.- 461175)

Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Decimosegundo de Distrito en el Estado de Sonora,
con sede en Hermosillo
EDICTO:

Juzgado Decimosegundo de Distrito en el Estado de Sonora. En juicio de amparo 344/2017, por desconocerse domicilios de terceros interesados Jorge Antonio Zaragoza Villardaga, Manuel Esteban Balderas Rojas, Eugenio Federico Villalobos Calzada, Rómulo Escobar Valdez e Irving Ávila García, se ordena su emplazamiento por edictos que se publicarán por tres veces, de siete en siete días, en "Diario Oficial de la Federación" y en uno de los periódicos de mayor circulación en la República, así como en puerta de este Tribunal, requiriéndose que dentro del término de treinta días, contados a partir de la última publicación, señalen domicilio conocido en esta ciudad, donde oír y recibir notificaciones, apercibiéndose que, de no hacerlo, se hará por lista que se fije en estrados de este Juzgado, con fundamento en artículo 27, fracciones II y III, de la Ley de Amparo y 239 a 247 del Acuerdo General del Pleno del Consejo de la Judicatura Federal. A. Nombre de quejoso: Federico Grijalva Palomino, en su carácter de apoderado legal

de Pedro Zaragoza Fuentes, Corporación de Plásticos Industriales Sociedad Anónima de Capital Variable, Lechería Zaragoza Sociedad Anónima de Capital Variable y Grupo Industrial Zaragoza Sociedad Anónima de Capital Variable. B. Tercero interesado: Jorge Humberto Zaragoza Fuentes, Jorge Antonio Zaragoza Villardaga, Manuel Esteban Balderas Rojas, Eugenio Federico Villalobos Calzada, Rómulo Escobar Valdez, José Domínguez Arriaga, Oswaldo Valtierra Hernández, Irving Ávila García, Jaime Alfredo Delgado Lara y Jesús Luis Castro Flores. C. Autoridades responsables: Agente del Ministerio Público adscrito a la Agencia Segunda Investigadora del Ministerio Público Especializada en Delitos de Querella del Distrito Judicial de Ciudad Obregón, Sonora, y Subprocurador de Control de Procesos de la Procuraduría General de Justicia del Estado de Sonora, con residencia en esta ciudad. D. Acto reclamado: La resolución de veintiuno de noviembre de dos mil dieciséis mediante la cual decretó el no ejercicio de la acción penal, y confirmada el cinco de diciembre del mismo año, dictada dentro de la averiguación previa 91/2016 por el representante social adscrito a la Agencia Segunda Investigadora del Ministerio Público Especializada en Delitos de Querella del Distrito Judicial de Ciudad Obregón, Sonora, así como todas las actuaciones que integran dicha averiguación previa.

Para ser publicado por tres veces de siete en siete días, en el “Diario Oficial de la Federación” y en uno de los periódicos de mayor circulación en la República Mexicana.

Atentamente:
Hermosillo, Sonora, a veintiuno de diciembre de dos mil diecisiete.
Secretario del Juzgado Decimosegundo de Distrito en el Estado de Sonora.
Licenciado Joaquín Fernando Cruz Kerlegand.
Rúbrica.

(R.- 461187)

AVISO AL PÚBLICO

Se informa que para la inserción de documentos en el Diario Oficial de la Federación, se deberán cubrir los siguientes requisitos:

- Escrito dirigido al Director General Adjunto del Diario Oficial de la Federación, solicitando la publicación del documento, fundando y motivando su petición conforme a la normatividad aplicable, con dos copias legibles.
- Documento a publicar en papel membretado que contenga lugar y fecha de expedición, cargo, nombre y firma autógrafa de la autoridad emisora, sin alteraciones, en original y dos copias legibles.
- Archivo electrónico del documento a publicar contenido en un solo archivo, correctamente identificado.
- Comprobante de pago realizado ante cualquier institución bancaria o vía internet mediante el esquema de pago electrónico e5cinco del SAT, con la clave de referencia 014001743 y la cadena de la dependencia 22010010000000. El pago deberá realizarse invariablemente a nombre del solicitante de la publicación, en caso de personas físicas y a nombre del ente público u organización, en caso de personas morales. El comprobante de pago se presenta en original y copia simple. El original del pago queda bajo resguardo de esta Dirección.

Nota: No se aceptarán recibos bancarios ilegibles; con anotaciones o alteraciones; con pegamento o cinta adhesiva; cortados o rotos; pegados en hojas adicionales; perforados; con sellos diferentes a los de las instituciones bancarias.

Todos los documentos originales, entregados al Diario Oficial de la Federación, quedarán resguardados en sus archivos.

Las solicitudes de publicación de licitaciones para Concursos de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, así como los Concursos a Plazas Vacantes del Servicio Profesional de Carrera, se podrán tramitar a través de la herramienta “Solicitud de publicación de documentos en el Diario Oficial de la Federación a través de medios remotos”, para lo cual además de presentar en archivo electrónico el documento a publicar, el pago correspondiente (sólo en convocatorias para licitaciones públicas) y la e.firma de la autoridad emisora del documento, deberá contar con el usuario y contraseña que proporciona la Dirección General Adjunta del Diario Oficial de la Federación.

Por ningún motivo se dará trámite a las solicitudes que no cumplan los requisitos antes señalados.

El horario de atención es de lunes a viernes de 9:00 a 13:00 horas

Teléfonos: 50 93 32 00 y 51 28 00 00, extensiones 35078, 35079, 35080 y 35081.

Atentamente
Diario Oficial de la Federación
Estados Unidos Mexicanos
Poder Judicial de la Federación
Juzgado Decimoquinto de Distrito de Amparo en Materia Penal en la Ciudad de México

EDICTO

Tercero Interesado
José Guadalupe García

En los autos de juicio de amparo número 607/2017-II, promovido por Carlos Jiménez Flores, contra actos del Fiscal de Procesos en Juzgados Civiles, que hizo consistir en el no ejercicio de la acción penal de ocho de mayo de dos mil diecisiete; al tener el carácter de tercero interesado y desconocerse su domicilio actual, con fundamento en la fracción III, párrafo segundo, del inciso c) del Artículo 27 de la Ley de Amparo, se otorga su emplazamiento al juicio de mérito por edictos, los que se publicarán por tres veces de siete en siete días en el Diario Oficial de la Federación y en uno de los periódicos de mayor circulación nacional, quedando a su disposición en la actuaría de este Juzgado copia simple de la demanda de amparo y auto admisorio de treinta de junio de dos mil diecisiete, y, cuenta con el término de 30 días, contados a partir de la última publicación de tales edictos para que ocurran al Juzgado a hacer valer sus derechos, lo cual podrá hacerlo por sí o por conducto de apoderado, apercibido que de no hacerlo, las ulteriores notificaciones le correrán por lista que se fije en los estrados de este Juzgado de Distrito.

Atentamente.
Ciudad de México, a veintiséis de diciembre de dos mil diecisiete.
Secretaria del Juzgado.
Blanca Estela Hernández Sabino
Rúbrica.

(R.- 461178)

AVISOS GENERALES

PENSIONES INBURSA, S.A.
GRUPO FINANCIERO INBURSA
CESIÓN DE CARTERA
TERCERA PUBLICACIÓN

En cumplimiento a lo dispuesto en la fracción II del artículo 270 de la Ley de Instituciones de Seguros y de Fianzas (en adelante "**LISF"),** se informa a los pensionados de Pensiones Inbursa, S.A., Grupo Financiero Inbursa (en adelante "**PENSIONES INBURSA")** que previa autorización de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas (en adelante "**CNSF")** con acuerdo de su Junta de Gobierno, **PENSIONES INBURSA** cederá **UNA PARTE DE** su cartera de pensiones a **PENSIONES BANORTE, S.A. DE C.V., GRUPO FINANCIERO BANORTE**.

De conformidad con lo anterior y con fundamento en el segundo párrafo de la fracción II del artículo 270 de la **LISF** los pensionados de **PENSIONES INBURSA**, cuentan con un término de 45 (cuarenta y cinco) días naturales a partir de la fecha de la tercera publicación del presente aviso en el Diario Oficial de la Federación y en dos periódicos de mayor circulación en la plaza donde se encuentra el domicilio social y sucursales de **PENSIONES INBURSA** (la cual surtirá efectos de notificación) para manifestar lo que a su interés convenga.

Para lo anterior se puede poner en contacto con **PENSIONES INBURSA**, ya sea en su domicilio ubicado en Insurgentes Sur número 3500, Colonia Peña Pobre, Delegación Tlalpan, C.P. 14060, en esta Ciudad, o a través del número telefónico 01 800 215 6648, en un horario de 8:00 a 17:15 horas de lunes a viernes. De igual forma **PENSIONES INBURSA** pone a su disposición el correo electrónico pensiones@inbursa.com.

NOTA: El proceso de cesión a que se refiere esta publicación, de ninguna manera modificará los términos y condiciones vigentes pactados en las pensiones contratadas a esta fecha.

Ciudad de México, enero de 2018.
Pensiones Inbursa, S.A., Grupo Financiero Inbursa.
Representante Legal.
Jorge Leoncio Gutiérrez Valdés
Rúbrica.

(R.- 461032)

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	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). o 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).
10	Pago por Garantía de Suficiencia de Ingresos
11	Cargo por contribución al pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos
12	Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por devolución del Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el MDA o Pago a los Participantes del Mercado por devolución del Exceso de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR o Cargo a los Participantes del Mercado por Faltante de Cobro de Pérdidas Marginales en el MTR
13	Pago a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión o Cargo a tenedores de Derechos Financieros de Transmisión
14	Pago por distribución de ingresos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados o Cargo por distribución de costos netos de Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados
15	Pago por distribución de excedente de cobros por congestión en MDA o Cargo por distribución de faltante de cobros por congestión en MDA
16	Cargo a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas
17	Pago a compradores de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas
18	Pago a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos positivos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas o Cargo a Participantes del Mercado por distribución de ingresos netos negativos por venta de Derechos Financieros de Transmisión en Subastas
19	Pago al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras o Cargo al receptor de Transacciones Bilaterales Financieras
20	Pago al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras o Cargo al emisor de Transacciones Bilaterales Financieras
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 del 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: $PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}$

(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: $PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}$

(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 $PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}$ 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 $PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}$ y $PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}$ 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 $\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ (consumo en Centros de Carga Directamente Modelados) y $\boldsymbol{PmGDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ (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 $\boldsymbol{PmGDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ 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, $\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ y $\boldsymbol{PmGDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ 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 $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\boldsymbol{PmCIMZ^{ME}_{z,h} = \sum_{f \in ERC} \sum_{s \in S(f)} PmCZo^{ME}_{f,s,z,h} \;;\; \forall z \in Z, h \in H(D)}$$

(Ec. 1)

4.1.8 La cantidad de energía m del consumo del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, de los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, es identificada con el símbolo: $\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$

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:

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

(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: $\boldsymbol{Pnt_{z,h}}$ 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 $\boldsymbol{Z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, $\boldsymbol{Pnt_{z,h}}$,

(ii) El factor de distribución de las pérdidas no-técnicas reconocidas de distribución durante la hora $\boldsymbol{h}$, $\boldsymbol{FDPnt_h}$, y

(iii) El precio de las pérdidas (total y componente de congestión) no técnicas reconocidas de distribución durante la hora $\boldsymbol{h}$ $\boldsymbol{PrEnePnt_h}$ y $\boldsymbol{PrCngPnt_h}$.

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:

$$\boldsymbol{FDPnt_h} = \frac{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{Pnt_{z,h}}}{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{PmCDMZ^{ME}_{z,h}} + \sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{PmCIMZ^{ME}_{z,h}}}; \qquad \boldsymbol{h \in H(D)}$$

(Ec. 3)

$$\boldsymbol{PrEnePnt_h} = \frac{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{Pnt_{z,h}} \cdot \boldsymbol{PrZEne^{TR}_{z,h}}}{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{Pnt_{z,h}}} \qquad \boldsymbol{PrCngPnt_h} = \frac{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{Pnt_{z,h}} \cdot \boldsymbol{PrZCng^{TR}_{z,h}}}{\sum_{\forall z \in Z} \boldsymbol{Pnt_{z,h}}}; \qquad \boldsymbol{h \in H(D)}$$

(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 $\boldsymbol{i}$, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, es $\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$.

(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 $\boldsymbol{Z}$, ni tienen conectados Centros de Carga Directamente Modelados, se calcula el valor de las Compras PM de Energía Física para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$.

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

$$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}} = \left[\sum_{n \in N} \boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}} + \sum_{n \in N} \boldsymbol{Max}\left\{0, -\boldsymbol{PmGDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}\right\} + \sum_{z \in Z} \boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}} + \sum_{z \in Z} \boldsymbol{Max}\left\{0, -\boldsymbol{PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}}\right\} + \sum_{i \in EXPSC(f,s)} \boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}} \right]$$

$$\forall \boldsymbol{f \in F, s \in S(f), h \in H(D)}$$

(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.
$PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$	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.
$PmCDMZ^{ME}_{z,h}$	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.
$PmCIMZ^{ME}_{z,h}$	Cantidad de energía del consumo de todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados (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.
$PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}$	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.

$PmExp^{TR}_{f,i,h}$ 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.

$PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}$ 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.

$PmGDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$ 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.

$PrEne^{TR}_{n,h}$ Precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n, durante la hora h. Expresado en $\$/MWh$.

$PrZEne^{TR}_{z,h}$ 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:

$$PaHrEneGen^{MA}_{f,u,h} = max\left\{0, PrEne^{MA}_{N(u),h} \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h}\right\};\ \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(Ec. 7)

(i) Si $PrEne^{MA}_{N(u),h}$ o $PmGen^{MA}_{f,u,h}$ es negativo, entones se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen^{MA}_{f,u,h} = max\left\{0, -PrEne^{MA}_{N(u),h} \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h}\right\};\ \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(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 M rcado 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:

$$PaHrEneGen^{MA}_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} max\{0, FDP_{n,u,k(u,h)} PrEne^{MA}_{n,h}\ \ PmGen^{MA}_{f,u,h}\};\ \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(Ec. 9)

(i) Si $PrEne^{MA}_{n,h}$ o $PmGen^{MA}_{f,u,h}$ es negativo, entones se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen^{MA}_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} max\{0, -FDP_{n,u,k(u,h)} PrEne^{MA}_{n,h} \ PmGen^{MA}_{f,u,h}\};\ \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D)$$

(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:

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

(Ec. 11)

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

(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:

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

(Ec. 13)

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

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

(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.

$\mathcal{N}(u)$ 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.

$PaDiEneGen^{MA}_{f,u,D}$ 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 $.

$CaDiEneGen^{MA}_{f,u,D}$ 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 $.

$PaDiTotEneGen^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$CaDiTotEneGen^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$PaHrEneGen^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$CaHrEneGen^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PmGen^{MA}_{f,u,h}$ 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.

$PrEne^{MA}_{n,h}$ 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

(a) 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.

(b) 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:

$$PaHrEneImp^{MA}_{f,i,h} = max\{0, PrEne^{MA}_{n(i),h} \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}\}; \; \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 15)

(i) Si $PrEne^{MA}_{n(i),h}$ es negativo, entones se tendrá un cargo:

$$CaHrEneImp^{MA}_{f,i,h} = max\{0, -PrEne^{MA}_{n(i),h} \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}\};\ \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(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:

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

(Ec. 17)

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

(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:

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

(Ec. 19)

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

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

(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.
$PaDiEneImp^{MA}_{f,i,D}$	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 $.

$CaDiEneImp^{MA}_{f,i,D}$ 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 $.

$PaDiTotEneImp^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$CaDiTotEneImp^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$PaHrEneImp^{MA}_{f,i,h}$ 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 $.

$CaHrEneImp^{MA}_{f,i,h}$ 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 $.

$PmImp^{MA}_{f,i,h}$ 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.

$PrEne^{MA}_{n,h}$ 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:

$$CaHrEneCDM^{MA}_{f,s,n,h} = max\{0, PrEne^{MA}_{n,h} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(Ec. 21)

(i) Si $PrEne^{MA}_{n,h}$ o $PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}$ es negativo, entones se tendrá un pago:

$$PaHrEneCDM^{MA}_{f,s,n,h} = max\{0, -PrEne^{MA}_{n,h} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(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:

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

(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, entones 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

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

(Ec. 32)

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

En donde:

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).

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.

Z Conjunto de Zonas de Carga en el sistema.

$CaDiEneCDM^{MA}_{f,s,n,D}$ Cargo diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelante 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 el día D. Expresado en $.

$PaDiEneCDM^{MA}_{f,s,n,D}$ Pago diario por la compra programada de energía en el Mercado del Día en Adelante 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 el día D. Expresado en $.

$CaDiEneCIM^{MA}_{f,s,z,D}$ Cargo diario por las Compras 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 el día D. Expresado en $.

$PaDiEneCIM^{MA}_{f,s,z,D}$ Pago diario por las Compras 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 el día D. Expresado en $.

$CaDiTotEneCDM^{MA}_{f,s,D}$ Cargo diario total 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, de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día D. Expresado en $.

$PaDiTotEneCDM^{MA}_{f,s,D}$ Pago diario total 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, de todos sus Centros de Carga Directamente Modelados, durante el día D. Expresado en $.

$CaDiTotEneCIM^{MA}_{f,s,D}$ Cargo diario total 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, de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día D. Expresado en $.

$PaDiTotEneCIM^{MA}_{f,s,D}$ Pago diario total 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, de todos sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, durante el día D. Expresado en $.

$CaHrEneCDM^{MA}_{f,s,n,h}$ Cargo 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 $.

$PaHrEneCDM^{MA}_{f,s,n,h}$ 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 $.

$CaHrEneCIM^{MA}_{f,s,z,h}$ 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 $.

$PaHrEneCIM^{MA}_{f,s,z,h}$ 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 $.

$PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}$ 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.

$PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}$ 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.

$PrEne^{MA}_{n,h}$ Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n, durante la hora h. Expresado en $\$/MWh$.

$PrZEne^{MA}_{z,h}$ 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:

$$CaHrEneExp^{MA}_{f,i,h} = max\{0, PrEne^{MA}_{n(i),h} \cdot PmExp^{MA}_{f,i,h}\};\ \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(Ec. 33)

(i) Si $PrEne^{MA}_{n(i),h}$ o $PmExp^{MA}_{f,i,h}$ es negativo, entones se tendrá un cargo:

$$PaHrEneExp^{MA}_{f,i,h} = max\{0, -PrEne^{MA}_{n(i),h} \cdot PmExp^{MA}_{f,i,h}\};\ \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(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:

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

(Ec. 35)

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

(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:

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

(Ec. 37)

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

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

(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.
$CaDiEneExp^{MA}_{f,i,D}$	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 $.
$PaDiEneExp^{MA}_{f,i,D}$	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 $.
$CaDiTotEneExp^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$PaDiTotEneExp^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$CaHrEneExp^{MA}_{f,i,h}$	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 $.
$PaHrEneExp^{MA}_{f,i,h}$	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:

(a) El precio pagado por el servicio de Reservas Rodante Suplementaria y Reserva No Rodante Suplementaria es el mismo.

(b) 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.

(c) 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.

(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.

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:

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

(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:

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

(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:

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

(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.
$CpReg^{MA}_{f,u,h}$	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.
$PaDiReg^{MA}_{f,u,D}$	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 $.
$PaDiTotReg^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$PaHrReg^{MA}_{f,u,h}$	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 $.
$PrReg^{MA}_{r,h}$	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 $\boldsymbol{h}$, por la cantidad de Reserva Rodante de diez minutos en la que contribuye el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, es:

$$\boldsymbol{PaHrRR10^{MA}_{f,u,h} = \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRR10^{MA}_{r,h} \cdot CpRR10^{MA}_{f,u,h}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$\boldsymbol{PaDiRR10^{MA}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10^{MA}_{f,u,h}\ ; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$\boldsymbol{PaDiTotRR10^{MA}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10^{MA}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(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:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a las Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{RU(u)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $\boldsymbol{RU(u) = R(n)\ \forall n \in N(u)}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CpRR10^{MA}_{f,u,h}}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiRR10^{MA}_{f,u,D}}$	Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTotRR10^{MA}_{f,s,D}}$	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 $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$PaHrRR10^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRR10^{MA}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRNR10^{MA}_{f,u,h} = \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNR10^{MA}_{r,h} \cdot CpRNR10^{MA}_{f,u,h} \; ; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(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:

$$PaDiRNR10^{MA}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNR10^{MA}_{f,u,h} \; ; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(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:

$$PaDiTotRNR10^{MA}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNR10^{MA}_{f,u,D} \; ; \forall f \in G, s \in S(f)$$

(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.

$CpRNR10^{MA}_{f,u,h}$ 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.

$PaDiRNR10^{MA}_{f,u,D}$ 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 $.

$PaDiTotRNR10^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$PaHrRNR10^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRNR10^{MA}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRRSup^{MA}_{f,u,h} = \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRRSup^{MA}_{r,h} \cdot CpRRSup^{MA}_{f,u,h} \; ; \; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(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:

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

(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:

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

(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.

$CpRRSup^{MA}_{f,u,h}$ 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.

$PaDiRRSup^{MA}_{f,u,D}$ 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 $.

$PaDiTotRRSup^{MA}_{f,s,D}$ 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 $.

$PaHrRRSup^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRRSup^{MA}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRNRSup^{MA}_{f,u,h} = \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNRSup^{MA}_{r,h} \cdot CpRNRSup^{MA}_{f,u,h}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(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:

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

(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:

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

(Ec. 53)

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

En donde:

$\boldsymbol{G}$ Conjunto de Participantes del Mercado que representan a los Centrales Eléctricas.

$\boldsymbol{H(D)}$ Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).

$\boldsymbol{N(u)}$ Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.

$\boldsymbol{R(n)}$ Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.

$\boldsymbol{RU(u)}$ Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $\boldsymbol{RU(u) = R(n)\ \forall n \in N(u)}$.

$\boldsymbol{S(f)}$ Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.

$\boldsymbol{U(f)}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.

$\boldsymbol{USC(f,s)}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.

$\boldsymbol{CpRNRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PaDiRNRSup^{MA}_{f,u,D}}$ Pago diario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotRNRSup^{MA}_{f,s,D}}$ Pago diario total por a la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrRNRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Pago horario por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrRNRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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

(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. En dado caso, cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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.

(b) El cargo horario por su obligación de contribuir al pago de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$, se calcularía como la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva $\boldsymbol{r}$ a las que pertenece, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

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

(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:

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

(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:

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

(Ec. 56)

A0801 Cargo por: Servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelante 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:

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

(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:

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

(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:

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

(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:

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

(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:

$$\boldsymbol{CaDiRegCar^{MA}_{f,q,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCar^{MA}_{f,q,h}\ ; \forall f \in ERC, s \in S(f), q \in QSC(f,s)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de Centros de Carga Especiales que representa, agrupados en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$, sería la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$\boldsymbol{CaDiTotRegCar^{MA}_{f,s,D} = \sum_{q \in QSC(f,s)} CaDiRegCar^{MA}_{f,q,D}\ ;\ \forall f \in ERC, s \in S(f)}$$

(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:

$\boldsymbol{ERC}$	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.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{Q(f)}$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados representadas por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{QSC(f,s)}$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que son representadas por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{CaDiRegCar^{MA}_{f,q,D}}$	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 $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotRegCar^{MA}_{f,s,D}}$	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 $\boldsymbol{f}$, que representa a los Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrRegCar^{MA}_{f,q,h}}$	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 $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{nQ(q)}$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectado el Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$.
$\boldsymbol{OblRegCar_q}$	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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar su representante. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.
$\boldsymbol{PmCar^{MA}_{f,q,h}}$	Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PrReg^{MA}_{r,h}}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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:

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

(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:

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

(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:

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

(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:

$$CaHrRegCDM^{MA}_{f,s,n,h} = \sum_{r \in R(n)} PrReg^{MA}_{r,h} \cdot \frac{CpRegERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h};$$
$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(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:

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

(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:

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

(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:

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

$\boldsymbol{CaDiTotRegCDM^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotRegCIM^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrRegCDM^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$ y al nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrRegCIM^{MA}_{f,s,z,h}}$ Cargo horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$ y a la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CpReg^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRegERC^{MA}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en MWh.

$\boldsymbol{ImpnetReg^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$ desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ menos las exportaciones de la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ sea exportador neto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia. Expresado en MWh.

$\boldsymbol{OblRegCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar a el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRegExp_i}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ que exporta energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRegGen_u}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRegImp_i}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que importa energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidos en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}$ 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.

$PmCar^{MA}_{f,q,h}$ 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.

$PmExp^{MA}_{f,i,h}$ 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.

$PmGen^{MA}_{f,u,h}$ 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.

$PmHrEneERC^{MA}_{r,h}$ 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.

$PmImp^{MA}_{f,i,h}$ 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.

$PrReg^{MA}_{r,h}$ 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:

$$CaHrRConGen^{MA}_{f,u,h} = \sum_{r \in RU(u)} PrRR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRR10Gen_u \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h} + \sum_{r \in RU(u)} PrRNR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRNR10Gen_u \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h} + \sum_{r \in RU(u)} PrRRSup^{MA}_{r,h} \cdot OblRRSupGen_u \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h} \quad \forall f \in G, h \in H(D)$$

(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:

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

(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:

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

(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.
$CaDiRConGen^{MA}_{f,u,D}$	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 $.
$CaDiTotRConGen^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$CaHrRConGen^{MA}_{f,u,h}$	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 $.
$OblRR10Gen_u$	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.

$\boldsymbol{OblRNR10Gen_u}$ Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRRSupGen_u}$ Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$

$\boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f}$ 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 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 de energía de importación programada en el Mercado del Día en Adelanto y podrían depender de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$ 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 $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva $\boldsymbol{r}$ a las que pertenece a recepción de la importación, en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{i}$, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$:

$$\boldsymbol{CaHrRConImp^{MA}_{f,i,h}} = \begin{cases} \sum_{r \in R(n(i))} \boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRR10Imp_i \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} \boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRNR10Imp_i \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}} \\ + \sum_{r \in R(n(i))} \boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h} \cdot OblRRSupImp_i \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}} \\ \boldsymbol{\forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)} \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, cuya oferta de importación de energía a través de una interconexión internacional $\boldsymbol{i}$ resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto para al menos una hora del día $\boldsymbol{D}$, sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

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

(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:

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

(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.
$CaDiRConImp^{MA}_{f,i,D}$	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 $.
$CaDiTotRConImp^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$CaHrRConImp^{MA}_{f,i,h}$	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.

$\boldsymbol{OblRR10Imp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, 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.

$\boldsymbol{OblRRSupImp_i}$ Cantidad de Reserva Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de importación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, 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.

$\boldsymbol{PmImp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, para ser importada a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$

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

4.3.18 Contribución de Exportadores al Pago de la Reserva para Contingencias

(a) Cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ 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 $\boldsymbol{i}$ 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 $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, se calcula como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva $\boldsymbol{r}$ a las que pertenece el punto de entrega de la exportación, en cada hora $\boldsymbol{h}$, por la cantidad de reserva de cada tipo que está obligado a pagar a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$:

$$\boldsymbol{CaHrRConExp^{MA}_{f,i,h}} = \begin{cases} \sum_{r \in \boldsymbol{R(n(i))}} \boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}} \cdot \boldsymbol{OblRR10Exp_i} \cdot \boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}} \\ + \sum_{r \in \boldsymbol{R(n(i))}} \boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}} \cdot \boldsymbol{OblRNR10Exp_i} \cdot \boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}} \\ + \sum_{r \in \boldsymbol{R(n(i))}} \boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h}} \cdot \boldsymbol{OblRRSupExp_i} \cdot \boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}} \\ \qquad \forall \boldsymbol{f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)} \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, cuya oferta de exportación de energía a través de una interconexión internacional $\boldsymbol{i}$ resultó aceptada en el Mercado del Día en Adelanto y programado mediante programa firme para al menos una hora del día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los cargos horarios correspondientes:

$$\boldsymbol{CaDiRConExp^{MA}_{f,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConExp^{MA}_{f,i,h} ; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$ por el conjunto de las exportaciones mediante programa firme aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los cargos diarios correspondientes:

$$\boldsymbol{CaDiTotRConExp^{MA}_{f,s,D} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} CaDiRConExp^{MA}_{f,i,D} \ ; \ \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 82)

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

En donde:

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

$\boldsymbol{OblRNR10Exp_i}$ 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 $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRR10Exp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRRSupExp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de energía de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa el Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, se calcularía como la suma de los productos del precio de cada tipo de reserva en las zonas de reserva $\boldsymbol{r}$ a la que pertenece el nodo al que están conectados los Centros de Carga Especiales, en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{f}$, por el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$:

$$\boldsymbol{CaHrRConCar^{MA}_{f,q,h}} = \begin{cases} \sum_{r \in R(nQ(q))} \boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRR10Car_q \cdot PmCar^{MA}_{f,q,h}} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} \boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h} \cdot OblRNR10Car_q \cdot PmCar^{MA}_{f,q,h}} \\ + \sum_{r \in R(nQ(q))} \boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h} \cdot OblRRSupCar_q \cdot PmCar^{MA}_{f,q,h}} \; ; \\ \boldsymbol{\forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D)} \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$, sería la suma de los cargos horarios correspondientes:

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

(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:

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

(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.
$CaDiRConCar^{MA}_{f,q,D}$	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 $.
$CaDiTotRConCar^{MA}_{f,s,D}$	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 $.
$CaHrRConCar^{MA}_{f,q,h}$	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.

$\boldsymbol{OblRR10Car_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.

$\boldsymbol{OblRRSupCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.

$\boldsymbol{PmCar^{MA}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f \in ERC}$ que consumen energía en cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{f \in ERC}$, en cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$ es:

$$\boldsymbol{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}} = \begin{cases} \displaystyle\sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} \boldsymbol{CpRR10^{MA}_{f,u,h}} \\ \quad + \boldsymbol{ImpnetRR10^{MA}_{r,h}} \\ - \displaystyle\sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} \boldsymbol{OblRR10Gen_u \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h}} \\ - \displaystyle\sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRR10Imp_i \cdot PmImp^{MA}_{f,i,h}} \\ - \displaystyle\sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRR10Exp_i \cdot PmExp^{MA}_{f,i,h}} \\ - \displaystyle\sum_{f\in ERC}\sum_{q\epsilon QR(r)} \boldsymbol{OblRR10Car_q \cdot PmCar^{MA}_{f,q,h}} \; ; \\ \qquad\qquad \boldsymbol{\forall r \in R, h \in H(D)} \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{f \in ERC}$, en cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$ es:

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

(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:

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

(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:

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

(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:

$$CaHrRConCIM^{MA}_{f,s,z,h} = \begin{cases} \sum_{r \in R(z)} PrRR10^{MA}_{r,h} \frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRNR10^{MA}_{r,h} \frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ + \sum_{r \in R(z)} PrRRSup^{MA}_{r,h} \frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D) \end{cases}$$

(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:

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

(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:

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

(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:

$$CaHrRConCDM^{MA}_{f,s,n,h} = \begin{cases} \sum_{r \in R(n)} PrRR10^{MA}_{r,h} \frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10^{MA}_{r,h} \frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup^{MA}_{r,h} \frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D) \end{cases}$$

(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:

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

(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:

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

(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.
$CaDiRConCDM^{MA}_{f,s,n,D}$	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 $.

$\boldsymbol{CaDiRConCIM^{MA}_{f,s,z,n,D}}$ Cargo diario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotRConCDM^{MA}_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotRConCIM^{MA}_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, asociada en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrRConCDM^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrRConCIM^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario por la Reserva para Contingencias programada en el Mercado del Día en Adelanto a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$ y al Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CpRNR10^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto, de Reserva NO Rodante Suplementaria por el participante $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva No Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRR10^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria que deben pagar las Entidades Responsables de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{ImpnetRR10^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$ desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ menos las exportaciones de la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ sea exportador neto de Reserva Rodante de diez minutos.

$ImpnetRNR10_{r,h}^{MA}$ 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.

$ImpnetRRSup_{r,h}^{MA}$ 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.

$ImpnetRNRSup_{r,h}^{MA}$ 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.

$nQ(q)$ Nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado al que está conectada el Centro de Carga q.

$OblRNR10Car_q$ 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.

$OblRNR10Exp_i$ 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.

$OblRNR10Gen_u$ 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 la Central Eléctrica u. Cantidad adimensional.

$OblRNR10Imp_i$ 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.

$OblRR10Car_q$ 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.

$OblRR10Exp_i$ 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.

$OblRRSupGen_u$ 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.

$OblRR10Imp_i$ 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.

$\boldsymbol{OblRRSupCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tiene valor de cero.

$\boldsymbol{OblRRSupExp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRR10Gen_u}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRRSupImp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad de importación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que importan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{PmCar^{MA}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$ que representa, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,z,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$, y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser importada a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRNRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva No Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRR10^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRRSup^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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) **"Cambiando 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 "Cambiando 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 "Cambiando 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 $\boldsymbol{f}$, que representada la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{CoArrPA_{f,u,D}^{MA}}$, identifica la suma de los costos de todos los arranques durante el día $\boldsymbol{D}$, de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$; $\forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{G}, \boldsymbol{u} \in \boldsymbol{U}(\boldsymbol{f})$.

(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 $\boldsymbol{CoTraPA_{f,u,D}^{MA}}$, identifica el valor de la suma de los costos de los cambios de configuración iniciados dentro del día $\boldsymbol{D}$, por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$; $\forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{G}, \boldsymbol{u} \in \boldsymbol{U}(\boldsymbol{f})$.

(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 "Cambiando 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 $\boldsymbol{CoProPA_{f,u,D}^{MA}}$, identifica el valor de la suma de los costos de producción para todas las horas del día $\boldsymbol{D}$, de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$; $\forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{G}, \boldsymbol{u} \in \boldsymbol{U}(\boldsymbol{f})$.

(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:

$$CoSvcCnx^{MA}_{f,u,D} = \begin{cases} \sum_{h \in H(D)} CoReg^{MA}_{f,u,h} \cdot CpReg^{MA}_{f,u,h} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRR10^{MA}_{f,u,h} \cdot CpRR10^{MA}_{f,u,h} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNR10^{MA}_{f,u,h} \cdot CpRNR10^{MA}_{f,u,h} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRRSup^{MA}_{f,u,h} \cdot CpRRSup^{MA}_{f,u,h} \\ + \sum_{h \in H(D)} CoRNRSup^{MA}_{f,u,h} \cdot CpRNRSup^{MA}_{f,u,h} \; ; \\ \forall f \in G, u \in U(f) \end{cases}$$

(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):

$$InEneSvsCnx^{MA}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} \left(PaHrEneGen^{MA}_{f,u,h} + PaHrReg^{MA}_{f,u,h} \right) + \sum_{h \in H(D)} \left(PaHrRR10^{MA}_{f,u,h} + PaHrRNR10^{MA}_{f,u,h} \right) + \sum_{h \in H(D)} \left(PaHrRRSup^{MA}_{f,u,h} + PaHrRNRSup^{MA}_{f,u,h} \right) \quad \forall f \in G, u \in U(f)$$

(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 se Suficiencia de Ingresos es mayor que cero, en el caso contrario es cero:

$$PrGSI^{MA}_{f,u,D} = \frac{max\{0, CoArrPA^{MA}_{f,u,D} + CoTraPA^{MA}_{f,u,D} + CoProPA^{MA}_{f,u,D} + CoSvsCnx^{MA}_{f,u,D} - InEneSvsCnx^{MA}_{f,u,D}\}}{HA_{f,u,D}} \quad \forall f \in G, u \in U(f)$$

(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

$\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiGSI^{MA}_{f,u,D} = PrGSI^{MA}_{f,u,D}\left(HA_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}\right);} \quad \forall f \in G, u \in U(f)$$

(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 $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$\boldsymbol{PaDiTotGSI^{MA}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI^{MA}_{f,u,D}\,; \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(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:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{HA_{f,u,D}}$	Número de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, este asignado para operar como generador en el Mercado del Día en Adelanto.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CoArrPA^{MA}_{f,u,D}}$	Costos de todos los arranques programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CoProPA^{MA}_{f,u,D}}$	Costos de producción por la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, para todas las horas del día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CoReg^{MA}_{f,u,h}}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{CoRNR10^{MA}_{f,u,h}}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{CoRR10^{MA}_{f,u,h}}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{CoRRSup^{MA}_{f,u,h}}$	Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoRNRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoSvcCnx^{MA}_{f,u,D}}$ Costo de los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, en el periodo de asignación $\boldsymbol{j}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoTraPA^{MA}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, dentro del periodo de asignación $\boldsymbol{j}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CpReg^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNR10^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRR10^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRRSup^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{HNP_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el Día de Operación.

$\boldsymbol{InEneSvsCnx^{MA}_{f,u,D}}$ Ingreso por la venta de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiGSI^{MA}_{f,u,D}}$ Pago diario por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotGSI^{MA}_{f,s,D}}$ Pago diario total por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrEneGen^{MA}_{f,u,h}}$ Pago horario por la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrReg^{MA}_{f,u,h}}$ Pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$PaHrRR10^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PaHrRNR10^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PaHrRNRSup^{DA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PaHrRRSup^{MA}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrGSI^{MA}_{f,u,D}$ 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:

$$PaDiGenGSI^{MA}_{D} = \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotGSI^{MA}_{f,s,D}$$

(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:

$$CmDiTotEneFis_{D} = \sum_{h \in H(D)} CmTotEneFis_{h}$$

(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:

$$PrDisGSI^{MA}_{D} = \frac{PaDiGenGSI^{MA}_{D}}{CmDiTotEneFis_{D}}$$

(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:

$$CaHrGSI^{MA}_{f,s,h} = PrDisGSI^{MA}_{D} \cdot CmEnFi_{f,s,h};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(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 $\boldsymbol{f}$ comprador de energía física, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{CaDiGSI^{MA}_{f,s,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrGSI^{MA}_{f,s,h}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 105)

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

En donde:

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

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

(Ec. 106)

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

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

(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.

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

$RntPer_{h}^{MA}$ 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:

$$PrDisScp_{h}^{MA} = \begin{cases} \dfrac{RntPer_{h}^{MA}}{CmTotEnFi_{h}} ; si: \ SdoFSUE_{D} \leq 0 \\ 0 ; \qquad si: \ SdoFSUE_{D} > 0 \end{cases} \quad \forall \ h \in H(D)$$

(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.

$\boldsymbol{SM}$ Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.

$\boldsymbol{UC}$ Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$ Compra PM de Energía Física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CmTotEneFis_h}$ Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PaDiScp^{MA}_{f,s,D}}$ El pago en el día $\boldsymbol{D}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante del mercado $\boldsymbol{f}$, por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrScp^{MA}_{f,s,h}}$ El pago en la hora $\boldsymbol{h}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante del mercado $\boldsymbol{f}$, por la devolución del sobrecobro debido a las pérdidas marginales, por las compras de energía física. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrDisScp^{MA}_h}$ Precio empleado para distribuir la renta de Pérdidas Marginales colectada en la hora $\boldsymbol{h}$, entre los compradores de energía en la misma hora. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{RntPer^{MA}_h}$ Sobrecobro colectado en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{SdoFSUE_D}$ Saldo del requerimiento anual de financiamiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al inicio del día $\boldsymbol{D}$. 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 $\boldsymbol{f}$ que es el titular del Derecho Financieros de Transmisión $\boldsymbol{d}$, cuando el día $\boldsymbol{D}$ 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 $\boldsymbol{DT(d)}$; es igual al valor acumulado para todas las horas del bloque diario de vigencia, del producto de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión $\boldsymbol{E_d}$ 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 $\boldsymbol{DT(d)}$; el pago diario al Participante del Mercado que es el titular del Derechos Financieros de Transmisión es igual a cero.

$$PaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in \overline{BH(d,D)}} max\left[0, E_d \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} PrCng_{n,h}^{MA}\right]\right]; \; Si\; D \in DT(d) \\ 0\,; \; en\; el\; caso\; contrario \end{cases}$$

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

(Ec. 111)

$$CaDiDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in \overline{BH(d,D)}} max\left\{0, -E_d \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA}\right]\right\}; \; Si\; D \in DT(d) \\ 0\,; \qquad en\; el\; caso\; contrario \end{cases}$$

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

(Ec. 112)

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

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

(Ec. 113)

A1307 Pago por: tenencia de Derechos Financieros de Transmisión

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

(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 $\boldsymbol{d}$ cancelados o rechazados, cuando el día $\boldsymbol{D}$ 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 $\boldsymbol{DT(d)}$; 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 $\boldsymbol{E_{dc}}$ 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.

$$PaDiDFTCdm_{d,D} =$$

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

$$\forall\, d \in CDM$$

(Ec. 115)

$$CaDiDFTCdm_{d,D} =$$

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

$$\forall\, d \in CDM$$

(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.

$\boldsymbol{E_d}$ 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 Transmisión $\boldsymbol{d}$.

$\boldsymbol{E_{dc}}$ Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada Derechos Financieros de Trasmisión tiene la cantidad de 1 MWh de energía) correspondiente a cada hora de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en la cuenta de depósito y manejo de los Derechos Financieros de Transmisión cancelados o rechazados

$\boldsymbol{PaDiDFT_{f,d,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiDFT_{f,d,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiDFTCdm_{d,D}}$ Pago diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiDFTCdm_{d,D}}$ Cargo diario a la cuenta de depósito y manejo de los DFT rechazados o cancelados, por el Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDFT_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotDFT_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDFTCdm_D}$ Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotDFTCdm_D}$ Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrCng_{n,h}^{MA}}$ Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{Wd_{n,d}}$ Factor de ponderación del NodoP Elemental $\boldsymbol{n}$ en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de DESTINO del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$. Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \epsilon ND(d)} \boldsymbol{Wd_{n,d}} = \boldsymbol{1}$. Es una cantidad adimensional.

$\boldsymbol{Wo_{n,d}}$ Factor de ponderación del NodoP Elemental $\boldsymbol{n}$ en la conformación del NodoP Distribuido, un Eje de Intercambio (Trading Hub) o un NodoP Agregado de ORIGEN del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$. Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \epsilon NO(d)} \boldsymbol{Wo_{n,d}} = \boldsymbol{1}$. Es una cantidad adimensional.

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

(a) 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 $\boldsymbol{D}$ considerado en el Mercado del Día en Adelanto, calculado en 4.6.5, es $\boldsymbol{PaDiTotDFTCdm_D}$ y $\boldsymbol{CaDiTotDFTCdm_D}$. 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.

(b) Las Compras Totales de Energía Física de los Participantes del Mercado para el día $\boldsymbol{D}$, calculadas a partir de los valores horarios (véase 4.1.16) es:

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

(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 $\boldsymbol{D}$, son:

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

(Ec. 120)

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

(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 $\boldsymbol{f}$, comprador de Energía Física, correspondiente a cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$ es:

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

(Ec. 122)

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

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

(Ec. 123)

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

En donde:

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

$\boldsymbol{CaDiDcr^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, agregados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDFTCdm_D}$ Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotDFTCdm_D}$ Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrDisDcrPa^{MA}_D}$ 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 $\boldsymbol{D}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrDisDcrCa^{MA}_D}$ 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 $\boldsymbol{D}$. 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 $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{n}$ y los Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, las compras de energía para exportación en los nodos de entrega de las interconexiones internacionales $\boldsymbol{i}$, las ventas de energía de las Unidades de Centrales Eléctricas en los nodos $\boldsymbol{n}$ donde entregan la energía y las ventas de energía de los importadores en los nodos de recepción de las interconexiones internacionales $\boldsymbol{i}$ es:

$$
\begin{aligned}
\boldsymbol{RntCng^{MA}_D} = {} & \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in ERC} \sum_{s\in S(f)} \sum_{n\in N} \boldsymbol{PrCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{n,h}}\ \boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}} + \\
& \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in ERC} \sum_{s\in S(f)} \sum_{z\in Z} \boldsymbol{PrZCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{z,h}}\ \boldsymbol{PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}} + \\
& \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in F} \sum_{i\in EXP(f)} \boldsymbol{PrCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{n(i),h}}\ \boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}} - \\
& \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in F} \sum_{i\in IMP(f)} \boldsymbol{PrCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{n(i),h}}\ \boldsymbol{PmImp^{MA}_{f,i,h}} - \\
& \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in G} \sum_{u\in US\cap U(f)} \boldsymbol{PrCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{n(u),h}}\ \boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}} - \\
& \sum_{h\in H(D)} \sum_{f\in G} \sum_{u\in UK\cap U(f)} \sum_{n\in N(u)} \boldsymbol{FDP}_{\boldsymbol{n,u,k(u,h)}}\ \boldsymbol{PrCng}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{n,h}}\ \boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}};
\end{aligned}
$$

(Ec. 124)

(d) El pago o cargo diario total a los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día $\boldsymbol{D}$ 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 Trasmisión del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en todas las Cuentas de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$:

$$PaDiTotTenDFT_D = PaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in G \cup SM \cup UC \cup C} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotDFT_{f,s,D}$$

(Ec. 125)

$$CaDiTotTenDFT_D = CaDiTotDFTCdm_D + \sum_{f \in G \cup SM \cup UC \cup C} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDFT_{f,s,D}$$

(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:

$$ExcRntCng_D^{MA} = max\{0, RntCng_D^{MA} - PaDiTotTenDFT_D + CaDiTotTenDFT_D\}$$

(Ec. 127)

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

(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:

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

(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:

$$PrDisERn_D^{MA} = \frac{ExcRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}}$$

(Ec. 11630)

$$PrDisFRn_D^{MA} = \frac{FalRntCng_D^{MA}}{ComDiEne_D^{MA}}$$

(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:

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

(Ec. 132)

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

(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:

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

(Ec. 11734)

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

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

(Ec. 135)

A1502 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en 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:

$$PaDiERnCIM^{MA}_{f,s,z,D} = PrDisERn^{MA}_{D} \sum_{h \in H(D)} PmCZO^{MA}_{f,s,z,h} \; ; \; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 136)

$$CaDiFRnCIM^{MA}_{f,s,z,D} = PrDisFRn^{MA}_{D} \sum_{h \in H(D)} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \; ; \; \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(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:

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

(Ec. 11838)

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

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

(Ec. 139)

A1503 Cargo por: Distribución de faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en 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:

$$PaDiERnExp^{MA}_{f,i,D} = PrDisERn^{MA}_{D} \sum_{h \in H(D)} PmExp^{MA}_{f,i,h} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)$$

(Ec. 11940)

$$CaDiFRnExp^{MA}_{f,i,D} = PrDisFRn^{MA}_{D} \sum_{h \in H(D)} PmExp^{MA}_{f,i,h} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)$$

(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:

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

(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

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

(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.

$\boldsymbol{UK}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.

$\boldsymbol{US}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.

$\boldsymbol{Z}$ Conjunto de zonas de carga en el sistema.

$\boldsymbol{ComDiEne_D^{MA}}$ Compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto en el día $\boldsymbol{D}$. Expresadas en MWh.

$\boldsymbol{FDP_{n,u,k}}$ Factor de distribución de la cantidad de energía generada por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, que corresponde al nodo $\boldsymbol{n}$, cuando la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ opera en la configuración $\boldsymbol{k}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{\boldsymbol{n}\in N(\boldsymbol{u})} \boldsymbol{FDP_{n,u,k}} = \boldsymbol{1}$; $\forall \boldsymbol{u}, \boldsymbol{k} \in \boldsymbol{K(u)}$. Es una cantidad adimensional.

$\boldsymbol{ExcRntCng_D^{MA}}$ Excedente de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día $\boldsymbol{D}$, en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en $.

$\boldsymbol{FalRntCng_D^{MA}}$ Faltante de la renta de congestión para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión, el día $\boldsymbol{D}$, en el Mercado de un Día Adelanto. Expresada en $.

$\boldsymbol{RntCng_D^{MA}}$ Renta de Congestión colectada el día $\boldsymbol{D}$ en el Mercado del Día en Adelanto. Expresada en $.

$\boldsymbol{PaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiERnCDM_{f,s,n,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la zona de carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiERnCIM_{f,s,z,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la zona de carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiERnExp_{f,i,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotERnCDM_{f,s,D}^{MA}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotERnCDM^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Directamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotERnCIM^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotERnCIM^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para sus Centros de Carga Indirectamente Modelados, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDFT_{f,s,D}}$ Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotDFT_{f,s,D}}$ Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDFTCdm_{D}}$ Pago diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotDFTCdm_{D}}$ Cargo diario total por los Derechos Financieros de Transmisión agrupados en la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados o cancelados en día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotERnExp^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotERnExp^{MA}_{f,s,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía para exportarla a través de las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotTenDFT_{D}}$ Pago diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotTenDFT_{D}}$ Cargo diario a la totalidad de los tenedores de Derechos Financieros de Transmisión en el día D. Expresado en $.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para los Centros de Carga Directamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la zona de carga a la que pertenece el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. 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 Financieros 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 Financieros de Transmisión lo correspondiente a la energía del día considerada en el Derecho Financieros 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:

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

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

(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:

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

(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:

$BH(d, D)$	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.
$DSC(f, s)$	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.
$S(f)$	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.
$CaComDFT_{f,d,D}$	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 $.
$CaTotComDFT_{f,s,D}$	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 $.
$DLiq(d)$	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.
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.
$PaDiComDFT_{f,d,D}$	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:

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

(Ec. 148)

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

(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 $.

$\boldsymbol{IngVenDFT_{f,d,D}}$ Parte del ingreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, con un Precio de Equilibrio positivo [$\boldsymbol{PrComDFT_d > 0}$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Cuando el día $\boldsymbol{D}$, no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{EgrVenDFT_{f,d,D}}$ Parte del egreso correspondiente a la venta en una subasta al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, con un Precio de Equilibrio negativo [$\boldsymbol{PrComDFT_d < 0}$], del monto total de la venta del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{d}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Cuando el día $\boldsymbol{D}$, no está entre los días de su periodo de vigencia, el monto es cero. Cuando el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiVenDFT^{MA}_{f,s,D}}$ Pago en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado f. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiVenDFT^{MA}_{f,s,D}}$ Cargo en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto para el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado f. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrComDFT_d}$ Precio de Equilibrio de compra en una subasta del Derecho Financiero de Transmisión $\boldsymbol{f}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrDisVDFT^{MA}_{D}}$ Precio unitario para distribuir los ingresos por la venta de DFT, entre los compradores de energía física. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrDisEgrVDFT^{MA}_{D}}$ 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:

(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 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:

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

(Ec. 157)

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

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

(Ec. 158)

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

(Ec. 159)

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

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

(Ec. 12660)

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

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

(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:

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

(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:

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

(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:

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

(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:

$\boldsymbol{BT(t,D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que está vigente la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{DVT(t)}$	Conjunto de días en los que está vigente la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{NT(t)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial de Mercado que conforman el nodo distribuido utilizado en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{TBF^{MA}}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto.
$\boldsymbol{TSCr^{MA}(f,s)}$	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 $\boldsymbol{f}$ aparece como receptor, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{P_{t,h}}$	Cantidad especificada en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$ durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiTBF^{MA}_{f,t,D}}$	Pago diario al el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, receptor de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTBF^{MA}_{f,t,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, receptor de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, liquidable con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTotTBF^{MA}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotTBF^{MA}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, receptor de las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PrEne^{MA}_{n,h}}$	Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{PrReg^{MA}_{r,h}}$	Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{PrRNR10^{MA}_{r,h}}$	Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRNRSup_{r,h}^{MA}}$ Precio de la Reserva NO Rodante Suplementaria en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

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

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

$\boldsymbol{VaDiTBF_{t,D}^{MA}}$ Valor u obligación monetaria en el día $\boldsymbol{D}$, de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, 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.

$\boldsymbol{VaNegDiTBF_{t,D}^{MA}}$ Valor u obligación monetaria en el día $\boldsymbol{D}$, de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el Mercado del Día en Adelanto, si el solo producto es energía eléctrica. Expresado en $.

$\boldsymbol{W_{n,t}}$ Factor de ponderación del nodo $\boldsymbol{n}$ de la red del Modelo Comercial del Mercado en la conformación del nodo distribuido empleado en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. Su valor debe estar entre cero y uno; y se debe cumplir que: $\sum_{n \epsilon NT(t)} \boldsymbol{W_{n,t}} = \boldsymbol{1}$. 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 $\boldsymbol{f}$ emisor, por cada Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es:

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

(Ec.169)

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

(Ec.170)

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

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

(Ec.171)

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

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

(Ec. 172)

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

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{S}(\boldsymbol{f})$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{TSCe^{MA}(f,s)}$	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 $\boldsymbol{f}$ aparece como EMISOR, y están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CaDiTBF^{MA}_{f,t,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTBFneg^{MA}_{f,t,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ EMISOR, por la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, liquidable con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotTBF^{MA}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTotTBFneg^{MA}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ EMISOR, por las Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{VaDiTBF^{MA}_{t,D}}$	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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,
$\boldsymbol{VaNegDiTBF^{MA}_{t,D}}$	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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):

$$PaHrEneGen^{TR}_{f,u,h} = max\{0, PrEne^{TR}_{\mathcal{N}(u),h}\left(PmGen^{ME}_{f,u,\mathcal{N}(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right)\};$$

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

(Ec. 173)

Si $PrEne^{TR}_{\mathcal{N}(u),h} < 0$ o $\left(PmGen^{ME}_{f,u,\mathcal{N}(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -PrEne^{TR}_{\mathcal{N}(u),h}\left(PmGen^{ME}_{f,u,\mathcal{N}(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right)\};$$

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

(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):

$$PaHrEneGen^{TR}_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} max\{0, PrEne^{TR}_{n,h}\left(PmGen^{ME}_{f,u,n,h} - FDP_{n,u,k(u,h)}\, PmGen^{MA}_{f,u,h}\right)\};$$

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

(Ec. 175)

(i) Si $PrEne^{TR}_{\mathcal{N}(u),h} < 0$ o $\left(PmGen^{ME}_{f,u,\mathcal{N}(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrEneGen^{TR}_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} max\{0, -PrEne^{TR}_{n,h}\left(PmGen^{ME}_{f,u,n,h} - FDP_{n,u,k(u,h)}\, PmGen^{MA}_{f,u,h}\right)\};$$

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

(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.
$\mathcal{N}(u)$	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.
$PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$	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 $.

$\boldsymbol{CaDiEneGen^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en día $\boldsymbol{D}$ 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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotEneGen^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$ 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 $.

$\boldsymbol{CaDiTotEneGen^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que total o parcialmente representa, asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, 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 $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrEneGen^{TR}_{f,u,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, 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 $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrEneGen^{TR}_{f,u,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, 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 $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{FDP_{n,u,k}}$ Factor de distribución de la energía generada que corresponde al nodo $\boldsymbol{n}$, por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, cuando la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ opera en la configuración $\boldsymbol{k}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica; esto es: $\sum_{\boldsymbol{n}\in\boldsymbol{N}(\boldsymbol{u})} \boldsymbol{FDP_{n,u,k}} = \boldsymbol{1}\ ;\ \forall \boldsymbol{u}, \boldsymbol{k} \in \boldsymbol{K}(\boldsymbol{u})$

$\boldsymbol{k(u,h)}$ Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{f}$ 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 $\boldsymbol{i}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{f}$, en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$:

$$\boldsymbol{PaHrEneImp^{TR}_{f,i,h} = max\left\{0, PrEne^{TR}_{n(i),h}\ \left(PmImp^{TR}_{f,i,h} - PmImp^{MA}_{f,i,h}\right)\right\};}$$

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

(Ec. 181)

Si $\boldsymbol{PrEne^{TR}_{N(u),h} < 0}$ o $\boldsymbol{\left(PmGen^{ME}_{f,u,N(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right) < 0}$ pero no ambos, entonces se tendrá un cargo:

$$\boldsymbol{CaHrEneImp^{TR}_{f,i,h} = max\left\{0, -PrEne^{TR}_{n(i),h}\ \left(PmImp^{TR}_{f,i,h} - PmImp^{MA}_{f,i,h}\right)\right\};}$$

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

(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 $\boldsymbol{f}$, en cada interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en cada día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los pagos y cargos horarios correspondientes:

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

(Ec. 183)

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

(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 $\boldsymbol{f}$, en las interconexiones internacionales $\boldsymbol{i}$, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, son la suma de los pagos y cargos diarios correspondientes:

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

(Ec. 185)

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

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

(Ec. 186)

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

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{IMP(f)}$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede importar energía.
$\boldsymbol{IMPSC(f,s)}$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede importar energía.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{n(i)}$	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 $\boldsymbol{i}$.
$\boldsymbol{PaDiEneImp_{f,i,D}^{TR}}$	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 $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$CaDiEneImp^{TR}_{f,i,D}$ 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 $.

$PaDiTotImp^{TR}_{f,s,D}$ 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 $.

$CaDiTotImp^{TR}_{f,s,D}$ 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 $.

$PaHrEneImp^{TR}_{f,i,h}$ 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 $.

$CaHrEneImp^{TR}_{f,i,h}$ 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 $.

$PmImp^{MA}_{f,i,h}$ 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.

$PmImp^{TR}_{f,i,h}$ 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.

$PrEne^{TR}_{n,h}$ 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 ($PmCZo^{ME}_{f,S,z,h}$ y $PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$), 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 ($PmCZo^{ME}_{f,S,z,h}$ y $PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$), 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, las 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: $\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$; 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:

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

(Ec. 187)

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

$$\boldsymbol{PmCDMZ^{ME}_{z,h} = \sum_{f \in ERC} \; \sum_{n \in NZ(z)} PmCDM^{ME}_{f,n,h} \; ; \; \forall z \in Z, h \in H(D)}$$

(Ec. 188)

(e) El consumo horario de los Centros de Carga Indirectamente Modelados que representa una Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f \in ERC}$, asociadas a una Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en cada Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, $\boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}}$, 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 represen a una Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f \in ERC}$, asociadas a una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en cada Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, $\boldsymbol{PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}}$, 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 $\boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}}$, 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 $\boldsymbol{f \in ERC}$, en cada Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, se calcula sumando las cantidades correspondientes a las Cuentas de Orden de la Entidad Responsable de Carga:

$$\boldsymbol{PmCIM^{ME}_{f,z,h} = \sum_{s \in S(f)} PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}; \; \forall f \in ERC, z \in Z, h \in H(D)}$$

(Ec. 189)

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

(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:

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

(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:

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

(Ec.192)

$$PrEnePnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZEne_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}} \qquad PrCngPnt_h = \frac{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h} \cdot PrZCng_{z,h}^{TR}}{\sum_{\forall z \in Z} Pnt_{z,h}}; \qquad h \in H(D)$$

(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:

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

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

(Ec.194)

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

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

(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:

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

(Ec.196)

$$PaDiEneCDM^{TR}_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCDM^{TR}_{f,s,n,h} \ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(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:

$$CaDiTotEneCDM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{n \in N} CaDiEneCDM^{TR}_{f,s,n,h} \ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(Ec.198)

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

$$PaDiTotEneCDM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{n \in N} PaDiEneCDM^{TR}_{f,s,n,h} \ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrEneCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, PrZEne^{TR}_{z,h}\left[PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}\left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZEne^{TR}_{z,h}}\right) - PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}\right]\right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 130)

$$PaHrEneCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, -PrZEne^{TR}_{z,h}\left[PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}\left(1 + FDPnt_h \frac{PrEnePnt_h}{PrZEne^{TR}_{z,h}}\right) - PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}\right]\right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiEneCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrEneCIM^{TR}_{f,s,z,h}; \ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 1321)

$$PaDiEneCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrEneCIM^{TR}_{f,s,z,h}; \ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(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:

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

(Ec. 203)

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

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

(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.
$CaDiEneCDM^{TR}_{f,s,n,D}$	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 $.
$PaDiEneCDM^{TR}_{f,s,n,D}$	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 $.$.
$CaDiEneCIM^{TR}_{f,s,z,n,D}$	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 $.
$PaDiEneCIM^{TR}_{f,s,z,n,D}$	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 $.
$CaDiTotEneCDM^{TR}_{f,s,D}$	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 $.
$PaDiTotEneCDM^{TR}_{f,s,D}$	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 $.
$CaDiTotEneCIM^{TR}_{f,s,,D}$	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 $.
$PaDiTotEneCIM^{TR}_{f,s,,D}$	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 $.

$\boldsymbol{CaHrEneCDM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{n}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrEneCDM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Pago horario a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{n}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrEneCIM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{n}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrEneCIM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Pago horario a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{n}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{FDPnt_h}$ Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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.

$\boldsymbol{n(i)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.

$\boldsymbol{PmCDM^{ME}_{f,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados de la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, de la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCDMZ^{ME}_{z,h}}$ Cantidad de energía media diaria del consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIM^{ME}_{f,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGIM^{ME}_{f,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas a la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{ME}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{s}$, de la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMZ^{ME}_{z,h}}$ 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 $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGZo^{ME}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, que está asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la zona de carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{Pnt_{z,h}}$ Pérdidas NO técnicas aprobadas para cada Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrCngPnt_h}$ Componente de Congestión Marginal del precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrEnePnt_h}$ Precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Mientras la regulación de distribución no prevea pérdidas no-técnicas de distribución asignables de forma generalizada, tendrá valor de cero. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrZCng^{TR}_{z,h}}$ Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrZEne_{z,h}^{TR}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{z(n)}$ Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial de Mercado $\boldsymbol{n}$.

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 $\boldsymbol{f}$ 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 $\boldsymbol{i}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{f}$, en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$:

$$CaHrEneExp^{TR}_{f,i,h} = max\{0, PrEne^{TR}_{n(i),h}\left[\ PmExp^{TR}_{f,i,h} - PmExp^{MA}_{f,i,h}\ \right]\};$$

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

(Ec.205)

(i) Si $PrEne^{TR}_{N(u),h} < 0$ o $\left(PmExp^{TR}_{f,i,h} - PmExp^{MA}_{f,i,h}\right) < 0$ pero no ambos, entonces se tendrá un pago:

$$PaHrEneExp^{TR}_{f,i,h} = max\{0, -PrEne^{TR}_{n(i),h}\left[\ PmExp^{TR}_{f,i,h} - PmExp^{MA}_{f,i,h}\ \right]\};$$

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

(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:

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

(Ec.207)

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

(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:

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

(Ec. 209)

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

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

(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.

$\boldsymbol{SM}$ Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.

$\boldsymbol{UC}$ Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.

$\boldsymbol{CaDiEneExp^{TR}_{f,i,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el incremento en la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiEneExp^{TR}_{f,i,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotEneExp^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $

$\boldsymbol{PaDiTotEneExp^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrEneExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el incremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrEneExp^{TR}_{f,i,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el decremento en la exportación de energía para el Mercado de Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, respecto a la exportación que fue aceptada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en $.

$\boldsymbol{n(i)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media asignada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) en el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 Tempo 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$, es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, 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:

$$\boldsymbol{PaHrReg^{TR}_{f,u,h} = max\{0, \sum_{r \epsilon RU(u)} PrReg^{TR}_{r,h}(CpReg^{TR}_{f,u,h} - CpReg^{MA}_{f,u,h})\}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 211)

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

$$\boldsymbol{CaHrReg^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -\sum_{r \epsilon RU(u)} PrReg^{TR}_{r,h}(CpReg^{TR}_{f,u,h} - CpReg^{MA}_{f,u,h})\}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 212)

(b) El pago y cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiReg^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrReg^{TR}_{f,u,h}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 134)

$$\boldsymbol{CaDiReg^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrReg^{TR}_{f,u,h}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 214)

(c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiTotReg^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiReg^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(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

$$\boldsymbol{CaDiTotReg^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiReg^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(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:

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

$CaHrReg^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrReg^{TR}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRR10^{TR}_{f,u,h} = max\{0, \sum_{r \epsilon \overline{RU}(u)} PrRR10^{TR}_{r,h}(CpRR10^{TR}_{f,u,h} - CpRR10^{MA}_{f,u,h})\}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(Ec. 217)

(i) Si $(CpRR10^{TR}_{f,u,h} - CpRR10^{MA}_{f,u,h}) < 0$, entonces se tendrá un cargo:

$$CaHrRR10^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -\sum_{r \epsilon \overline{RU}(u)} PrRR10^{TR}_{r,h}(CpRR10^{TR}_{f,u,h} - CpRR10^{MA}_{f,u,h})\}\ ;\ \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D)$$

(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:

$$PaDiRR10^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRR10^{TR}_{f,u,h}\ ; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(Ec. 219)

$$CaDiRR10^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRR10^{TR}_{f,u,h}\ ; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(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:

$$PaDiTotRR10^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRR10^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)$$

(Ec.221)

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

$$CaDiTotRR10^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRR10^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)$$

(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:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{RU(u)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $\boldsymbol{RU(u) = R(n)\ \forall n \in N(u)}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CpRR10^{MA}_{f,u,h}}$	Cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh
$\boldsymbol{CpRR10^{TR}_{f,u,h}}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$ 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 $.
$\boldsymbol{CaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$ 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRR10^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRR10^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaHrRR10^{TR}_{f,u,h}}$	Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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)

$\boldsymbol{CaHrRR10^{TR}_{f,u,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{PrRR10^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$,es la suma, para todas las zonas de reserva a las que pertenece la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, 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:

$$\boldsymbol{PaHrRNR10^{TR}_{f,u,h} = max\{0, \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNR10^{TR}_{r,h}(CpRNR10^{TR}_{f,u,h} - CpRNR10^{MA}_{f,u,h})\}}$$

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

(Ec. 136)

(i) Si $\boldsymbol{(CpRNR10^{TR}_{f,u,h} - CpRNR10^{MA}_{f,u,h}) < 0}$, entonces se tendrá un cargo:

$$\boldsymbol{CaHrRNR10^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -\sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNR10^{TR}_{r,h}(CpRNR10^{TR}_{f,u,h} - CpRNR10^{MA}_{f,u,h})\};}$$

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

(Ec. 224)

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

$$\boldsymbol{PaDiRNR10^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRNR10^{TR}_{f,u,h}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 225)

$$\boldsymbol{CaDiRNR10^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRNR10^{TR}_{f,u,h}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 226)

(c) El pago y cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiTotRNR10^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiRNR10^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(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

$$\boldsymbol{CaDiTotRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{u \in USC(f,s)}} \boldsymbol{CaDiRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,u,D}} \; ; \; \forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{G}, \boldsymbol{s} \in \boldsymbol{S(f)}$$

(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:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{RU(u)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Como todos los nodos en los que una Unidad de Central Eléctrica entrega energía deben estar en la misma zona de reserva, entonces: $\boldsymbol{RU(u)} = \boldsymbol{R(n)}\ \forall \boldsymbol{n} \in \boldsymbol{N(u)}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CpRNR10}^{\boldsymbol{MA}}_{\boldsymbol{f,u,h}}$	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 $\boldsymbol{u}$, representada por el participante $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{CpRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,u,h}}$	Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de reserva NO rodante de diez minutos por la parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada por el participante $\boldsymbol{f}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,u,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,u,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRNR10}^{\boldsymbol{TR}}_{\boldsymbol{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$PaHrRNR10^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$CaHrRNR10^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRNR10^{TR}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRRSup^{TR}_{f,u,h} = max\{0, \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRRSup^{TR}_{r,h}(CpRRSup^{TR}_{f,u,h} - CpRRSup^{MA}_{f,u,h})\};$$

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

(Ec. 229)

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

$$CaHrRRSup^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -\sum_{r \epsilon RU(u)} PrRRSup^{TR}_{r,h}(CpRRSup^{TR}_{f,u,h} - CpRRSup^{MA}_{f,u,h})]\};$$

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

(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:

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

(Ec. 231)

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

(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:

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

(Ec. 233)

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

$$\boldsymbol{CaDiTotRRSup^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(Ec. 234)

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

En donde:

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

$PaHrRRSup^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$CaHrRRSup^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRRSup^{TR}_{r,h}$ 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:

$$PaHrRNRSup^{TR}_{f,u,h} = max\{0, \sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNRSup^{TR}_{r,h}(CpRNRSup^{TR}_{f,u,h} - CpRNRSup^{MA}_{f,u,h})\}\ ;$$

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

(Ec. 235)

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

$$PaHrRNRSup^{TR}_{f,u,h} = max\{0, -\sum_{r \epsilon RU(u)} PrRNRSup^{TR}_{r,h}(CpRNRSup^{TR}_{f,u,h} - CpRNRSup^{MA}_{f,u,h})\};$$

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

(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

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

(Ec. 237)

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

(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:

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

(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 $.

$PaHrRNRSup^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$CaHrRNRSup^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$PrRNRSup^{TR}_{r,h}$ 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:

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

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

(Ec. 241)

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

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

(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 Secundaría de frecuencia sería la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

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

(Ec. 243)

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

(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:

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

(Ec. 245)

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

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

(Ec. 246)

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

En donde:

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

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

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

(Ec. 247)

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

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

(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:

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

(Ec. 249)

$$PaDiRegImp_{f,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegImp_{f,i,h}^{TR}; \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f,s)$$

(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:

$$CaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} CaDiRegImp_{f,i,D}^{TR} \; ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 251)

B0804 Cargo por: Contribución de importadores al pago de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real

$$PaDiTotRegImp_{f,s,D}^{TR} = \sum_{i \in IMPSC(f,s)} PaDiRegImp_{f,i,D}^{TR} \; ; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(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:

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

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

(Ec. 253)

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

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

(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.

$\boldsymbol{S(f)}$ Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.

$\boldsymbol{SM}$ Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.

$\boldsymbol{UC}$ Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.

$\boldsymbol{CaDiRegExp^{TR}_{f,i,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRegExp^{TR}_{f,i,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiTotRegExp^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada la exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotRegExp^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada la exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRegExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRegExp^{TR}_{f,i,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{n(i)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.

$\boldsymbol{OblRegExp_i}$ 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 $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrReg^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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:

$$CaHrRegCar_{f,q,h}^{TR} = max\left\{0, \sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{TR} \cdot OblRegCar_q \cdot \left(PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}\right)\right\};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 259)

$$PaHrRegCar_{f,q,h}^{TR} = max\left\{0, -\sum_{r \in R(nQ(q))} PrReg_{r,h}^{TR} \cdot OblRegCar_q \cdot \left(PmCar_{f,q,h}^{ME} - PmCar_{f,q,h}^{MA}\right)\right\};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(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

$$\boldsymbol{PaDiTotRegCar^{TR}_{f,s,D} = \sum_{q \in QSC(f,s)} PaDiRegCar^{TR}_{f,q,D} \; ; \; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)}$$

(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:

$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{Q(f)}$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados representadas por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{QSC(f,s)}$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados que son representadas por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CaDiRegCar^{TR}_{f,q,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiRegCar^{TR}_{f,q,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRegCar^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRegCar^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaHrRegCar^{TR}_{f,q,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaHrRegCar^{TR}_{f,q,h}}$	Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{nQ(q)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectado el Centro de Carga $\boldsymbol{q}$.

$\boldsymbol{OblRegCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{PmCar^{MA}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{PmCar^{ME}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa el Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{PrReg^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f \in ERC}$ que consumen energía en cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{r}$ y cada hora $\boldsymbol{h}$, las Entidades Responsables de Carga $\boldsymbol{f \in ERC}$ pagaron al precio del Mercado del Día en Adelanto, su obligación de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia: $\boldsymbol{CpRegERC^{MA}_{r,h}}$, 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 $\boldsymbol{f \in ERC}$, cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$ es:

$$\boldsymbol{CpRegERC^{TR}_{r,h}} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \epsilon UR(r)} \boldsymbol{CpReg^{TR}_{f,u,h}} \\ \quad + \boldsymbol{ImpnetReg^{ME}_{r,h}} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \epsilon UR(r)} \boldsymbol{OblRegGen_u} \sum_{n \epsilon N(u)} \boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRegImp_i\, PmImp^{TR}_{f,i,h}} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRegExp_i\, PmExp^{TR}_{f,i,h}} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \epsilon QR(r)} \boldsymbol{OblRegCar_q\, PmCar^{ME}_{f,q,h}} \\ \qquad \forall \boldsymbol{r \in R, h \in H(D)} \end{cases}$$

(Ec. 265)

(d) En 5.1.3 se explicó que $\boldsymbol{PmCZO^{ME}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$,

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 $PmCZO^{ME}_{f,s,z,h}$ 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:

$$PmHrEneERC^{ME}_{r,h} = \begin{cases} \sum_{f\in ERC}\sum_{s\in S(f)}\sum_{n\in NR(r)} PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}\,(1+FDPnt_h) \\ +\sum_{f\in ERC}\sum_{s\in S(f)}\sum_{z\in ZR(r)} PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}\,(1+FDPnt_h) \end{cases}$$

$$\forall r \in R, h \in H(D)$$

(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: h: $PmHrEneERC^{MA}_{r,h}$.

(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:

$$CaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, \sum_{r\in R(z)} PrReg^{TR}_{r,h}\left[\begin{array}{c}\frac{CpRegERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h) \\ -\frac{CpRegERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}\end{array}\right]\right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 267)

$$PaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, -\sum_{r\in R(z)} PrReg^{TR}_{r,h}\left[\begin{array}{c}\frac{CpRegERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h) \\ -\frac{CpRegERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} PmCZo^{MA}_{f,s,z,h}\end{array}\right]\right\};$$

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

(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:

$$CaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h\in H(D)} CaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 269)

$$PaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h\in H(D)} PaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(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:

$$CaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{z \in ZR(r)} CaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}\ ;\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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

$$PaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{z \in ZR(r)} PaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}\ ;\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h} = max\left\{0, \sum_{r \in R(n)} PrReg^{TR}_{r,h}\left[\begin{array}{c}\frac{CpRegERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h} \cdot (1 + FDPnt_h) \\ -\frac{CpRegERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\end{array}\right]\right\};$$

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

(Ec. 273)

$$PaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h} = max\left\{0, -\sum_{r \in R(n)} PrReg^{TR}_{r,h}\left[\begin{array}{c}\frac{CpRegERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h} \cdot (1 + FDPnt_h) \\ -\frac{CpRegERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\end{array}\right]\right\};$$

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

(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:

$$CaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h}\ ;\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 275)

$$PaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h}\ ;\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(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.

$\boldsymbol{Z}$ Conjunto de zonas de carga en el sistema.

$\boldsymbol{CaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRegCDM^{TR}_{f,s,n,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRegCIM^{TR}_{f,s,z,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiTotRegCDM^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotRegCDM^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotRegCIM^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRegCDM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}}$ Pago horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}}$ Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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

$\boldsymbol{PaHrRegCIM^{TR}_{f,s,z,h}}$ Pago horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{CpReg^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRegERC^{MA}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en MWh.

$\boldsymbol{CpRegERC^{TR}_{r,h}}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia que deben pagar las Entidades Responsable de Carga $\boldsymbol{f} \in \boldsymbol{ERC}$ que compran energía en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en MWh.

$\boldsymbol{ImpnetReg^{ME}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$ desde otras zonas de reserva. Esta cifra se calcula como las importaciones a la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ menos las exportaciones de la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, por lo cual la cantidad será negativa en caso de que la zona de reserva $\boldsymbol{r}$ sea exportador neto de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia.

$\boldsymbol{FDPnt_h}$ Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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.

$\boldsymbol{OblRegCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRegExp_i}$ 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 $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los participantes que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRegGen_u}$ Cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia, expresada como una fracción de la cantidad de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRegImp_i}$ 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 $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, asociadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, asociados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, asociados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCar^{ME}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media generada y medida en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrReg^{MA}_{r,h}}$ Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en el Mercado del Día en Adelanto, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{z(n)}$ Zona de carga a la que pertenece el nodo $\boldsymbol{n}$ 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:

$$CaHrRConGen^{TR}_{f,u,h} = max\left\{0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r\in RU(u)} PrRR10^{TR}_{r,h}\cdot OblRR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \\ + \sum_{r\in RU(u)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\cdot OblRNR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \\ + \sum_{r\in RU(u)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\cdot OblRRSupGen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \end{array}\right]\right\};$$

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

(Ec. 279)

$$PaHrRConGen^{TR}_{f,u,h} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l} \sum_{r\in RU(u)} PrRR10^{TR}_{r,h}\, OblRR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \\ + \sum_{r\in RU(u)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\, OblRNR10Gen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \\ + \sum_{r\in RU(u)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\, OblRRSupGen_u \cdot \left[\left(\sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h}\right) - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right] \end{array}\right]\right\};$$

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

(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:

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

(Ec. 281)

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

(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:

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

(Ec. 283)

B0901 Cargo por: Contribución de Generadores al pago de la Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real

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

(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.
$CaDiRConGen^{TR}_{f,u,D}$	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 $.
$PaDiRConGen^{TR}_{f,u,D}$	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 $.
$CaDiTotRConGen^{TR}_{f,s,D}$	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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotRConGen^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por todas las Unidades de Central Eléctrica que representa y tiene agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRConGen^{TR}_{f,u,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRConGen^{TR}_{f,u,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{OblRR10Gen_u}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero

$\boldsymbol{OblRNR10Gen_u}$ 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 $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero

$\boldsymbol{OblRRSupGen_u}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de generación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por la que están obligados a pagar los representantes de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media de generación medida, o calculada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRR10^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRRSup^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f}$ 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:

$$CaHrRConImp_{f,i,h}^{TR} = max\left\{0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR}\, OblRR10Imp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR}\, OblRNR10Imp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR}\, OblRRSupImp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \end{array}\right]\right\};$$

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

(Ec. 285)

$$PaHrRConImp_{f,i,h}^{TR} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR}\, OblRR10Imp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR}\, OblRNR10Imp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR}\, OblRRSupImp_i \cdot \left(PmImp_{f,i,h}^{TR} - PmImp_{f,i,h}^{MA}\right) \end{array}\right]\right\};$$

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

(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 $.

$CaHrRConImp^{TR}_{f,i,h}$ 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 $.

$PaHrRConImp^{TR}_{f,i,h}$ 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.

$PmImp^{MA}_{f,i,h}$ 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.

$PmImp^{TR}_{f,i,h}$ 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.

$PrRNR10^{TR}_{r,h}$ 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.

$PrRR10^{TR}_{r,h}$ 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.

$PrRRSup^{TR}_{r,h}$ 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:

$$CaHrRConExp_{f,i,h}^{TR} = max\left\{0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR}\ OblRR10Exp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR}\ OblRNR10Exp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR}\ OblRRSupExp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \end{array}\right]\right\};$$

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

(Ec. 291)

$$PaHrRConExp_{f,i,h}^{TR} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n(i))} PrRR10_{r,h}^{TR}\ OblRR10Exp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRNR10_{r,h}^{TR}\ OblRNR10Exp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \\ + \sum_{r \in R(n(i))} PrRRSup_{r,h}^{TR}\ OblRRSupExp_i \cdot \left(PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA}\right) \end{array}\right]\right\};$$

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

(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:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{EXP(f)}$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede exportar energía.
$\boldsymbol{EXPSC(f,s)}$	Conjunto de interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede exportar energía.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{n(i)}$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.
$\boldsymbol{CaDiRConExp^{TR}_{f,i,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiRConExp^{TR}_{f,i,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRConExp^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRConExp^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de las Interconexiones Internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaHrRConExp^{TR}_{f,i,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaHrRConExp^{TR}_{f,i,h}}$	Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que tuvo programada una exportación de energía a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{OblRNR10Exp_i}$ 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 $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRR10Exp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{OblRRSupExp_i}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria, expresada como una fracción de la cantidad media horaria de exportación a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, por la que están obligados a pagar los Participantes del Mercado que exportan energía. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ para ser exportada con programa firme a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrRNR10^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva NO Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $/MWh.

$\boldsymbol{PrRR10^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante de diez minutos en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $/MWh.

$\boldsymbol{PrRRSup^{TR}_{r,h}}$ Precio de la Reserva Rodante Suplementaria en el Mercado de Tiempo Real, en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{f}$, que representa cada Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\boldsymbol{CaHrRConCar^{TR}_{f,q,h} = max\left\{0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r\in R(nQ(q))} PrRR10^{TR}_{r,h}\, OblRR10Car_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right) \\ + \sum_{r\in R(nQ(q))} PrRNR10^{TR}_{r,h}\, OblRNR10Car_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right) \\ + \sum_{r\in R(nQ(q))} PrRRSup^{TR}_{r,h}\, OblRRSupCar_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right) \end{array}\right]\right\};}$$

$$\forall f \in ERC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(Ec. 297)

$$PaHrRConCar^{TR}_{f,q,h} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l}\sum\limits_{r\in R(nQ(q))} PrRR10^{TR}_{r,h} OblRR10Car_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right) \\ + \sum\limits_{r\in R(nQ(q))} PrRNR10^{TR}_{r,h} OblRNR10Car_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right) \\ + \sum\limits_{r\in R(nQ(q))} PrRRSup^{TR}_{r,h} OblRRSupCar_q \cdot \left(PmCar^{ME}_{f,q,h} - PmCar^{MA}_{f,q,h}\right)\end{array}\right]\right\};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, q \in Q(f), h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiRConCar^{TR}_{f,q,D} = \sum_{h\in H(D)} CaHrRConCar^{TR}_{f,q,h}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f,s)$$

(Ec. 299)

$$PaDiRConCar^{TR}_{f,q,D} = \sum_{h\in H(D)} PaHrRConCar^{TR}_{f,q,h}; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), q \in QSC(f,s)$$

(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:

$$CaDiTotRConCar^{TR}_{f,s,D} = \sum_{q\in QSC(f,s)} CaDiRConCar^{TR}_{f,q,D} \; ; \; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(Ec. 301)

B4302 Cargo por: Servicio adicional de Reserva para Contingencias en el Mercado de Tiempo Real a Centros de Carga Especiales

$$PaDiTotRConCar^{TR}_{f,s,D} = \sum_{q\in QSC(f,s)} PaDiRConCar^{TR}_{f,q,D} \; ; \; \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(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.

$\boldsymbol{CaDiRConCar^{TR}_{f,q,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRConCar^{TR}_{f,q,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiTotRConCar^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa a un conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiTotRConCar^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa a un conjunto de Centros de Carga Especiales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRConCar^{TR}_{f,q,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, por el aumento de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRConCar^{TR}_{f,q,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa al Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$, por la disminución de su contribución al pago de la Reserva para Contingencias debido a un en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{nQ(q)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado al que está conectada el Centro de Carga $\boldsymbol{q}$.

$\boldsymbol{OblRNR10Car_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRR10Car_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{OblRRSupCar_q}$ 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 $\boldsymbol{q}$, por la que está obligado a pagar el Participante del Mercado que la representa. Cantidad adimensional. Actualmente este parámetro tendrá valor de cero.

$\boldsymbol{PmCar^{MA}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el consumo del Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$ que representa, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCar^{ME}_{f,q,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el Centro de Carga Especial $\boldsymbol{q}$ que representa, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$PrRNR10^{TR}_{r,h}$ 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.

$PrRR10^{TR}_{r,h}$ 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.

$PrRRSup^{TR}_{r,h}$ 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 $CpRR10ERC^{MA}_{r,h}$; Reserva No Rodante de diez minutos $CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}$ y Reserva Rodante Suplementaria $CpRRSupERC^{MA}_{r,h}$; 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:

$$CpRR10ERC^{TR}_{r,h} = \begin{cases} \sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} CpRR10^{TR}_{f,u,h} \\ \quad + ImpnetRR10^{ME}_{r,h} \\ - \sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} OblRR10Gen_u \cdot \sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h} \\ - \sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} OblRR10Imp_i \cdot PmImp^{TR}_{f,i,h} \\ - \sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} OblRR10Exp_i \cdot PmExp^{TR}_{f,i,h} \\ - \sum_{f\in ERC}\sum_{q\epsilon QR(r)} OblRR10Car_q \cdot PmCar^{ME}_{f,q,h}\ ; \\ \quad \forall r \in R, h \in H(D) \end{cases}$$

(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:

$$CpRNR10ERC^{TR}_{r,h} = \begin{cases} \sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} CpRNR10^{TR}_{f,u,h} \\ \quad + ImpnetRNR10^{ME}_{r,h} \\ - \sum_{f\in G}\sum_{u\epsilon UR(r)} OblRNR10Gen_u \cdot \sum_{n\epsilon N(u)} PmGen^{ME}_{f,u,n,h} \\ - \sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} OblRNR10Imp_i \cdot PmImp^{TR}_{f,i,h} \\ - \sum_{f\in F}\sum_{i\epsilon I(r)} OblRNR10Exp_i \cdot PmExp^{TR}_{f,i,h} \\ - \sum_{f\in ERC}\sum_{q\epsilon QR(r)} OblRNR10Car_q \cdot PmCar^{ME}_{f,q,h}\ ; \\ \quad \forall r \in R, h \in H(D) \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$ es: es:

$$\boldsymbol{CpRRSupERC_{r,h}^{TR}} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \epsilon UR(r)} \left(\boldsymbol{CpRRSup_{f,u,h}^{TR}} + \boldsymbol{CpRNRSup_{f,u,h}^{TR}} \right) \\ \quad + \boldsymbol{ImpnetRRSup_{r,h}^{ME}} + \boldsymbol{ImpnetRNRSup_{r,h}^{ME}} \\ - \sum_{f \in G} \sum_{u \epsilon UR(r)} \boldsymbol{OblRRSupGen_u} \cdot \sum_{n \epsilon N(u)} \boldsymbol{PmGen_{f,u,n,h}^{ME}} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRRSupImp_i} \cdot \boldsymbol{PmImp_{f,i,h}^{TR}} \\ - \sum_{f \in F} \sum_{i \epsilon I(r)} \boldsymbol{OblRRSupExp_i} \cdot \boldsymbol{PmExp_{f,i,h}^{TR}} \\ - \sum_{f \in ERC} \sum_{q \epsilon QR(r)} \boldsymbol{OblRRSupCar_q} \cdot \boldsymbol{PmCar_{f,q,h}^{ME}} \; ; \\ \qquad \forall \boldsymbol{r} \in \boldsymbol{R}, \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)} \end{cases}$$

(Ec. 305)

(f) En 5.1.3 se explicó cómo se calcula $\boldsymbol{PmCIMSc_{f,s,z,h}^{ME}}$ 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 $\boldsymbol{s}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$.

(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 $\boldsymbol{h}$, así como su precio: $\boldsymbol{FDPnt_h}$, $\boldsymbol{PrEnePnt_h}$ y $\boldsymbol{PrCngPnt_h}$. 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 $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$ de las Entidades Responsables de Carga $\boldsymbol{f \in ERC}$, 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 $\boldsymbol{n}$ y Zona de Carga $\boldsymbol{z}$ perteneciente a la zona de reserva:

$$\boldsymbol{PmHrEneERC_{r,h}^{ME}} = \begin{cases} \sum_{f \in SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} \sum_{n \in NR(r)} \boldsymbol{PmCDMSc_{f,s,n,h}^{ME}} \left(1 + \boldsymbol{FDPnt_h}\right) \\ + \sum_{f \in SM} \sum_{s \in S(f)} \sum_{z \in ZR(r)} \boldsymbol{PmCZo_{f,s,z,h}^{ME}} \left(1 + \boldsymbol{FDPnt_h}\right) ; \\ \qquad \forall \boldsymbol{r} \in \boldsymbol{R}, \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)} \end{cases}$$

(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 $\boldsymbol{f \in ERC}$, en cada zona de reserva $\boldsymbol{r}$ y en cada hora $\boldsymbol{h}$: $\boldsymbol{h}$: $\boldsymbol{PmHrEneERC_{r,h}^{MA}}$.

(j) El cargo y pago horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f \in ERC}$, en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en cada hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{z}$, son:

$$CaHrRConCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, \left[\begin{array}{l} \sum_{r\in R(z)} PrRR10^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRR10^{TR}_{r,h}\frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZO^{MA}_{f,s,z,h} \\ +\sum_{r\in R(z)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRNR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ +\sum_{r\in R(z)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRRSupERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \end{array}\right]\right\};$$

$$\forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 307)

$$PaHrRConCIM^{TR}_{f,s,z,h} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l} \sum_{r\in R(z)} PrRR10^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRR10^{TR}_{r,h}\frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ +\sum_{r\in R(z)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRNR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRNR10^{TR}_{r,h}\frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \\ +\sum_{r\in R(z)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\left[\frac{CpRRSupERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}}\cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ -\sum_{r\in R(z)} PrRRSup^{TR}_{r,h}\frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}}\cdot PmCZo^{MA}_{f,s,z,h} \end{array}\right]\right\};$$

$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h\in H(D)} CaHrRConCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(Ec. 309)

$$PaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,D} = \sum_{h\in H(D)} PaHrRConCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z$$

(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:

$$CaDiTotRConCIM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{z\in Z} CaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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

$$PaDiTotRConCIM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{z \in Z} PaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h} = max\left[0, \left\{\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRR10^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRNR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRNR10^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRRSupERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRRSup^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \end{array}\right\}\right];$$

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

(Ec. 313)

$$PaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h} = max\left\{0, -\left[\begin{array}{l} \sum_{r \in R(n)} PrRR10^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRR10^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRNR10^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRNR10ERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRNR10^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \\ + \sum_{r \in R(n)} PrRRSup^{TR}_{r,h} \cdot \left[\frac{CpRRSupERC^{TR}_{r,h}}{PmHrEneERC^{ME}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}(1+FDPnt_h)\right] \\ - \sum_{r \in R(n)} PrRRSup^{TR}_{r,h} \cdot \frac{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}{PmHrEneERC^{MA}_{r,h}} \cdot PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h} \end{array}\right]\right\};$$

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

(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:

$$CaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(Ec. 315)

$$PaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h};\ \forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N$$

(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:

$$CaDiTotRConCDM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{n \in N} CaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D};\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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

$$PaDiTotRConCDM^{TR}_{f,s,D} = \sum_{n \in N} PaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D};\ \forall f \in ERC, s \in S(f)$$

(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.

$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{UR(r)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que se encuentran en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$, ya que el o los nodos en donde entregan la energía están en la zona de reserva $\boldsymbol{r}$.
$\boldsymbol{Z}$	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$\boldsymbol{CaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiRConCDM^{TR}_{f,s,n,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,n,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiRConCIM^{TR}_{f,s,z,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRConCDM^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRConCDM^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRConCIM^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiTotRConCIM^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h}}$	Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRConCDM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Pago horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Directamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{CaHrRConCIM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Cargo horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{PaHrRConCIM^{TR}_{f,s,n,h}}$ Pago horario a la Entidad Responsable de Carga $\boldsymbol{f}$, correspondiente a sus Centros de Carga Indirectamente Modelados asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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 $.

$\boldsymbol{CpRNR10^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante de Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRNR10ERC^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRNR10ERC^{TR}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRNRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante de Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRR10^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante de Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRR10ERC^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRR10ERC^{TR}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad entregada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante de Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{CpRRSupERC^{MA}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRRSupERC^{TR}_{r,h}}$ 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 $\boldsymbol{r}$ y en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{FDPnt_h}$ Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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.

$ImpnetRR10^{ME}_{r,h}$ Cantidad de Reserva Rodante de diez minutos 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 Rodante de diez minutos.

$ImpnetRNR10^{ME}_{r,h}$ 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 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.

$ImpnetRRSup^{ME}_{r,h}$ Cantidad de Reserva Rodante Suplementaria 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 Rodante Suplementaria.

$ImpnetRNRSup^{ME}_{r,h}$ Cantidad de Reserva No Rodante Suplementaria 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 No Rodante Suplementaria.

$OblRNR10Car_q$ 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.

$OblRNR10Exp_i$ 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.

$OblRNR10Gen_u$ 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.

$OblRNR10Imp_i$ 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.

$OblRR10Car_q$ 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.

$OblRR10Exp_i$ 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.

$OblRR10Gen_u$ 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.

$OblRR10Imp_i$ 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 del Mercado que importan energía. Cantidad adimensional.

$OblRRSupCar_q$ 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.

$OblRRSupExp_i$ 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.

$OblRRSupGen_u$ 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.

$OblRRSupImp_i$ 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.

$PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}$ 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.

$PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$ 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.

$PmCIMSc^{MA}_{f,s,z,h}$ 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.

$PmCIMSc^{ME}_{f,s,n,h}$ 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.

$PmCar^{ME}_{f,q,h}$ 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.

$PmExp^{TR}_{f,i,h}$ 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.

$PmGen^{ME}_{f,u,n,h}$ 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:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CaDiDIDGen^{TR}_{f,u,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por desviaciones en el seguimiento de las instrucciones de despacho durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotDIDGen^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a las Unidades de Central Eléctrica agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por desviaciones en el seguimiento de las instrucciones de despacho durante el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrDIDGen^{TR}_{f,u,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho en la operación. Expresado en $.
$\boldsymbol{PrViolDe^{TR}_{f,u,h}}$	Precio de la violación por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{VioInsDes^{TR}_{f,u,h}}$	Violación de por la desviación en el seguimiento de las instrucciones de despacho, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, observada en la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{h}$ es:

$$\boldsymbol{CaHrDID^{TR}_{h} = \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} CaHrDIDGen^{TR}_{f,u,h}\ ;\ \forall h \in H(D)}$$

(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: $\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$

(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 $\boldsymbol{h}$:

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

(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 $\boldsymbol{h}$:

$$\boldsymbol{PrDID_h^{TR} = \frac{CaHrDID_h^{TR}}{CmTotEneFis_h}} \; ; \; \forall \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)}$$

(Ec. 324)

(f) El pago horario por Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\boldsymbol{PaHrDID_{f,s,h}^{TR} = PrDID_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}; \; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 325)

(g) El pago diario a cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$ por el reembolso de las Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$\boldsymbol{PaDiDID_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrDID_{f,s,h}^{TR}; \; \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 326)

B2218 Pago por: Reembolso de las Penalizaciones por Desviaciones de las Instrucciones de Despacho

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CaHrDID_h^{TR}}$	Cargo horario a la totalidad de los generadores, por la penalización de las deviaciones a las instrucciones de despacho en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrDIDGen_{f,u,h}^{TR}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por la Desviación de las Instrucciones de Despacho en el día de operación en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra de Energía Física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{CmTotEneFis_h}$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiDID_{f,s,D}^{TR}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por el reembolso de las penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrDID_{f,s,h}^{TR}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por el reembolso de las penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho. Expresado en $.

$\boldsymbol{PrDID_{h}^{TR}}$ Precio unitario de reembolso de las Penalizaciones por las Desviaciones de las Instrucciones de Despacho en la hora $\boldsymbol{h}$. 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:

(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;

(b) la condición de cada Unidad de Central Eléctrica al inicio del día según las instrucciones de despacho;

(c) las instrucciones de despacho durante el día de operación;

(d) la asignación de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real;

(e) los precios de la energía y de los Servicios Conexos comerciados en el Mercado de Tiempo Real;

(f) el programa de producción de energía y los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto;

(g) los costos asociados a dicho programa de producción de energía y los Servicios Conexos asignados en el Mercado del Día en Adelanto; y

(h) 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

(a) **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.

(b) **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.

(c) **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) **"Cambiando 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 "Cambiando 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 "Cambiando 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 "Cambiando 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 $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{h}$, para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, se identificará con $\boldsymbol{LSI(f,u,h)}$. El inicio de la subdivisión $\boldsymbol{l}$, 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 $CoArrIns^{TR}_{f,u,D}$, 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 $CoTraIns^{TR}_{f,u,D}$, 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 $CoProIns^{TR}_{f,u,D}$, 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:

$$CoSvcCnx^{TR}_{f,u,D} = \begin{cases} \sum_{h\in H(D)} CoReg^{TR}_{f,u,h} \cdot CpReg^{TR}_{f,u,h} + \\ \sum_{h\in H(D)} CoRR10^{TR}_{f,u,h} \cdot CpRR10^{TR}_{f,u,h} + \\ \sum_{h\in H(D)} CoRNR10^{TR}_{f,u,h} \cdot CpRNR10^{TR}_{f,u,h} + \\ \sum_{h\in H(D)} CoRRSup^{TR}_{f,u,h} \cdot CpRRSup^{TR}_{f,u,h} + \\ \sum_{h\in H(D)} CoRNRSup^{TR}_{f,u,h} \cdot CpRNRSup^{TR}_{f,u,h} ; \\ \forall f \in G, u \in U(f) \end{cases}$$

(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:

$$CoIns^{TR}_{f,u,D} = CoArrIns^{TR}_{f,u,D} + CoTraIns^{TR}_{f,u,D} + CoProIns^{TR}_{f,u,D} + CoSvsCnx^{TR}_{f,u,D} ;$$

$$\forall f \in G, u \in U(f)$$

(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:

$$CoPrg^{MA}_{f,u,D} = CoArrPA^{MA}_{f,u,D} + CoTraPA^{MA}_{f,u,D} + CoProPA^{MA}_{f,u,D} + CoSvsCnx^{MA}_{f,u,D} ;$$

$$\forall f \in G, u \in U(f)$$

(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:

$$InEne^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h\in H(D)} \sum_{l\in LSI(h)} max\{0, PrEne^{TR}_{N(u),h} \cdot (PmGenSbi_{f,u,h,l} - PmGen^{MA}_{f,u,h})\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l})$$

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

(Ec. 330)

$$EgEne^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h\in H(D)} \sum_{l\in LSI(h)} max\{0, -PrEne^{TR}_{N(u),h} \cdot (PmGenSbi_{f,u,h,l} - PmGen^{MA}_{f,u,h})\} \cdot (TFS_{h,l} - TIS_{h,l})$$

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

(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:

$$InEne^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h\in H(D)}\sum_{l\in LSI(h)}\sum_{n\in N(u)} max\left\{0, PrEne^{TR}_{n,h}\cdot\begin{pmatrix} FDP_{n,u,k^{TR}(u,h,l)}\, PmGenSbi_{f,u,h,l} \\ -FDP_{n,u,k(u,h)} PmGen^{MA}_{f,u,h}\end{pmatrix}\right\}\cdot\left(TFS_{h,l}-TIS_{h,l}\right);$$

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

(Ec. 332)

$$EgEne^{TR}_{f,u,D} = \sum_{h\in H(D)}\sum_{l\in LSI(h)}\sum_{n\in N(u)} max\left\{0, -PrEne^{TR}_{n,h}\cdot\begin{pmatrix} FDP_{n,u,k^{TR}(u,h,l)}\, PmGenSbi_{f,u,h,l} \\ -FDP_{n,u,k(u,h)} PmGen^{MA}_{f,u,h}\end{pmatrix}\right\}\cdot\left(TFS_{h,l}-TIS_{h,l}\right);$$

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

(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):

$$InSvsCnx^{TR}_{f,u,D} = \begin{cases} PaDiReg^{TR}_{f,u,D} \\ +PaDiRR10^{TR}_{f,u,D} \\ +PaDiRNR10^{TR}_{f,u,D} \\ +PaDiRRSup^{TR}_{f,u,D} \\ +PaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}\end{cases};\ \forall f\in G, u\in U(f)$$

(Ec. 334)

$$EgSvsCnx^{TR}_{f,u,D} = \begin{cases} CaDiReg^{TR}_{f,u,D} \\ +CaDiRR10^{TR}_{f,u,D} \\ +CaDiRNR10^{TR}_{f,u,D} \\ +\ CaDiRRSup^{TR}_{f,u,D} \\ +CaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}\end{cases};\ \forall f\in G, u\in U(f)$$

(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:

$$PrGSI^{TR}_{f,u,D} = \frac{max\left\{0, \left(CoIns^{TR}_{f,u,D} - CoPrg^{MA}_{f,u,D}\right) - \left(InEne^{TR}_{f,u,D} - EgEne^{TR}_{f,u,D} + InSvsCnx^{TR}_{f,u,D} - EgSvsCnx^{TR}_{f,u,D}\right)\right\}}{HE_{f,u,D}};$$

$$\forall f\in G, u\in U(f)$$

(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 $\boldsymbol{HNP_{f,u,D}}$ representa el número de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, 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 $\boldsymbol{D}$, a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiGSI^{TR}_{f,u,D} = PrGSI^{TR}_{f,u,D}\left(HE_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}\right); \forall f \in G, u \in U(f)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$\boldsymbol{PaDiTotGSI^{TR}_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI^{TR}_{f,u,D}; \forall f \in G, s \in S(f)}$$

(Ec. 338)

B1001 Pago por: Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real a los Generadores

En donde:

$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{HE_{f,u,D}}$	Número de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, este asignado para operar como generador en el Mercado del Tiempo Real.
$\boldsymbol{K(u)}$	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$.
$\boldsymbol{LSI(h)}$	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 $\boldsymbol{h}$**.**
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{UK}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{US}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.

$\boldsymbol{CoArrIns^{TR}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoArrPA^{MA}_{f,u,D}}$ Suma de los costos de todos los arranques programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoIns^{TR}_{f,u,D}}$ Costo en el que habría incurrido el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, si hubiera seguido las instrucciones de despacho durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoPrg^{MA}_{f,u,D}}$ Costo correspondiente al programa del Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoProIns^{TR}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{u}$, representada total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$. Expresada en $.

$\boldsymbol{CoProPA^{MA}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, para todas las horas del día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoReg^{TR}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoRNR10^{TR}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoRNRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoRR10^{TR}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoRRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Costo ofrecido en el Mercado de Tiempo Real de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{CoSvcCnx^{MA}_{f,u,D}}$ Costo de los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, en el periodo de asignación $\boldsymbol{j}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoSvcCnx^{TR}_{f,u,D}}$ Costo de los Servicios Conexos asignados en el Mercado de Tiempo Real para el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoTraIns^{TR}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, calculados con base en la oferta de costos vigente en el momento que se da la instrucción de cambio de configuración, dentro del día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CoTraPA^{MA}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, dentro del periodo de asignación $\boldsymbol{j}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CpReg^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNR10^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRNRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real de Reserva NO Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRR10^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva Rodante de diez minutos por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CpRRSup^{TR}_{f,u,h}}$ Cantidad programada en el Mercado de Tiempo Real, de Reserva Rodante Suplementaria por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{FDP_{n,u,k}}$ Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, que corresponde al nodo $\boldsymbol{n}$, cuando la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ opera en la configuración $\boldsymbol{k}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$; esto es: $\sum_{n \in N(u)} \boldsymbol{FDP_{n,u,k}} = \boldsymbol{1}$; $\forall \boldsymbol{u}, \boldsymbol{k} \in \boldsymbol{K(u)}$. Es una cantidad adimensional.

$\boldsymbol{CoTraIns^{TR}_{f,u,D}}$ Valor de la suma de los costos de los cambios de configuración instruidos en el Mercado de Tiempo Real, al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, que son iniciados dentro del día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{HNP_{f,u,D}}$ Número de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el día de operación.

$\boldsymbol{InEne^{TR}_{f,u,D}}$ Ingreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por producir la energía instruida durante el día $\boldsymbol{D}$, Expresado en $.

$\boldsymbol{EgEne^{TR}_{f,u,D}}$ Egreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, por producir la energía instruida durante el día $\boldsymbol{D}$, Expresado en $.

$\boldsymbol{InSvsCnx^{TR}_{f,u,D}}$ Ingreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{EgSvsCnx^{TR}_{f,u,D}}$ Egreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{k(u,h)}$ Configuración programada para la operación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, en el Mercado del Día en Adelanto.

$\boldsymbol{k^{TR}(u,h,l)}$ Configuración instruida para la operación de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, de la hora $\boldsymbol{h}$, en la subdivisión $\boldsymbol{l}$, en el Mercado de Tiempo Real.

$\boldsymbol{PaDiGSI^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en día $\boldsymbol{D}$, por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiReg^{TR}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiReg^{TR}_{f,u,D}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, durante el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiRNR10^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRNR10^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{PaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$,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:

$$CaHrGSI_{f,s,h}^{TR} = PrDisGSI_{D}^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h};\ \ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(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:

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

(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:

$$RntCngGen^{TR}_{f,u,h} = -PrCng^{TR}_{N(u),h} \cdot \left(PmGen^{ME}_{f,u,N(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right);$$

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

(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:

$$RntCngGen^{TR}_{f,u,h} = \quad - \sum_{n \in N(u)} PrCng^{TR}_{n,h} \cdot \left(PmGen^{ME}_{f,u,n,h} - FDP_{n,u,k(u,h)} \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h}\right);$$

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

(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:

$$RntCngImp^{TR}_{f,i,h} = -PrCng^{TR}_{n(i),h} \cdot \left(PmImp^{TR}_{f,i,h} - PmImp^{MA}_{f,i,h}\right);$$

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

(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:

$$RntCngCDM^{TR}_{f,n,h} =$$

$$PrCng^{TR}_{n,h} \cdot \left[\sum_{s \in S(f)} PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h} \left(1 + FDPnt_h \frac{PrCngPnt_h}{PrCng^{TR}_{n,h}}\right) - \sum_{s \in S(f)} PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\right]$$

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

(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:

$$RntCngExp_{f,i,h}^{TR} = PrCng_{n(i),h}^{TR} \cdot \left[PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA} \right];\ \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(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:

$$RntCng_h^{TR} = \begin{cases} \sum_{f\in G} \sum_{u\in U(f)} RntCngGen_{f,u,h}^{TR} \\ \sum_{f\in F} \sum_{i\in IMP(f)} RntCngImp_{f,i,h}^{TR} \\ \sum_{f\in ERC} \sum_{n\in N} RntCngCDM_{f,n,h}^{TR} \\ \sum_{f\in SM} \sum_{z\in Z} RntCngCIM_{f,z,h}^{TR} \\ \sum_{f\in F} \sum_{i\in EXP(f)} RntCngExp_{f,i,h}^{TR} \\ \forall h \in H(D) \end{cases}$$

(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:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{EXP(f)}$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede exportar energía.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{IMP(f)}$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ puede importar energía.
$\boldsymbol{K(u)}$	Conjunto de configuraciones definidas para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$.
$\boldsymbol{N}$	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$\boldsymbol{n(i)}$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{NZ(z)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la zona de carga $\boldsymbol{z}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{UK}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{US}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{Z}$	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra de energía física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{CmTotEneFis_h^{TR}}$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{FDP_{n,u,k}}$	Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, que corresponde al nodo $\boldsymbol{n}$, cuando la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ opera en la configuración $\boldsymbol{k}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la unidad; esto es: $\sum_{n \in N(u)} \boldsymbol{FDP_{n,u,k} = 1}$; $\forall \boldsymbol{u,k} \in \boldsymbol{K(u)}$. Es una cantidad adimensional.
$\boldsymbol{FDPnt_h}$	Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas durante la hora $\boldsymbol{h}$, entre los consumidores en la hora considerada. Cantidad adimensional.
$\boldsymbol{\mathcal{N}(u)}$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.
$\boldsymbol{PmCDMSc_{f,s,n,h}^{MA}}$	Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la zona de carga a la que pertenece el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser entregada por la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ que representa, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la cantidad medida para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser importada a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrCngPnt_h}$ Componente de Congestión Marginal del precio medio de las pérdidas no técnicas de distribución aprobadas asignables de forma generalizada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$ (bajo la regulación actual, tiene valor de cero).

$\boldsymbol{PrCng^{TR}_{n,h}}$ Componente de Congestión Marginal del precio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrRmbRntCng^{TR}_{h}}$ Precio unitario de reembolso a los compradores de energía física, por el Exceso de Cobro por Congestión colectado en la hora $\boldsymbol{h}$. La cantidad puede resultar negativa. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{RntCng^{TR}_{h}}$ Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora $\boldsymbol{h}$. La cantidad puede resultar negativa. Expresada en $.

$\boldsymbol{RntCngCDM^{TR}_{f,n,h}}$ Contribución al Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real debido al cargo que se hizo al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo $\boldsymbol{n}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$RntCngCIM^{TR}_{f,n,h}$ 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 $.

$RntCngExp^{TR}_{f,i,h}$ 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 $.

$RntCngGen^{TR}_{f,u,h}$ 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 $.

$RntCngImp^{TR}_{f,i,h}$ 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: $CmEnFi^{TR}_{f,s,h}$

(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:

$$PaHrRntCng^{TR}_{f,s,h} = max\{0, PrRmbRntCng^{TR}_{h} \cdot CmEnFi^{TR}_{f,s,h}\};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 353)

$$CaHrRntCng^{TR}_{f,s,h} = max\{0, -PrRmbRntCng^{TR}_{h} \cdot CmEnFi^{TR}_{f,s,h}\};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(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:

$$PaDiRntCng^{TR}_{f,s,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRntCng^{TR}_{f,s,h};\ \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 355)

B2518 Pago por: Reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real

$$\boldsymbol{CaDiRntCng^{TR}_{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{h \in H(D)}} \boldsymbol{CaHrRntCng^{TR}_{f,s,h}};\ \ \forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{F}, \boldsymbol{s} \in \boldsymbol{S(f)}$$

(Ec. 356)

B2518 Cargo por: Reembolso del Faltante de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N}$	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra de energía física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiRntCng^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por el reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiRntCng^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por el desembolso del Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaHrRntCng^{TR}_{f,s,h}}$	Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por el reembolso del Exceso de Cobro por Congestión colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrRntCng^{TR}_{f,s,h}}$	**C**argo horario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por el desembolso del Déficit de Cobro por Congestión Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa. Expresado en $.
$\boldsymbol{PrRmbRntCng^{TR}_{h}}$	Precio unitario de reembolso a los compradores de energía física, por el Exceso de Cobro por Congestión colectado en la hora $\boldsymbol{h}$**.** 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:

$$RntPerGen^{TR}_{f,u,h} = -\left(PrEne^{TR}_{N(u),h} - PrCng^{TR}_{N(u),h}\right)\left(PmGen^{ME}_{f,u,N(u),h} - PmGen^{MA}_{f,u,h}\right);$$

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

(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:

$$RntPerGen^{TR}_{f,u,h} = -\sum_{n \in N(u)} \left(PrEne^{TR}_{n,h} - PrCng^{TR}_{n,h}\right)\left(PmGen^{ME}_{f,u,n,h} - FDP_{n,u,k(u,h)} \cdot PmGen^{MA}_{f,u,h}\right);$$

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

(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:

$$RntPerImp^{TR}_{f,i,h} = -\left(PrEne^{TR}_{n(i),h} - PrCng^{TR}_{n(i),h}\right)\left(PmImp^{TR}_{f,i,h} - PmImp^{MA}_{f,i,h}\right);$$

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

(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:

$$RntPerCDM^{TR}_{f,n,h} =$$

$$\left(PrEne^{TR}_{n,h} - PrCng^{TR}_{n,h}\right) \cdot \sum_{s \in S(f)} \left[PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h} \cdot \left(1 + FDPntCDM_{n,h} \cdot \frac{PrEnePnt_h - PrCngPnt_h}{PrEne^{TR}_{n,h} - PrCng^{TR}_{n,h}}\right) - PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}\right];$$

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

(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:

$$RntPerCIM^{TR}_{f,z,h} =$$

$$\left(PrZEne^{TR}_{z,h} - PrZCng^{TR}_{z,h}\right) \cdot \sum_{s \in S(f)} \left[PmCZo^{ME}_{f,s,z,h} \cdot \left(1 + FDPnt_h \cdot \frac{PrEnePnt_h - PrCngPnt_h}{PrZEne^{TR}_{z,h} - PrZCng^{TR}_{z,h}}\right) - PmCIDMSc^{MA}_{f,s,z,h}\right];$$

$$\forall f \in ERC, z \in Z, h \in H(D)$$

(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:

$$RntPerExp_{f,i,h}^{TR} = \left(PrEne_{n(i),h}^{TR} - PrCng_{n(i),h}^{TR}\right)\left[\, PmExp_{f,i,h}^{TR} - PmExp_{f,i,h}^{MA} \,\right];$$

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

(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:

$$RntPer_h^{TR} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} RntPerGen_{f,u,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in IMP(f)} RntPerImp_{f,i,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in SM \cap UC} \sum_{n \in N} RntPerCDM_{f,n,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in SM} \sum_{z \in Z} RntPerCIM_{f,z,h}^{TR} \\ + \sum_{f \in F} \sum_{i \in EXP(f)} RntPerExp_{f,i,h}^{TR} \\ \forall h \in H(D) \end{cases}$$

(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.

$\boldsymbol{UK}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.

$\boldsymbol{US}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.

$\boldsymbol{Z}$ Conjunto de zonas de carga en el sistema.

$\boldsymbol{FDP_{n,u,k}}$ Factor de distribución de la cantidad generada por la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, que corresponde al nodo $\boldsymbol{n}$, cuando la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ opera en la configuración $\boldsymbol{k}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución correspondientes a todos los nodos donde Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega energía, sea igual a uno, para cualquier Unidad de Central Eléctrica y cualquier configuración definida para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$; esto es: $\sum_{\boldsymbol{n\in N(u)}} \boldsymbol{FDP_{n,u,k}} = \boldsymbol{1}$; $\forall \boldsymbol{u,k} \in \boldsymbol{K(u)}$. Es una cantidad adimensional.

$\boldsymbol{FDPnt_h}$ Factor de distribución de la cantidad media de las pérdidas NO técnicas aprobadas para la hora $\boldsymbol{h}$, entre los consumidores en la hora considerada. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{n(i)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.

$\boldsymbol{\mathcal{N}(u)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ entrega su energía, cuando lo hace en un solo nodo.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{MA}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media programada en el Mercado del Día en Adelanto, para los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{MA}_{f,s,z,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para los Centros de Carga Indirectamente Modelados, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{ME}_{f,s,z,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmExp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para el Mercado de Tiempo Real, para ser exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{MA}_{f,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{PmImp^{MA}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada en el Mercado del Día en Adelanto, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, para ser importada a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria programada (en etiquetas electrónicas) para el Mercado de Tiempo Real, para ser importada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrCng^{TR}_{n,h}}$ Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{RntPer^{TR}_{h}}$ Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora $\boldsymbol{h}$. La cantidad puede resultar negativa –Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales. Expresada en $.

$\boldsymbol{RntPerCDM^{TR}_{f,n,h}}$ Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, en la hora $\boldsymbol{h}$, debido al cargo horario que se hizo al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Directamente Modelados en el nodo $\boldsymbol{n}$, 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 $.

$\boldsymbol{RntPerCIM^{TR}_{f,z,h}}$ Contribución al Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real, en la hora $\boldsymbol{h}$, debido al cargo horario que se hizo al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el aumento en la energía consumida por sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, 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 $.

$\boldsymbol{RntPerExp^{TR}_{f,i,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, por el aumento en la energía programada para ser exportada en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{RntPerGen^{TR}_{f,u,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{RntPerImp^{TR}_{f,i,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, por el aumento en la energía programada para ser importada en la interconexión $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.

$\boldsymbol{z(n)}$ Zona de carga a la que pertenece el nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado $\boldsymbol{n}$.

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 $\boldsymbol{h}$:

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

(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 $\boldsymbol{h}$, entre, el valor de la Compra Total de Energía Física para esa hora:

$$\boldsymbol{PrRmbRntPer_h^{TR} = \frac{RntPer_h^{TR}}{CmTotEneFis_h} \; ; \; \forall h \in H(D)}$$

(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 $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, su valor se representa con el símbolo: $\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$

(f) El pago y cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$ 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:

$$\boldsymbol{PaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} = max\left\{0, PrRmbRntPer_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\right\} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 366)

$$\boldsymbol{CaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} = max\left\{0, -PrRmbRntPer_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\right\} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 367)

(g) El pago y cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{PaDiRntPer_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 368)

B1218 Pago por: Reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real

$$\boldsymbol{CaDiRntPer_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrRntPer_{f,s,h}^{TR} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 369)

B1218 Cargo por: Desembolso del Déficit de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N}$	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra de energía física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{CmTotEneFis_h}$	Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaDiRntPer^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por el reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiRntPer^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por el desembolso del Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real. La cantidad puede ser negativa.
$\boldsymbol{PaHrRntPer^{TR}_{f,s,h}}$	Pago horario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por el reembolso del Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrRntPer^{TR}_{f,s,h}}$	Cargo horario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por el desembolso del Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales Colectado en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{PrRmbRntPer^{TR}_h}$	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 $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{RntPer^{TR}_h}$	Exceso de Cobro por Pérdidas Marginales colectado en el Mercado de Tiempo Real en la hora $\boldsymbol{h}$. 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:

(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 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 Comerciados 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:

$$\boldsymbol{VaDiTBF_{t,D}^{TR} = 0;\quad \forall t \in TBFF^{TR} \cup TBFRg^{TR} \cup TBFRc^{TR},\quad D \notin DVT(t)}$$

(Ec. 370)

(c) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$ por una cantidad fija, el producto de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$ es energía, y la Transacción Bilateral Financiera está vigente en el día $\boldsymbol{D}$ considerado en $\boldsymbol{DVT(t)}$, el valor monetario de la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} max\left\{0, P_t \cdot \sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} \cdot PrEne_{n,h}^{TR}\right\};\quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)}$$

(Ec. 371)

$$\boldsymbol{VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} max\left\{0, -P_t \cdot \sum_{n \in NT(t)} W_{n,t} PrEne_{n,h}^{TR}\right\};\quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)}$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrReg_{r,h}^{TR} \right]; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} \cdot PrRR10_{r,h}^{TR} \right]; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRNR10_{r,h}^{TR} \right]; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRRSup_{r,h}^{TR} \right]; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 376)

(h) Si se trata de una Transacción Bilateral Financiera t por una cantidad fija y el producto de la Transacción Bilateral t Financiera 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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = \sum_{h \in BT(t,D)} P_t \left[\sum_{n \in NT(t)} \sum_{r \in R(n)} W_{n,t} PrRNRSup_{r,h}^{TR} \right]; \quad \forall t \in TBFF^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \sum_{f \epsilon G(u(t))} \sum_{n \in N(u(t))} max\left\{0, PrEne_{n,h}^{TR} \cdot PmGen_{f,u,n,h}^{ME}\right\} ;$$

$$\forall t \in TBFRg^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 378)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} \sum_{f \epsilon G(u(t))} \sum_{n \in N(u(t))} max\left\{0, -PrEne_{n,h}^{TR} \cdot PmGen_{f,u,n,h}^{ME}\right\} ;$$

$$\forall t \in TBFRg^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$$VaDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} max\left\{0, PrEne_{n(q(t)),h}^{TR} \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME}\right\} ;$$

$$\forall t \in TBFRc^{TR}, D \in DVT(t)$$

(Ec. 380)

$$VaNegDiTBF_{t,D}^{TR} = FrE_t \sum_{h \in BT(t,D)} max\left\{0, -PrEne_{n(q(t)),h}^{TR} \cdot PmCar_{f,q,h}^{ME}\right\} ;$$

$$\forall t \in TBFRc^{TR}, D \in DVT(t)$$

(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:

$\boldsymbol{BT(t,D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$, en las que está vigente la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. Las horas en el conjunto pueden variar con el día solo por el efecto del horario de verano.
$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{DVT(t)}$	Conjunto de días en los que está vigente la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{FrE_t}$	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.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{G(u)}$	Conjunto de Generadores que representan total o parcialmente a la Unidad de Central Eléctrica de central eléctrica $\boldsymbol{u}$.
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía.
$\boldsymbol{NT(t)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado que conforman el nodo distribuido utilizado en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$.
$\boldsymbol{R(n)}$	Conjunto de zonas de reserva en las que se encuentra el nodo $\boldsymbol{n}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{P_t}$	Cantidad especificada en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. Expresada en MW.
$\boldsymbol{TBFF^{TR}}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras por cantidades fijas liquidables con base en los Precios Marginales Locales en el Mercado de Tiempo Real.
$\boldsymbol{TBFRc^{TR}}$	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.
$\boldsymbol{TBFRg^{TR}}$	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.
$\boldsymbol{TSCr^{TR}(f,s)}$	Conjunto de Transacciones Bilaterales Financieras liquidables con base en los precios del Mercado de Tiempo Real, en las que el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ aparece como receptor, y están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$ del Participante del Mercado.
$\boldsymbol{PaDiTBF^{TR}_{f,t,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, liquidable con base en los Precios Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTBF^{TR}_{f,t,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$, en el día $\boldsymbol{D}$, liquidable con base en los Precios Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, que es el receptor en la Transacción Bilateral Financiera $\boldsymbol{t}$. 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 $\$/MWh$.

$PrRNR10_{r,h}^{TR}$ 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 $\$/MWh$.

$PrRNRSup_{r,h}^{TR}$ 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 $\$/MWh$.

$PrRR10_{r,h}^{TR}$ 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: $\sum_{n \epsilon NT(t)} W_{n,t} = 1$. 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:

$$CaDiTBF_{f,t,D}^{TR} = VaDiTBF_{t,D}^{TR};\ \forall f \in F, s \in S(f), t \in TSCe^{TR}(f,s)$$

(Ec. 386)

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

(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:

$$CaDiTotTBF^{TR}_{f,s,D} = \sum_{t \in TSCe^{TR}(f,s)} CaDiTBF^{TR}_{f,t,D} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 388)

B2010 Cargo por: Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Tiempo Real al Emisor

$$PaDiTotTBFneg^{TR}_{f,s,D} = \sum_{t \in TSCe^{TR}(f,s)} PaDiTBFneg^{TR}_{f,t,D} \; ; \; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(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.
$CaDiTBF^{TR}_{f,t,D}$	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 $.
$PaDiTBF^{TR}_{f,t,D}$	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 $.
$CaDiTotTBF^{TR}_{f,s,D}$	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 $.
$PaDiTotTBF^{TR}_{f,s,D}$	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 $.
$VaDiTBF^{TR}_{t,D}$	Valor u obligación monetaria diaria de la Transacción Bilateral Financiera t, en el día D, en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en $.
$VaNegDiTBF^{TR}_{t,D}$	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:

$$CaHrTtransCDM_{f,s,c,h} = TtransC_{V(c)} \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,c,h} \; ;$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), c \in C, h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrTtransCIM_{f,s,z,h} = \sum_{v \in V} TtransC_{V(z)} \cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,v,h};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrTtransExp_{f,s,i,h} = TtransC_{V(n(i))} \cdot PmExp^{TR}_{f,s,i,h}; \ \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrTransGen_{f,s,u,h} = TtransG_{V(u)} \cdot PmGen^{ME}_{f,s,u,h}; \ \forall f \in G, , s \in S(f), u \in U(f), h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrTtransImp_{f,s,i,h} = TtransC_{V(n(i))} \cdot PmImp^{TR}_{f,s,i,h};\ \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMP, h \in H(D)$$

(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:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Centros de Carga Directamente Modelados
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{EXP}$	Conjunto de interconexiones internacionales en las que los Participantes del Mercado pueden exportar energía.
$\boldsymbol{IMP}$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que los Participantes del Mercado pueden importar energía.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{V}$	Conjunto de niveles de tensión en el sistema. Para efectos de las Tarifas de Transmisión aprobadas por la CRE, solo se distinguen niveles $\geq 220\ kV$ y $< 220\ kV$.
$\boldsymbol{Z}$	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$\boldsymbol{CaDiTtransCDM_{f,s,c,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo de energía de su Centro de Carga Directamente Modelado $\boldsymbol{c}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTtransCIM_{f,s,z,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$ durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotTtransCDM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotTtransCIM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrTtransCDM_{f,s,c,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, por el consumo medido de energía de su Centro de Carga Directamente Modelado $\boldsymbol{c}$ Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrTtransCIM_{f,s,z,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociado a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$ durante la hora $\boldsymbol{h}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTtransExp_{f,s,i,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, agrupada en la cuenta de orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotTtransExp_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real a través las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrTtransExp_{f,s,i,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real a través de la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, agrupada en la cuenta de orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTransGen_{f,s,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en día $\boldsymbol{D}$, por la generación de energía. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotTransGen_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por la energía generada. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrTransGen_{f,s,u,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, por la energía generada. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTtransImp_{f,s,i,D}}$ Cargo diario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotTtransImp_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$ en el día $\boldsymbol{D}$,. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrTtransImp_{f,s,i,h}}$ Cargo horario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotTtrans_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la energía programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por todas sus transacciones asociadas a la cuenta de orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,c,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, del Centro de Carga Directamente Modelado $\boldsymbol{c}$, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, no 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.

$\boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,v,h}}$ Cantidad de energía media horario del consumo medido (o estimado) de los Centros de Carga Indirectamente Modelados del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la tensión $\boldsymbol{v}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Cuando el Centro de Carga se conecta a la Red General de Distribución, no 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.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía en el Mercado de Tiempo Real exportada por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,s,u,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ y la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía importada en el Mercado de Tiempo Real, por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{TtransC_V}$ Tarifa de transmisión aprobada por la CRE para consumidores (demanda) en el nivel de tensión $\boldsymbol{V}$. 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 meces 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 meces 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 meces 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 meces 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:

$$CaDiTotDistCDM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} \left(BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot ConsDM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot DemDM_{f,s,td,div} \right)$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(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:

$$CaDiTotDistCIM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} \left(BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot ConsIM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot DemIM_{f,s,td,div} \right)$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f),$$

(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:

$$CaDiTotDistGDM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} 0.95 * \left(BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot GenDM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot GenCapDM_{f,s,td,div} \right)$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(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:

$$CaDiTotDistGIM_{f,s,D} = \sum_{td \in TD} \sum_{div \in DD} 0.95 * \left(BiCons_{td} \cdot tdC_{td,div} \cdot GenIM_{f,s,td,div} + BiDem_{td} \cdot tdD_{td,div} \cdot GenCapIM_{f,s,td,div} \right)$$

$$\forall f \in ERC \cup G, s \in S(f)$$

(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 $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{IngDiTotDist_{D}} = \sum_{\boldsymbol{f}\in\boldsymbol{ERC}} \sum_{\boldsymbol{s}\in\boldsymbol{S(f)}} \boldsymbol{CaDiTotDist_{f,s,D}}$$

(Ec. 413)

(b) El pago diario a cada distribuidor $\boldsymbol{dr}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{PaDiTotDist_{dr,D}} = \boldsymbol{IngDiTotDist_{D}} \cdot \boldsymbol{FDIngDist_{dr}};\ \forall \boldsymbol{t} \in \boldsymbol{DIS}$$

(Ec. 414)

C5114 Pago por: Tarifa de Distribución

En donde:

$\boldsymbol{DD}$	Conjunto de Divisiones de Distribución (16 Divisiones).
$\boldsymbol{ERC}$	Conjunto de Entidades Responsable de Carga.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{TD}$	Conjunto de Tarifas de Distribución $\boldsymbol{td}$ aprobadas por la CRE (DB1, DB2, PDBT, GDBT, GDMT).
$\boldsymbol{BiCons_{td}}$	Variable binaria. Toma valor de 1 en caso de que la tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ sea cobrada en función del consumo o generación de energía y valor de 0 en caso contrario. Cantidad adimensional.
$\boldsymbol{BiDem_{td}}$	Variable binaria. Toma valor de 1 en caso de que la tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ sea cobrada en función de la demanda o capacidad y valor de 0 en caso contrario. Cantidad adimensional.
$\boldsymbol{CaDiTotDistCDM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotDistCIM_{f,s,D}}$	Cargo diario total del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por la tarifa de distribución asociada con el consumo de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotDistGDM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctricas Directamente Modeladas, agregados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por la tarifa de distribución asociada con su generación. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotDistGIM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de las Unidades de Central Eléctricas Indirectamente Modeladas, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por la tarifa de distribución asociada con su generación. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotDist_{f,s,D}}$	Cargo diario total del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por la tarifa de distribución. Expresado en $.
$\boldsymbol{tdC_{td,div}}$	Tarifa de Distribución aprobada por la CRE para una tensión y nivel de consumo $\boldsymbol{td}$, en la división $\boldsymbol{div}$. Expresada en $\$/kWh$-mes.
$\boldsymbol{tdD_{td,div}}$	Tarifa de Distribución aprobada por la CRE para una tensión y nivel de demanda $\boldsymbol{td}$, en la división $\boldsymbol{div}$. Expresada en $\$/kW$-mes.

$\boldsymbol{ConsDM_{f,s,td,div}}$ Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todos los Centros de Carga Directamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kWh.

$\boldsymbol{ConsIM_{f,s,td,div}}$ Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kWh.

$\boldsymbol{DemDM_{f,s,td,div}}$ Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todos los Centros de Carga Directamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kW-mes.

$\boldsymbol{DemIM_{f,s,td,div}}$ Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados cuyo consumo corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kW-mes.

$\boldsymbol{GenDM_{f,s,td,div}}$ Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todas las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas cuya generación corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kWh.

$\boldsymbol{GenIM_{f,s,td,div}}$ Consumo de energía promedio diario, estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todas las Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados cuya generación corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kWh.

$\boldsymbol{GenCapDM_{f,s,td,div}}$ Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todas las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas cuya generación corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kW-mes.

$\boldsymbol{GenCapIM_{f,s,td,div}}$ Demanda máxima dentro de los doce meses anteriores contados a partir del mes inmediato anterior estimada o medida para cada Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agregado en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en total para todas las Centrales Eléctricas Indirectamente Modelados cuya generación corresponde a tarifa de distribución $\boldsymbol{td}$ en la división de distribución $\boldsymbol{div}$. Expresada en kW-mes.

$\boldsymbol{IngDiTotDist_D}$ Ingreso diario total en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotDist_{dr,D}}$ Pago diario al Distribuidor $\boldsymbol{dr}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el servicio de transmisión. Expresado en $.

$\boldsymbol{FDIngDist_{dr}}$ Factor de distribución de ingresos de Distribución correspondiente al distribuidor $\boldsymbol{dr}$. Debe cumplirse que la suma de los factores de distribución de ingresos de todos los distribuidores sea igual a la unidad: $\sum_{t\in DIS} \boldsymbol{FDIngDist_t} = \boldsymbol{1}$. 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 al 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:

$$CaHrCenaceCDM_{f,s,n,h} = TCenaceC \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h};$$

$$\forall f \in SM \cup UC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D} = \sum_{n \in N} CaDiCenaceCDM_{f,s,n,h} \ \forall f \in SM \cup UC, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h} = TCenaceC \cdot PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}; \ \forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(Ec. 418)

(e) El cargo diario a cada Entidad Responsable de Carga $f \in ERC$ por en 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:

$$CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h}; \ \forall f \in SM, s \in S(f), z \in Z, n \in NZ(z),$$

(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:

$$CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D} = \sum_{z \in Z} CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D}\ ;\ \forall f \in SM, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrCenaceExp_{f,i,h} = TCenaceC \cdot PmExp^{TR}_{f,i,h};\ \forall f \in F, i \in EXP(f), h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiCenaceExp_{f,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceExp_{f,i,h}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f), i \in EXPSC(f,s)$$

(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:

$$CaDiTotCenaceExp_{f,s,D} = \sum_{i \in EXP} CaDiCenaceExp_{f,i,D}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrCenaceGen_{f,u,h} = TCenaceG \cdot PmGen^{ME}_{f,u,N(u),h};\ \forall f \in G, u \in U(f) \cap US, h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrCenaceGen_{f,u,h} = \sum_{n \in N(u)} TCenaceG \cdot PmGen^{ME}_{f,u,n,h};\quad \forall f \in G, u \in U(f) \cap UK, h \in H(D$$

(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:

$$CaDiCenaceGen_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceGen_{f,u,h};\ \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(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:

$$CaDiTotCenaceGen_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiCenaceGen_{f,u,D}\ ;\ \forall f \in G, s \in S(f)$$

(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:

$$CaHrCenaceImp_{f,i,h} = TCenaceG \cdot PmImp^{TR}_{f,i,h};\ \forall f \in F, i \in IMP(f), h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiCenaceImp_{f,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCenaceImp_{f,i,h}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f), i \in IMPSC(f,s)$$

(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:

$$CaDiTotCenaceImp_{f,s,D} = \sum_{i \in IMP} CaDiCenaceImp_{f,i,D}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f)$$

(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:

$$\begin{aligned} CaDiTotCenace_{f,s,D} &= CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D} + CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D} + CaDiTotCenaceExp_{f,s,D} \\ &+ CaDiTotCenaceGen_{f,s,D} + CaDiTotCenaceImp_{f,s,D} \end{aligned}$$

(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.

$\boldsymbol{IMP}$	Conjunto de interconexiones internacionales, en las que los Participantes del Mercado pueden importar energía.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{N(u)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial dl Mercado en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, puede entregar energía, cuando tiene múltiples nodos de entrega.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{UK}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{US}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica cuyas ofertas de venta de energía NO se hacen con base en un conjunto de configuraciones.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{N}$	Conjunto de nodos en la red del Modelo Comercial del Mercado.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{Z}$	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$\boldsymbol{CaDiTotCenace_{f,s,D}}$	Cargo diario total por los servicios del CENACE al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiCenaceCDM_{f,s,n,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en nodo $\boldsymbol{n}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiCenaceCIM_{f,s,z,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, de la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$ durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotCenaceCIM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrCenaceCDM_{f,s,n,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrCenaceCIM_{f,s,z,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$ durante la hora $\boldsymbol{h}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiCenaceExp_{f,i,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotCenaceExp_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrCenaceExp_{f,i,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real en la Interconexión Internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiCenaceImp_{f,i,D}}$ Cargo por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$. en el día $\boldsymbol{D}$, Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceImp_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de las interconexiones internacionales, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaHrTransImp_{f,i,h}}$ Cargo horario por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, en la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $.

$\boldsymbol{PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados, del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, incluidas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIMSc^{ME}_{f,s,n,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}}$ Cantidad de energía media horario del consumo medido (o estimado) del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MW.

$\boldsymbol{PmExp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria exportada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la cantidad medida para la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmImp^{TR}_{f,i,h}}$ Cantidad de energía media horaria importada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{TCenaceG}$ Tarifa del CENACE aprobada por la CRE para la operación aplicable a generación. Expresada en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{TCenaceC}$ Tarifa del CENACE aprobada por la CRE por la operación aplicable al consumo. Expresada en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{z(n)}$ Zona de carga a la que pertenece el nodo $\boldsymbol{n}$ de la red del Modelo Comercial de Mercado.

$\boldsymbol{n(i)}$ Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.

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 $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{PaDiTotCenace_D} = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \boldsymbol{CaDiTotCenace_{f,s,D}}$$

(Ec. 432)

C5323 Pago por: Tarifa del CENACE

En donde:

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceCDM_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo de energía de sus Centros de Carga Directamente Modelados en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceCIM_{f,s,,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, agrupados en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$, por el consumo medido de energía de sus Centros de Carga Indirectamente Modelados en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceExp_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, en las Interconexiones Internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por la exportación de energía en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceGen_{f,s,D}}$ Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por la energía generada en el Mercado en Tiempo Real. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenaceImp_{f,s,D}}$ Cargo diario total por la energía de importación programada para el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, a través de las interconexiones internacionales agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, el día $\boldsymbol{D}$,. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiTotCenace_{f,s,D}}$ Cargo diario total por los Servicios de CENACE al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, el día $\boldsymbol{D}$,. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiTotCenace_D}$ Pago diario total al CENACE, durante el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$PaONP_{f,s,p,D} = \begin{cases} PrPot_{p,a}\ OfeNetPot_{f,s,p,a} \cdot 1\ Año\ ; si\ D = DL(a) \\ 0\ ; \qquad si\ D \neq DL(a) \end{cases} \quad \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f), p \in P(a)$$

(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:

$$FAPot_{p,a} = min\left[1, \frac{\sum_{f \in G \cup SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} \left(OfeNetPot_{f,s,p,a}\right)}{\sum_{f \in G \cup SM \cup UC} \sum_{s \in S(f)} \left(OblNetPot_{f,s,p,a}\right)}\right]\ ;\ p \in P(a)$$

$$CaOblNP_{f,s,p,D} = \begin{cases} PrPot_{p,a}\ OblNetPot_{f,s,p,a}\ FAPot_{p,a} \cdot 1\ Año\ ; si\ D = DL(a) \\ 0\ ; \qquad si\ D \neq DL(a) \end{cases} \quad \forall f \in G \cup SM \cup UC, s \in S(f), p \in P(a)$$

(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:

$$\boldsymbol{CaTotOblNP_{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{p}\in\boldsymbol{P(a)}} \boldsymbol{CaOblNP_{f,s,p,D}} \; ; \forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC}, \boldsymbol{s} \in \boldsymbol{S(f)}$$

(Ec. 436)

E2613 Cargo por: Obligación Neta de Potencia a los Participantes

En donde:

$\boldsymbol{G}$	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a generadores.
$\boldsymbol{P(a)}$	El conjunto de zonas de precios netos de potencia, resultantes del Mercado para el Balance de Potencia realizado para el año $\boldsymbol{a}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a suministradores.
$\boldsymbol{UC}$	El conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{DL(a)}$	Fecha del día en que será liquidado el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año $\boldsymbol{a}$.
$\boldsymbol{FAPot_{p,a}}$	Factor de Ajuste de Potencia en la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año $\boldsymbol{a}$. Cuando la oferta neta de Potencia sea menor que la obligación neta de Potencia en el Sistema Interconectado o Zona de Potencia, $\boldsymbol{FAPot_{p,a}} < 1$. Cantidad adimensional.
$\boldsymbol{OblNetPot_{f,s,p,a}}$	Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, en la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año $\boldsymbol{a}$. Expresada en MW.
$\boldsymbol{CaOblNP_{f,s,p,D}}$	Cargo por la Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, en la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, resultante en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaTotOblNP_{f,s,D}}$	Cargo por las Obligaciones Netas de Potencias asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, en las diversas zonas de precios netos de potencia, que resultaron en el Mercado para el Balance de Potencia que se liquida el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{PrPot_{p,a}}$	Precio Neto de la Potencia en el la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, durante el año $\boldsymbol{a}$. 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:

$$\boldsymbol{PrPPE_a} = \frac{\sum_{\boldsymbol{p}\in\boldsymbol{P(a)}} \boldsymbol{PrPot_{p,a}}\ \boldsymbol{max}\left[\boldsymbol{0}, \sum_{\boldsymbol{f}\in\boldsymbol{G}\cup\boldsymbol{SM}\cup\boldsymbol{UC}} \sum_{\boldsymbol{s}\in\boldsymbol{S(f)}} \left(\boldsymbol{OfeNetPot_{f,s,p,a}} - \boldsymbol{OblNetPot_{f,s,p,a}}\right)\right]}{\sum_{\boldsymbol{f}\in\boldsymbol{SM}\cup\boldsymbol{UC}} \sum_{\boldsymbol{s}\in\boldsymbol{S(f)}} \boldsymbol{OblBruPot_{f,s,a}}} ; \; \forall \boldsymbol{a} \in \boldsymbol{A}$$

(Ec. 437)

El cargo a las Entidades Responsables de Carga por la Potencia Eficiente en el Sistema Eléctrico Interconectado es:

$$\boldsymbol{CaPPE_{f,s,D}} = \begin{cases} \boldsymbol{PrPPE_a}\ \boldsymbol{OblBruPot_{f,s,a}} \cdot \boldsymbol{1\ Año} \; ; & \boldsymbol{si\ D = DL(a)} \\ \boldsymbol{0} \; ; & \boldsymbol{si\ D \neq DL(a)} \end{cases}$$
$$\forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC}, \boldsymbol{s} \in \boldsymbol{S(f)}$$

(Ec. 438)

E4413 Cargo por: Contribución al Pago de Potencia Eficiente

En donde:

$\boldsymbol{A}$	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
$\boldsymbol{G}$	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a generadores.
$\boldsymbol{CaPPE_{f,s,D}}$	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 $\boldsymbol{D}$; el cargo se aplica a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{P(a)}$	El conjunto de zonas de precios netos de potencia, resultantes del Mercado para el Balance de Potencia realizado para el año $\boldsymbol{a}$.
$\boldsymbol{S(f)}$	El conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	El conjunto de Participantes del Mercado que representan a suministradores.
$\boldsymbol{UC}$	El conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{PrPot_{p,a}}$	Precio Neto de la Potencia en el la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, durante el año $\boldsymbol{a}$. Expresado en $/MW-Año.
$\boldsymbol{PrPPE_{a}}$	Precio para distribuir el pago realizado a la Potencia Eficiente respecto a las obligaciones de las Entidades Responsables de Carga, durante el año $\boldsymbol{a}$. Expresado en $/MW-Año.
$\boldsymbol{OblBruPot_{f,s,a}}$	Obligación Bruta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, correspondiente al año $\boldsymbol{a}$. Expresada en MW.
$\boldsymbol{OblNetPot_{f,s,p,a}}$	Obligación Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, en la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año $\boldsymbol{a}$. Expresada en MW.
$\boldsymbol{OfeNetPot_{f,s,p,a}}$	Oferta Neta de Potencia asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, del participante $\boldsymbol{f}$, en la zona de precios netos de potencia $\boldsymbol{p}$, resultante en el Mercado para el Balance de Potencia del año $\boldsymbol{a}$. 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:

(a) 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.

(b) 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 $\boldsymbol{w}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 Eléctrica 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:

$$\boldsymbol{PmPer_{w,h}^{ME}} = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{u \in U(f)} \sum_{n \in NS(w)} \boldsymbol{PmGen_{f,u,n,h}^{ME}} \\ \quad - \sum_{n \in NS(w)} \sum_{i \in II(n)} \boldsymbol{PmInt_{i,h}^{ME}} \\ + \sum_{j \in WV(w)} \sum_{l \in L(j,w)} \boldsymbol{PmTra_{j,w,l,h}^{ME}} \\ \quad - \sum_{n \in NS(w)} \boldsymbol{PmEnt_{n,h}^{ME}} \end{cases}$$

$$\forall \boldsymbol{w} \in \boldsymbol{W}, \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)}$$

(Ec. 140)

(f) Las pérdidas de energía no aprobadas en la sección $\boldsymbol{w}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, son el resultado de restar a las pérdidas medidas y las pérdidas aprobadas:

$$\boldsymbol{PmPerNoA_{w,h}^{TR} = PmPer_{w,h}^{ME} - PmPerApr_{w,h}^{TR};} \ \ \forall \boldsymbol{w} \in \boldsymbol{W}, \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)}$$

(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 $\boldsymbol{W}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, se calcula:

$$\boldsymbol{PrPerNoA_{w,h}^{TR}} = \frac{\mathbf{1}}{\boldsymbol{|NS(w)|}} \cdot \sum_{\boldsymbol{n \in NS(w)}} \boldsymbol{PrEne_{n,h}^{TR}} \ ; \ \forall \boldsymbol{w} \in \boldsymbol{W}, \boldsymbol{h} \in \boldsymbol{H(D)}$$

(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:

$$CaHrPNA_{w,h}^{TR} = max\left\{0, PrPerNoA_{w,h}^{TR} \cdot PmPerNoA_{w,h}^{TR}\right\};\ \forall w \in W, h \in H(D)$$

(Ec. 143)

$$PaHrPNA_{w,h}^{TR} = max\left\{0, -PrPerNoA_{w,h}^{TR} \cdot PmPerNoA_{w,h}^{TR}\right\};\ \forall w \in W, h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiPNA_{w,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrPNA_{w,h}^{TR}\ ;\ \forall w \in W$$

(Ec. 145)

F2814 Cargo por: Exceso de pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

$$PaDiPNA_{w,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPNA_{w,h}^{TR}\ ;\ \forall w \in W$$

(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:

$$PrDisPNA_h^{TR} = \frac{\sum_{w \in W} CaHrPNA_{w,h}^{TR}}{CmTotEneFis_h};\ h \in H(D)$$

(Ec. 147)

$$PrDisRPA_h^{TR} = \frac{\sum_{w \in W} PaHrPNA_{w,h}^{TR}}{CmTotEneFis_h};\ h \in H(D)$$

(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:

$$PaHrPNA_{f,s,h}^{TR} = PrDisPNA_h^{TR}\ CmEnFi_{f,s,h};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 149)

$$CaHrPNA_{f,s,h}^{TR} = PrDisRPA_h^{TR}\ CmEnFi_{f,s,h};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(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:

$$PaDiPNA_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPNA_{f,s,h}^{TR};\ \forall f \in F, s \in S(f)$$

(Ec. 151)

F2918 Pago por: Distribución del Valor del Exceso de Pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

$$\boldsymbol{CaDiPNA^{TR}_{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{h \in H(D)}} \boldsymbol{CaHrPNA^{TR}_{f,s,h}}\ ;\ \forall \boldsymbol{f} \in \boldsymbol{F}, \boldsymbol{s} \in \boldsymbol{S(f)}$$

(Ec. 152)

F2918 Cargo por: Distribución del Valor de la Reducción de Pérdidas en la Red Eléctrica del Mercado

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de participantes del mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los participantes del mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{II(n)}$	Conjunto de interconexiones internacionales, cuyo nodo de entrega/recepción es el nodo $\boldsymbol{n}$. Solo puede haber dos casos: (1) el conjunto es vacío, o (2) solo tiene una interconexión internacional.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{L(j,w)}$	Conjunto de puntos de entrega entre la sección $\boldsymbol{j}$ de la Red Eléctrica del Mercado y la sección $\boldsymbol{w}$ de la Red Eléctrica del Mercado.
$\boldsymbol{NS(w)}$	Conjunto de nodos en la sección $\boldsymbol{w}$ de la Red Eléctrica del Mercado.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{U(f)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{W}$	Conjunto de secciones de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.
$\boldsymbol{WV(w)}$	Conjunto la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista y las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista vecinas a la sección $\boldsymbol{w}$.
$\boldsymbol{CaDiPNA^{TR}_{w,D}}$	Cargo diario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, en el día $\boldsymbol{D}$, por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiPNA^{TR}_{w,D}}$	Pago diario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, en el día $\boldsymbol{D}$, por el exceso y ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrPNA^{TR}_{w,h}}$	Cargo horario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, pago en la hora $\boldsymbol{h}$, por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaHrPNA^{TR}_{w,h}}$	Pago horario al Transportista o Distribuidor encargado de la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, pago en la hora $\boldsymbol{h}$, por el exceso o ahorro de las pérdidas medidas respecto a las aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía. Expresado en $.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra PM de Energía Física del Participante Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{CmTotEneFis_h}$ Compra Total de Energía Física de los Participantes del Mercado, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$|\boldsymbol{NS(w)}|$ Número de elementos en el conjunto $\boldsymbol{NS(w)}$. Cantidad adimensional.

$\boldsymbol{PaDiPNA^{TR}_{f,s,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso y reducción**,** Expresado en $.

$\boldsymbol{CaDiPNA^{TR}_{f,s,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso y reducción**,** Expresado en $.

$\boldsymbol{PaHrPNA^{TR}_{f,s,h}}$ Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$**,** en la hora $\boldsymbol{h}$, por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o reducción. Expresado en $

$\boldsymbol{CaHrPNA^{TR}_{f,s,h}}$ Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, comprador de energía física, correspondiente a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$**,** en la hora $\boldsymbol{h}$, por la distribución del valor monetario de las pérdidas en exceso o reducción. Expresado en $

$\boldsymbol{PmEnt^{ME}_{n,h}}$ Cantidad de energía media entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$ 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 $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmGen^{ME}_{f,u,n,h}}$ Cantidad de energía entregada en el Mercado de Tiempo Real por el Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, de la cantidad medida entregada en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmInt^{ME}_{i,h}}$ 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 $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmPer^{ME}_{w,h}}$ Cantidad de energía media de las pérdidas de energía medidas, en la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en MWh.

$\boldsymbol{PmPerApr^{TR}_{w,h}}$ Cantidad de energía media de las pérdidas de energía aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, en la sección $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmPerNoA^{TR}_{w,h}}$ 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 $\boldsymbol{w}$ de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmTra^{ME}_{j,w,l,h}}$ Cantidad de energía media entregada por la sección $\boldsymbol{j}$ a la sección $\boldsymbol{w}$, en el punto de entrega $\boldsymbol{l}$, medida durante la hora $\boldsymbol{h}$, entre ambas secciones de las Redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. El valor puede ser negativo. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrDisPNA^{TR}_{h}}$ 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 $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrDisRPA^{TR}_{h}}$ 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 $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Locales el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrPerNoA^{TR}_{w,h}}$ Precio medio aplicado al exceso de las pérdidas de energía medidas respecto al valor aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, en la sección $\boldsymbol{w}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{PmPerRNO^{ME}_{z,h}} \;=\; & \boldsymbol{PmEnt^{ME}_{z,h}} + \boldsymbol{GenDist^{ME}_{z,h}} \\ & - \sum_{\boldsymbol{f\in ERC}} \sum_{\boldsymbol{n\in NZ(z)}} \boldsymbol{PmCDM^{ME}_{f,n,h}} \\ & - \sum_{\boldsymbol{f\in ERC}} \boldsymbol{PmCIM^{ME}_{f,z,h}} \;+\; \boldsymbol{Pnt_{z,h}} \\ & \qquad \forall \boldsymbol{z\in Z, h\in H(D)} \end{aligned}$$

(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 $\boldsymbol{Pnt_{z,h}}$, 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 $\boldsymbol{PmCDM^{ME}_{f,n,h}}$ y $\boldsymbol{PmCIM^{ME}_{f,z,h}}$.

(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 $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\boldsymbol{CaHrPerRNO^{TR}_{z,h} = max\left\{0,\; PrZEne^{TR}_{z,h}\cdot PmPerRNO^{ME}_{z,h}\right\};\; \forall z\in Z, h\in H(D)}$$

(Ec. 154)

$$\boldsymbol{PaHrPerRNO^{TR}_{z,h} = max\left\{0,\; -PrZEne^{TR}_{z,h}\cdot PmPerRNO^{ME}_{z,h}\right\};\; \forall z\in Z, h\in H(D)}$$

(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 $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de los cargos y pagos horarios correspondientes:

$$\boldsymbol{CaDiPerRNO^{TR}_{z,D} = \sum_{h\in H(D)} CaHrPerRNO^{TR}_{z,h};\; \forall z\in Z}$$

(Ec. 156)

F4114 Cargo por: Exceso de pérdidas en la Zona de Carga

$$\boldsymbol{PaDiPerRNO_{z,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PaHrPerRNO_{z,h}^{TR};\ \forall z \in Z}$$

(Ec. 157)

F4114 Pago por: Ahorro de pérdidas en la Zona de Carga

En donde:

$\boldsymbol{ERC}$	Conjunto de Entidades Responsables de Carga.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{NZ(z)}$	Conjunto de nodos de la red del Modelo Comercial del Mercado contenidos en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$.
$\boldsymbol{Z}$	Conjunto de zonas de carga en el sistema.
$\boldsymbol{CaDiPerRNO_{z,D}^{TR}}$	Cargo diario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDiPerRNO_{z,D}^{TR}}$	Pago diario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaHrPerRNO_{z,h}^{TR}}$	Cargo horario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaHrPerRNO_{z,h}^{TR}}$	Pago horario al Distribuidor encargado de dar su servicio en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $.
$\boldsymbol{Pnt_h}$	Pérdidas NO técnicas aprobadas en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$, 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 MWh.
$\boldsymbol{PmEnt_{z,h}^{ME}}$	Cantidad de energía media entregada en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, medida durante la hora $\boldsymbol{h}$ 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 MWh.
$\boldsymbol{GenDist_{z,h}^{ME}}$	Cantidad de energía media generada en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, medida durante la hora $\boldsymbol{h}$, y entregada al Distribuidor que da el servicio en la Zona de Carga. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PmCDM_{f,n,h}^{ME}}$	Cantidad de energía media del consumo medido, de los Centros de Carga Directamente Modelados del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, conectadas al nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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.

$\boldsymbol{PmCIM^{ME}_{f,z,h}}$ 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 $\boldsymbol{f}$, en la Zona de Carga $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmPerRNO^{ME}_{z,h}}$ 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 $\boldsymbol{z}$, y para la hora $\boldsymbol{h}$.Expresada en MW.

$\boldsymbol{PrZEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en la zona $\boldsymbol{z}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. 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 $\boldsymbol{x}$, con el que se acordó un intercambio para asegurar la Confiabilidad, en una interconexión internacional específica $\boldsymbol{i}$, en una hora $\boldsymbol{h}$, es la suma de los productos del precio acordado por la cantidad comprada o la cantidad vendida en la hora:

$$\boldsymbol{PaHrCnfSEx^{TR}_{x,i,h} = PrIEC_{i,h} \cdot PmISE^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;\ \forall x \in X, i \in I, h \in H(D)}$$

(Ec. 158)

$$\boldsymbol{CaHrCnfSEx^{TR}_{x,i,h} = PrIEC_{i,h} \cdot PmESE^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;\ \forall x \in X, i \in I, h \in H(D)}$$

(Ec. 159)

(b) El pago y cargo diario a cada sistema externo $\boldsymbol{x}$, con el que se acordaron intercambios para asegurar la Confiabilidad a través de una interconexión internacional específica $\boldsymbol{i}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es la suma de pagos y cargos horarios:

$$\boldsymbol{PaDiCnfSEx^{TR}_{x,i,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrCnfSEx^{TR}_{x,i,h};\ \forall x \in X, i \in I}$$

(Ec. 160)

$$CaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR};\ \forall x \in X, i \in I$$

(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:

$$PaDiTotCnfSEx_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} PaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR};\ \forall x \in X$$

(Ec. 162)

F3115 Pago por: Intercambio acordado con el Sistema Externo

$$CaDiTotCnfSEx_{x,D}^{TR} = \sum_{i \in I} CaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR};\ \forall x \in X$$

(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.
$PaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR}$	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 $.
$CaDiCnfSEx_{x,i,D}^{TR}$	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 $.
$PaDiTotCnfSEx_{x,D}^{TR}$	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 $.
$CaDiTotCnfSEx_{x,D}^{TR}$	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 $.
$PaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR}$	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 $.
$CaHrCnfSEx_{x,i,h}^{TR}$	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:

$$ValEC_h^{TR} = \begin{cases} \sum_{x\in X}\sum_{i\in I} PrIEC_{i,h}\ \left(PmISE_{x,i,h}^{TR} - PmESE_{x,i,h}^{TR}\right) \\ -\sum_{x\in X}\sum_{i\in I} PrEne_{n(i),h}^{MA}\ \left(PmISE_{x,i,h}^{MA} - PmESE_{x,i,h}^{MA}\right) \\ -\sum_{x\in X}\sum_{i\in I} PrEne_{n(i),h}^{TR}\left[\left(PmISE_{x,i,h}^{TR} - PmESE_{x,i,h}^{TR}\right) - \left(PmISE_{x,i,h}^{MA} - PmESE_{x,i,h}^{MA}\right)\right] \end{cases}$$

$$\forall h \in H(D)$$

(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:

$$PrDisIEC_h^{TR} = \frac{ValEC_h^{TR}}{CmTotEneFis_h}\ ;\ \forall h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrIEC_{f,s,h}^{TR} = max\left\{0, PrDisIEC_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\right\};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(Ec. 167)

$$PaHrIEC_{f,s,h}^{TR} = max\left\{0, -PrDisIEC_h^{TR} \cdot CmEnFi_{f,s,h}\right\};\ \forall f \in F, s \in S(f), h \in H(D)$$

(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

$$\boldsymbol{PaDiIEC^{TR}_{f,s,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrIEC^{TR}_{f,s,h}\ ;\ \forall f \in F, s \in S(f)}$$

(Ec. 170)

F3218 Pago por: Contribución al cargo de intercambios por Confiabilidad

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{I}$	Conjunto de interconexiones internacionales.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{X}$	Conjunto de sistemas externos con los que se intercambia energía.
$\boldsymbol{CaDiIEC^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por sus compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, para contribuir al pago y cobro del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiIEC^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por sus compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, para contribuir al pago y cobro del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrIEC^{TR}_{f,s,h}}$	Cargo horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, para contribuir al pago o cargo del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaHrIEC^{TR}_{f,s,h}}$	Pago horario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, correspondiente a las compras de energía física asociadas a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en la hora $\boldsymbol{h}$, para contribuir al pago o cargo del valor monetario de los intercambios con sistemas externos acordados por CENACE para asegurar la Confiabilidad. Expresado en $.
$\boldsymbol{CmEnFi_{f,s,h}}$	Compra de Energía Física al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{CmTotEneFis_h}$	Compra Total de Energía Física de los participantes, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{n(i)}$	Nodo de la red del Modelo Comercial del Mercado en donde se recibe/entrega la energía de importación/exportación a través de la interconexión $\boldsymbol{i}$.
$\boldsymbol{PmESE^{MA}_{x,i,h}}$	Cantidad de energía media de exportación hacia el sistema externo $\boldsymbol{x}$, que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, para ser implementada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PmESE^{TR}_{x,i,h}}$	Cantidad de energía media de exportación hacia el sistema externo $\boldsymbol{x}$, que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, para ser implementada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmISE^{MA}_{x,i,h}}$ Cantidad de energía media de importación hacia el sistema externo $\boldsymbol{x}$, que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado del Día en Adelanto, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, para ser implementada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PmISE^{TR}_{x,i,h}}$ Cantidad de energía media de importación hacia el sistema externo $\boldsymbol{x}$, que para asegurar la Confiabilidad el CENACE programó en el Mercado de Tiempo Real, a través de la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, para ser implementada durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresada en MWh.

$\boldsymbol{PrDisIEC^{TR}_{h}}$ Precio unitario para la hora $\boldsymbol{h}$, 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 $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrEne^{MA}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{PrEne^{TR}_{n,h}}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $/MWh.

$\boldsymbol{PrIEC_{i,h}}$ 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 $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $\$/MWh$.

$\boldsymbol{VaIEC^{TR}_{h}}$ Cantidad que en la hora $\boldsymbol{h}$, 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:

$$\boldsymbol{CaHrAcDes^{TR}_{x,i,h} = PrDes_{n(i),h}\, PmDesExp^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;\quad \forall\ x \in X, i \in I, h \in H(D)}$$

(Ec. 470)

$$\boldsymbol{PaHrAcDes^{TR}_{x,i,h} = PrDes_{n(i),h}\, PmDesImp^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;\quad \forall\ x \in X, i \in I, h \in H(D)}$$

(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:

$$\boldsymbol{CaDiAcDes^{TR}_{x,i,D} = \sum_{h \in H(D)} CaHrAcDes^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;} \quad \forall\ x \in X, i \in I$$

(Ec. 472)

$$\boldsymbol{PaDiAcDes^{TR}_{x,i,D} = \sum_{h \in H(D)} PaHrAcDes^{TR}_{x,i,h} \cdot 1\ hora;} \quad \forall\ x \in X, i \in I$$

(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:

$$\boldsymbol{CaDiTotAcDes^{TR}_{x,D} = \sum_{i \in I} CaDiAcDes^{TR}_{x,i,D}\ ;\ \forall\ x \in X}$$

$$\boldsymbol{PaDiTotAcDes^{TR}_{x,D} = \sum_{i \in I} PaDiAcDes^{TR}_{x,i,D}\ ;\ \forall\ x \in X}$$

(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:

$\boldsymbol{n(i)}$	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 $\boldsymbol{i}$.
$\boldsymbol{H(D)}$	Conjunto de horas del día $\boldsymbol{D}$ (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).
$\boldsymbol{I}$	El conjunto de interconexiones internacionales.
$\boldsymbol{X}$	El conjunto los Sistemas Eléctricos Vecinos, externos o extranjeros con los que se intercambia energía.
$\boldsymbol{PaHrAcDes^{TR}_{x,i,h}}$	Pago horario al sistema externo $\boldsymbol{x}$, por la energía de desbalance en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. El pago horario se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en $.
$\boldsymbol{CaHrAcDes^{TR}_{x,i,h}}$	Pago o Cargo horario al sistema externo $\boldsymbol{x}$, por la energía de desbalance en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. El cargo horario se realizará al CENACE (Representante del Sistema Eléctrico Vecino). Expresado en $.
$\boldsymbol{PrDes_{n(i),h}}$	Precio de la energía de desbalance con el sistema externo, en el nodo $\boldsymbol{n}$, durante la hora $\boldsymbol{h}$. Expresado en $/MWh.
$\boldsymbol{PmDesImp^{TR}_{x,i,h}}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser importada desde el Sistema Eléctrico Vecino en la hora $\boldsymbol{h}$. en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$. Expresado en $/MWh.
$\boldsymbol{PmDesExp^{TR}_{x,i,h}}$	Potencia media horaria del desbalance programada en el Mercado de Tiempo Real para ser exportada hacia el Sistema Eléctrico Vecino en la hora $\boldsymbol{h}$ en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$. Expresado en $/MWh.
$\boldsymbol{PaDiAcDes^{TR}_{x,i,D}}$	
$\boldsymbol{CaDiAcDes^{TR}_{x,i,D}}$	Pago o Cargo diario al sistema externo $\boldsymbol{x}$, por la energía de desbalance en la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$, la interconexión internacional $\boldsymbol{i}$. 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)

$\boldsymbol{PaDiTotAcDes_{x,D}^{TR}}$

$\boldsymbol{CaDiTotAcDes_{x,D}^{TR}}$ Pago o Cargo al sistema externo $\boldsymbol{x}$, 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:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{VaDII_h^{TR}} = & \sum_{x\in X}\sum_{i\in I} \boldsymbol{PrEne_{n(i),h}^{MA}}\left(\boldsymbol{PmDesExp_{x,i,h}^{MA} - PmDesImp_{x,i,h}^{MA}}\right)\cdot \boldsymbol{1\ hora} \\ & + \sum_{x\in X}\sum_{i\in I} \boldsymbol{PrEne_{n(i),h}^{TR}}\left(\boldsymbol{PmDesExp_{x,i,h}^{TR} - PmDesImp_{x,i,h}^{TR}}\right)\cdot \boldsymbol{1\ hora} \\ & - \sum_{x\in X}\sum_{i\in I} \boldsymbol{PrEne_{n(i),h}^{TR}}\left(\boldsymbol{PmDesExp_{x,i,h}^{MA} - PmDesImp_{x,i,h}^{MA}}\right)\cdot \boldsymbol{1\ hora} \\ & - \sum_{x\in X}\sum_{i\in I} \boldsymbol{PrDes_{n(i),h}}\left(\boldsymbol{PmDesExp_{x,i,h}^{TR} - PmDesImp_{x,i,h}^{TR}}\right)\cdot \boldsymbol{1\ hora} \end{aligned} \qquad \forall \boldsymbol{h \in H(D)}$$

(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:

$$\boldsymbol{PrDII_h^{TR} = \frac{VaDII_h^{TR}}{CmTotEnFis_h};\ \forall h \in H(D)}$$

(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:

$$\boldsymbol{PaHrDII_{f,s,h}^{TR} = min\left[0, PrDII_h^{TR}\right]\cdot CmEnFi_{f,s,h};\ \forall\ f \in F, s \in S(F), h \in H(D)}$$

$$\boldsymbol{CaHrDII_{f,s,h}^{TR} = max\left[0, PrDII_h^{TR}\right]\cdot CmEnFi_{f,s,h};\ \forall\ f \in F, s \in S(f), h \in H(D)}$$

(Ec. 477)

(g) El cargo o pago diario a los Participantes de Mercado, para distribuir el valor monetario del desbalance de las interconexiones internacionales:

$$\boldsymbol{PaDiDII_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h\in H(D)} PaHrDII_{f,s,h}^{TR};\ \forall\ f \in F, s \in S(f)}$$

$$\boldsymbol{CaDiDII_{f,s,D}^{TR} = \sum_{h\in H(D)} CaHrDII_{f,s,h}^{TR};\ \forall\ f \in F, s \in S(F)}$$

(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.
$PmDesImp^{TR}_{x,i,h}$	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.
$PmDesExp^{TR}_{x,i,h}$	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.
$VaDII^{TR}_{h}$	El valor monetario del desbalance en las interconexiones internacionales, en la hora h a ser distribuido entre los compradores de Energía Física. Expresado en $.
$PrEne^{MA}_{n(i),h}$	Precio medio de la energía en el Mercado de Día en Adelanto, en el nodo n, durante la hora h. Expresado en $/MWh.
$PmDesExp^{MA}_{x,i,h}$	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.
$PmDesImp^{MA}_{x,i,h}$	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.
$PrEne^{TR}_{n(i),h}$	Precio medio de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n, durante la hora h. Expresado en $/MWh.
$PrDII^{TR}_{h}$	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.
$PaHrDII^{TR}_{f,s,h}$	
$CaHrDII^{TR}_{f,s,h}$	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.
$PaDiDII^{TR}_{f,s,D}$	
$CaDiDII^{TR}_{f,s,D}$	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:

(a) Identificador de la multa: permite relacionarla con una descripción de la multa y hacer el seguimiento de su procesamiento.

(b) Clave del Integrante de la Industria Eléctrica que recibe la multa (por ejemplo: Suministrador, Usuario Calificado, Generador, Comercializador, Transportista, o Distribuidor)

(c) Clave de la Cuenta de Orden del Integrante de la Industria Eléctrica que recibe la multa donde será cargado el monto de la multa.

(d) Fecha del día en el que debe ser procesada la multa en las liquidaciones.

(e) Monto de la multa expresada en ($).

8.4.3 Cargo por Multas a Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores

(a) El cargo por las multas instruidas por la Comisión Reguladora de Energía del Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$, en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, aplicables en el día $\boldsymbol{D}, \boldsymbol{es}$:

$$\boldsymbol{CaTotMul_{e,s,D}} = \sum_{m \in MUL(D)} \boldsymbol{CaMul_{e,s,m,D}}\ ;\ \forall e \in F \cup TRA \cup DIS, s \in SE(e)$$

(Ec. 479)

F2316 Cargo por: Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{DIS}$	Conjunto de los Distribuidores.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{MUL(D)}$	Conjunto de multas instruidas por la CRE que deben aplicarse el día $\boldsymbol{D}$.
$\boldsymbol{SE(e)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{TRA}$	Conjunto de los Transportistas.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\mathrm{CaMul}_{\mathrm{e,s,m,D}}$	Cargo diario del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$, en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, por la multa $\boldsymbol{m}$, instruida por la CRE para ser aplicada el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en ($).
$\mathrm{CaTotMul}_{\mathrm{e,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$, en cada Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, por las multas instruidas por la CRE, para ser aplicadas el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en ($).

8.4.4 Pagos de los Ingresos por Multas al Fondo de Servicio Universal Eléctrico

(a) 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:

$$\boldsymbol{PaDiFSUMul_D = \sum_{e \in F \cup TRA \cup DIS} \; \sum_{s \in SE(e)} CaTotMul_{e,s,D}}$$

(Ec. 480)

F2406 Pago por: Multas Instruidas por la Comisión Reguladora de Energía

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{DIS}$	Conjunto de los Distribuidores.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F = G \cup SM \cup UC \cup C}$.
$\boldsymbol{SE(e)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{TRA}$	Conjunto de los Transportistas.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\mathrm{CaTotMul_{e,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor $\boldsymbol{e}$, a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, por las multas instruidas por la CRE, para ser aplicadas el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en ($).
$\mathrm{PaDiFSUMul_D}$	Pago al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por las multas instruidas por la CRE y aplicadas durante el día $\boldsymbol{D.}$ 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 $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{CaPenReg_{f,u,D}} = \begin{cases} \boldsymbol{max\left(0, PaDiReg^{MA}_{f,u,D} + PaDiReg^{TR}_{f,u,D} - CaDiReg^{TR}_{f,u,D}\right)}\ ; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m), m \in MFReg(u)} \\ \boldsymbol{0}\ ; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m), m \notin MFReg(u)} \end{cases}$$

$$\boldsymbol{\forall D \in DI(m), f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 481)

(b) El cargo diario total al Generador $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, y que tiene agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{CaTotPenReg_{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{u \in USC(f,s)}} \boldsymbol{CaPenReg_{f,u,D}}\ ;\ \boldsymbol{\forall f \in G, s \in S(f)}$$

(Ec. 482)

F3301 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia

En donde:

$\boldsymbol{DI(m)}$	Conjunto de días en el mes $\boldsymbol{m}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{MFReg(u)}$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de regulación de frecuencia.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CaPenReg_{f,u,D}}$	Cargo aplicado al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el mes al que pertenece el día $\boldsymbol{D}$ 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 $.

$PaDiReg^{MA}_{f,u,D}$ 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 $.

$PaDiReg^{TR}_{f,u,D}$ 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 $.

$CaDiReg^{TR}_{f,u,D}$ 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:

$$CaPenRR10_{f,u,D} = \begin{cases} max\left(0, PaDiRR10^{MA}_{f,u,D} + PaDiRR10^{TR}_{f,u,D} - CaDiRR10^{TR}_{f,u,D}\right); & si\ D \in DI(m), m \in MFRR10(u) \\ 0; & si\ D \in DI(m), m \notin MFRR10(u) \end{cases}$$
$$\forall\ D \in DI(m), f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(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.

$\boldsymbol{USC(f,s)}$ Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.

$\boldsymbol{CaPenRR10_{f,u,D}}$ Cargo diario aplicado al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el mes al que pertenece el día $\boldsymbol{D}$ por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en $.

$\boldsymbol{CaTotPenRR10_{f,s,D}}$ Cargo diario aplicado al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el mes al que pertenece el día $\boldsymbol{D}$ correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiRR10^{MA}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva Rodante de diez minutos. Expresado en $.

$\boldsymbol{PaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$ Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.

$\boldsymbol{CaDiRR10^{TR}_{f,u,D}}$ Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{f}$ que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{CaPenRNR10_{f,u,D}} = \begin{cases} \boldsymbol{max\left(0, PaDiRNR10^{MA}_{f,u,D} + PaDiRNR10^{TR}_{f,u,D} - CaDiRNR10^{TR}_{f,u,D}\right)}; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m), m \in MFRNR10(u)} \\ \boldsymbol{0}; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m),\ m \notin MFRNR10(u)} \end{cases}$$
$$\boldsymbol{\forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(Ec. 485)

(b) El cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden $\boldsymbol{S}$, en el día $\boldsymbol{D}$, correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos es:

$$\boldsymbol{CaTotPenRNR10_{f,s,D}} = \sum_{\boldsymbol{u \in USC(f,s)}} \boldsymbol{CaPenRNR10_{f,u,D}}\ ;\ \boldsymbol{\forall f \in G, s \in S(f)}$$

(Ec. 486)

F4501 Cargo por: Penalización por incumplimiento del servicio de Reserva No Rodante de diez minutos

En donde:

$\boldsymbol{DI(m)}$	Conjunto de días en el mes $\boldsymbol{m}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de participantes del mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{MFRNR10(u)}$	Conjunto de meses en los que la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$ incumplió el estándar mínimo de desempeño del servicio de reserva NO rodante de diez minutos.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del participante del mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{USC(f,s)}$	Conjunto de Unidades de Central Eléctrica que son representadas total o parcialmente por el participante del mercado $\boldsymbol{f}$, y que están agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$.
$\boldsymbol{CaPenRNR10_{f,u,D}}$	Cargo diario aplicado al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa total o parcialmente la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el mes al que pertenece el día $\boldsymbol{D}$ por la penalización al incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaTotPenRNR10_{f,s,D}}$	Cargo diario total aplicado al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por el conjunto de Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el mes al que pertenece el día $\boldsymbol{D}$ correspondiente a las penalizaciones por incumplimiento del estándar mínimo de desempeño del servicio de Reserva NO Rodante de diez minutos. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiRNR10^{MA}_{f,u,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, por la cantidad programada en el Mercado del Día en Adelanto de Reserva No Rodante de diez minutos. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTotRNR10^{TR}_{f,s,D}}$	Pago diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CaDiTotRNR10^{TR}_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día el día $\boldsymbol{D}$, 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 $\boldsymbol{f}$ que representa total o parcialmente una Unidad de Central Eléctrica $\boldsymbol{u}$, en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

$$\boldsymbol{CaPenRRSup_{f,u,D}} = \begin{cases} \boldsymbol{max\left(0, PaDiRRSup^{MA}_{f,u,D} + PaDiRRSup^{TR}_{f,u,D} - CaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}\right)}; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m),\ m \in MFRRSup(u)} \\ \boldsymbol{0}; & \boldsymbol{si\ D \in DI(m),\ m \notin MFRRSup(u)} \end{cases}$$
$$\boldsymbol{\forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)}$$

(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 $.
$PaDiRRSup^{MA}_{f,u,D}$	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 $.
$PaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}$	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 $.
$CaDiRRSup^{TR}_{f,u,D}$	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:

$$CaPenRNRSup_{f,u,D} = \begin{cases} max\left(0, PaDiRNRSup^{MA}_{f,u,D} + PaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D} - CaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}\right); & si\ D \in DI(m), m \in MFRNRSup(u) \\ 0; & si\ D \in DI(m), m \notin MFRNRSup(u) \end{cases}$$
$$\forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

(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 $.
$PaDiRNRSup^{MA}_{f,u,D}$	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 $.
$PaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}$	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 $.
$CaDiRNRSup^{TR}_{f,u,D}$	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:

$$PaDiFCT_D = \begin{cases} \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenReg_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRR10_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRNR10_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRRSup_{f,s,D} \\ + \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaTotPenRNRSup_{f,s,D} \end{cases}$$

(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:

$$\boldsymbol{PrReeFSU_{p,D}} = \frac{\sum_{DLQ=D} \boldsymbol{ReFSU_{p,DLQ}}}{\sum_{f\in F}\sum_{s\in S(f)}\sum_{y\in Y} \boldsymbol{CmEneFis_{f,s,y,p}}};\ \forall \boldsymbol{a} \in \boldsymbol{A}$$

(Ec. 492)

(b) El pago diario por el rembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, comprador de energía, asociados a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, es:

$$\boldsymbol{PaReeFSU_{f,s,D}} = \sum_{p\in A} \boldsymbol{PrReeFSU_{p,D}} \sum_{y\in Y} \boldsymbol{CmEneFis_{f,s,y,p}}$$

(Ec. 493)

F3518 Pago por: Reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico a los compradores de Energía Física

En donde:

$\boldsymbol{A}$	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{Y}$	Conjunto de los sistemas interconectados mexicanos.
p	Periodo en el cual los Participantes de Mercado contribuyen al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
$\boldsymbol{DLQ}$	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.
$\boldsymbol{CmEneFis_{f,s,y,p}}$	Compra de energía física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, en el Sistema Interconectado $\boldsymbol{y}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el periodo $\boldsymbol{p}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{PaReeFSU_{f,s,D}}$	Pago diario del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$ por el reembolso del Fondo de Servicio Universal Eléctrico a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en \$.
$\boldsymbol{PrReeFSU_{p,D}}$	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 $\boldsymbol{p}$ y que deben ser liquidados el día $\boldsymbol{D}$. Expresado en $\$/MWh$.
$\boldsymbol{ReFSU_{p,DLQ}}$	Monto que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los Participantes del Mercado que compraron energía física en el periodo $\boldsymbol{p}$, y que debe ser procesado en la liquidación de día $\boldsymbol{DLQ}$. 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:

$$\boldsymbol{CaFSUReE_D} = \sum_{\boldsymbol{p \in A}} \sum_{\boldsymbol{DLQ=D}} \boldsymbol{ReFSU_{p,DLQ}}$$

(Ec. 494)

F3606 Cargo por: Reembolso a los compradores de energía de recursos no utilizados

En donde:

$\boldsymbol{A}$	Conjunto de años en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
$\boldsymbol{DLQ}$	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.
$\boldsymbol{CaFSUReE_D}$	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 $\boldsymbol{D}$. Expresado en \$.
$\boldsymbol{ReFSU_{p,DLQ}}$	Monto que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reembolsa a los Participantes del Mercado que compraron energía física en el periodo $\boldsymbol{p}$, y que debe ser procesado en la liquidación de día $\boldsymbol{DLQ}$. 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:

$$CaHrCicCDM_{f,s,n,h} = PrCic_D \cdot PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}\left(1 + FDPnt_{n,h}\right);$$
$$\forall f \in ERC, s \in S(f), n \in N, h \in H(D)$$

(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:

$$CaHrCicCIM_{f,s,z,h} = PrCic_D\ \ PmZo^{ME}_{f,s,z,h}\left(1 + FDPntCIDM_{z,h}\right);$$
$$\forall f \in ERC, s \in S(f), z \in Z, h \in H(D)$$

(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:

$$CaDiTotCicExp_{f,s,D} = \sum_{i \in EXPSC(f,s)} \sum_{h \in H(D)} CaHrCicExp_{f,i,h}; \; \forall f \in F, s \in S(f)$$

(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.

$PmCDMSc^{ME}_{f,s,n,h}$ 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.

$PmCZo^{ME}_{f,s,z,h}$ 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.

$PmExp^{TR}_{f,i,h}$ 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:

$$PaDiTotFCMCic_D = \sum_{f \in F} \sum_{s \in S(f)} \left(CaDiTotCicCDM^{TR}_{f,s,D} + CaDiTotCicCIM^{TR}_{f,s,D} + CaDiTotCicExp_{f,s,D} \right)$$

(Ec. 502)

F3817 Pago por: Contribución de Participantes del Mercado al Pago al Fondo de Capital de Trabajo por Cuentas Incobrables

En donde:

$\boldsymbol{C}$	Conjunto de Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador.
$\boldsymbol{F}$	Conjunto de TODOS los Participantes del Mercado: $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{G} \cup \boldsymbol{SM} \cup \boldsymbol{UC} \cup \boldsymbol{C}$.
$\boldsymbol{G}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centrales Eléctricas.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{SM}$	Conjunto de Participantes del Mercado que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$\boldsymbol{UC}$	Conjunto de usuarios calificados Participantes del Mercado.
$\boldsymbol{CaDiTotCicCDM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$ para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Directamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotCicCIM_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociadas en la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante el día $\boldsymbol{D}$ para contribuir al pago de las cuentas incobrables, correspondiente al consumo medido de los Centros de Carga Indirectamente Modelados. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDiTotCicExp_{f,s,D}}$	Cargo diario total al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, en el día $\boldsymbol{D}$, para contribuir al pago de las cuentas incobrables por la exportación de energía para el Mercado en Tiempo Real. Expresado en $.
$\boldsymbol{PaDiTotFCMCic_D}$	Pago en el día $\boldsymbol{D}$, 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:

(a) 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;

(b) 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

(c) 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

(a) El sistema de liquidaciones requiere la siguiente información sobre los ingresos y egresos de los Contratos de Interconexión Legados:

(i) Año y semana al que se refiere el reporte de ingresos y egresos.

(ii) Fecha del día en que se debe procesar la liquidación del déficit o superávit.

(iii) 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:

$$PaCIL_D = \begin{cases} max[0, (EgrCFE_r - IngCFE_r + EgrGIn_r - IngGIn_r + CAdCFE_r)]; & Si\ D = DLC(r)\ para\ algún\ r \in R \\ 0 & Si\ D \neq DLC(r);\ \forall\ r \in R \end{cases}$$

(Ec. 503)

F3920 Pago por: Cancelación del déficit de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado de Tiempo Real

$$CaCIL_D = \begin{cases} max[0, -(EgrCFE_r - IngCFE_r + EgrGIn_r - IngGIn_r + CAdCFE_r)]; & Si\ D = DLC(r)\ para\ algún\ r \in R \\ 0 & Si\ D \neq DLC(r);\ \forall\ r \in R \end{cases}$$

(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 r, 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 r. Expresado en $.
$EgrCFE_r$	Egreso correspondiente a la semana r, 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 r, 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 r, de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en $.

$IngGIn_r$ Ingreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana r, 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 $.

$PaCIL_D$ Pago en el día D, 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 $.

$CaCIL_D$ Cargo en el día D, 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:

$$CaDCIL_{f,s,D} = \begin{cases} max\,[0, PrDDC_r] \cdot \sum_{y \in Y} CmMnEneFis_{f,s,y,r} \; ; \; Si\; D = DLC(r)\; para\; algún\; r \\ 0 \qquad\qquad Si\; D \neq DLC(r);\; \forall\, r \in R \\ \qquad\qquad \forall f \in FG; s \in S(f) \end{cases}$$

(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

$$PaDCIL_{f,s,D} = \begin{cases} max\,\{0, -PrDDC_r\} \cdot \sum_{y \in Y} CmMnEneFis_{f,s,y,r} \; ; \; Si\; D = DLC(r)\; para\; algún\; r \\ 0 \qquad\qquad Si\; D \neq DLC(r);\; \forall\, r \in R \\ \qquad\qquad \forall f \in FG; s \in S(f) \end{cases}$$

(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:

$\boldsymbol{FG}$	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.
$\boldsymbol{R}$	Conjunto de semana en los que ha estado en operación el Mercado Eléctrico Mayorista.
$\boldsymbol{S(f)}$	Conjunto de Cuentas de Orden del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$.
$\boldsymbol{Y}$	Conjunto de los sistemas eléctricos interconectados mexicanos.
$\boldsymbol{CAdCFE_r}$	Costo por la administración de los Contratos de Interconexión Legados, aprobado por la CRE a la Comisión Federal de Electricidad, correspondiente a la semana $\boldsymbol{r}$. Expresado en $.
$\boldsymbol{CaDCIL_{f,s,D}}$	Cargo diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la semana que se liquida el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{PaDCIL_{f,s,D}}$	Pago diario al Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, por la compra de energía física asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$, durante la semana que se liquida el día $\boldsymbol{D}$, 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 $.
$\boldsymbol{CmMnEneFis_{f,s,y,r}}$	Compra de energía física del Participante del Mercado $\boldsymbol{f}$, asociada a la Cuenta de Orden $\boldsymbol{s}$,en el Sistema Interconectado $\boldsymbol{y}$, durante la semana $\boldsymbol{r}$. Expresada en MWh.
$\boldsymbol{DLC(r)}$	Día en que deben ser procesados en las liquidaciones los ingresos y egresos correspondientes a la semana $\boldsymbol{r}$, de los Contratos de Interconexión Legados; cada semana se procesa en un día distinto.
$\boldsymbol{EgrCFE_r}$	Egreso correspondiente a la semana $\boldsymbol{r}$, de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en $.
$\boldsymbol{EgrGIn_r}$	Egreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana $\boldsymbol{r}$, 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 $.
$\boldsymbol{IngCFE_r}$	Ingreso correspondiente a la semana $\boldsymbol{r}$, de la Comisión Federal de Electricidad derivado de la aplicación de los términos de los Contratos de Interconexión Legados. Expresado en $.
$\boldsymbol{IngGIn_r}$	Ingreso del Generador de Intermediación, correspondiente a la semana $\boldsymbol{r}$, 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 $.
$\boldsymbol{PrDDc_r}$	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 $\boldsymbol{r}$. 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.

CUARTA SECCION
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Vigilancia del Mercado.

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 Vigilancia del Mercado desarrollará a mayor detalle la Base 18 de las Bases del Mercado Eléctrico y establece las disposiciones, reglas y procedimientos que describen la organización de la autoridad, así como los procesos y procedimientos para supervisar, investigar, evaluar e informar sobre la operación y vigilancia del 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 Vigilancia del Mercado.

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 Vigilancia del Mercado.

Ciudad de México, a 18 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell**.- Rúbrica.

MANUAL DE VIGILANCIA DEL MERCADO

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

1.2 Propósito y contenido de este Manual

1.3 Términos definidos

1.4 Reglas de interpretación

CAPÍTULO 2 Vigilancia del mercado

2.1 Disposiciones generales

2.2 Entidades de Vigilancia

2.3 Atribuciones, Funciones y Responsabilidades

2.4 Vigilancia del Mercado

2.5 Oficialía de Partes Electrónica

2.6 Procedimiento administrativo general

CAPÍTULO 3 Recopilación y acceso a la información

3.1 Disposiciones generales

3.2 Información del Mercado Eléctrico Mayorista

3.3 Información de los Entes Sujetos a Vigilancia

3.4 Requerimientos de información del CENACE

3.5 Requerimientos de información de las Entidades de Vigilancia

CAPÍTULO 4 Desempeño y evolución del mercado

4.1 Disposiciones generales

4.2 Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista

4.3 Desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista

4.4 Reportes del CENACE

4.5 Informes de las Entidades de Vigilancia

CAPÍTULO 5 Actualización de Parámetros de Referencia

5.1 Disposiciones Generales

5.2 Solicitud de revisión

5.3 Verificación de Parámetros de Referencia

5.4 Pruebas avaladas por un tercero experto

CAPÍTULO 6 Revisión de Ofertas

6.1 Disposiciones Generales

6.2 Notificación de Probable Retención de Capacidad

6.3 Corrección de Ofertas

CAPÍTULO 7 Verificación de costos de oportunidad

7.1 Disposiciones Generales

7.2 Solicitud de revisión

7.3 Verificación de costos de oportunidad

CAPÍTULO 8 Investigaciones

8.1 Disposiciones Generales

8.2 Inicio de la investigación

8.3 Procedimiento de imposición de sanciones

8.4 Resolución definitiva

CAPÍTULO 9 Recálculo de precios

9.1 Disposiciones Generales

9.2 Notificación de recálculo de precios

9.3 Instrucción de recálculo de precios

CAPÍTULO 10 Exenciones

10.1 Disposiciones Generales

10.2 Solicitud de exención

CAPÍTULO 11 Facultades adicionales de las Entidades de Vigilancia

11.1 Índices de precios de combustibles

11.2 Oferta piso y oferta tope

11.3 Transacciones Virtuales

11.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos

11.5 Contratos de Interconexión Legados

11.6 Precios y Parámetros de Referencia en Pequeños Sistemas Eléctricos

11.7 Mercado para el Balance de Potencia

CAPÍTULO 12 Disposiciones Transitorias

12.1 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 Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.

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

1.2 Propósito y contenido de este Manual

1.2.1 El presente Manual de Vigilancia del Mercado es uno de los Manuales de Prácticas del Mercado que tiene por objeto establecer las disposiciones, reglas y procedimientos que describen la organización de la Autoridad de Vigilancia del Mercado, así como los procesos y procedimientos para supervisar, investigar, evaluar e informar sobre la operación y vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2.2 El contenido de este Manual desarrolla a detalle las Bases 9, 18 y demás bases aplicables de las Bases del Mercado Eléctrico y abarca los temas siguientes:

(a) Vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista;

(b) Recopilación y acceso a la información del mercado;

(c) Desempeño y evolución del mercado;

(d) Actualización de Parámetros de Referencia;

(e) Revisión de Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo;

(f) Verificación de costos de oportunidad;

(g) Procedimiento a seguir por los Órganos de Vigilancia en sus investigaciones;

(h) Recálculo de precios;

(i) Garantía de Suficiencia de Ingresos;

(j) Exenciones; y,

(k) Facultades adicionales de las Entidades de Vigilancia.

1.2.3 Este Manual será aplicable a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, a la Unidad de Vigilancia del Mercado, al Monitor Independiente del Mercado, al CENACE, a los Participantes del Mercado y, en el ámbito de sus actividades, a los Transportistas, a los Distribuidores, a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y a los Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía.

1.3 Términos definidos

Para los efectos de este Manual, además de las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica (la Ley), el artículo 2 de su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo y el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, se entenderá por:

1.3.1 **Actividades Prohibidas:** cualquier acto o práctica de un Ente Sujeto a Vigilancia contrario a la Ley y las Reglas de Mercado, o que afecte el desempeño eficiente de la industria eléctrica o la liquidación financiera derivada de la compra y venta de productos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Los Órganos de Vigilancia deberán actuar ante las Actividades Prohibidas, de acuerdo a lo dispuesto en las Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables.

1.3.2 **Activo Físico:** instalaciones y equipos que formen parte de una Central Eléctrica o de un Centro de Carga.

1.3.3 **Órganos de Vigilancia**: la Autoridad de Vigilancia del Mercado y la Unidad de Vigilancia del Mercado.

1.3.4 **Conducta Engañosa**: Actividad Prohibida realizada por un Ente Sujeto a Vigilancia en la cual éste genere y/o utilice información falsa o alterada o rinda informes en los que manifieste hechos o circunstancias falsas o niegue la verdad, en todo o en parte, sobre los mismos a alguna Entidad de Vigilancia, al CENACE u otra autoridad competente, respecto de la operación y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.3.5 **Disposiciones de Registro**: las *"Disposiciones para el Registro de Parámetros de Costos y Capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados"* emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado o disposición que las sustituyan.

1.3.6 **Entes Sujetos a Vigilancia:** el CENACE, los Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores, titulares de Contratos de Interconexión Legados o Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía, sobre quienes las Entidades de Vigilancia podrán ejercer sus facultades.

1.3.7 **Entidades de Vigilancia**: aquellas entidades responsables de la Vigilancia del Mercado: es decir, la Autoridad de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado.

1.3.8 **Error Sistémico**: aquel que se presente en los sistemas que ejecutan los modelos de despacho del CENACE, es decir, no surge sólo por algún error en los programas informáticos, sino por algún error en las actividades y procesos relacionados con los modelos en sí.

1.3.9 **Ingreso Indebido:** Ingreso obtenido a través actividades prohibidas o de actos u omisiones contrarios a la Ley o las Reglas de Mercado

1.3.10 **Manual:** el presente Manual de Vigilancia del Mercado.

1.3.11 **Oficialía de Partes Electrónica:** sistema electrónico establecido por los Órganos de Vigilancia en su portal de Internet para la presentación de solicitudes y el desahogo de actuaciones por parte de dichas autoridades en el desempeño de sus funciones de Vigilancia del Mercado.

1.3.12 **Proceso Competitivo de Adquisición**: procedimiento realizado por una entidad adquiriente, en el que varios competidores presentan sus ofertas y, tras ser valoradas a la luz de los criterios de adjudicación determinados en los ordenamientos jurídicos aplicables, se defina al o los ganadores, a quien o quienes se les adjudicará el contrato. Pueden establecerse a través de: concurso, concurso por invitación a tres, subasta o licitación o cualquier otro procedimiento abierto.

1.3.13 **Retención de Capacidad:** Acción u Omisión de un Participante del Mercado mediante la cual no ofrece todas las capacidades disponibles de cualquiera de sus Unidades de

Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada con objeto o efecto de influir sobre los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y cantidades asignadas en el mismo o en otros mercados relacionados, de conformidad con los Términos para las Ofertas Basadas en Costos.

1.3.14 **Sistemas Eléctricos Vecinos:** los Sistemas Eléctricos de los países que tienen frontera con México y con los cuales se tiene una o más líneas de transmisión que los interconecta al Sistema Eléctrico Nacional en forma síncrona, asíncrona o en forma radial para abasto aislado.

1.3.15 **Tercero experto:** entidad encargada de llevar a cabo la práctica de auditorías, peritajes u otros tipos de verificación que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de un Participante del Mercado y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables, de conformidad con los criterios que emita la Unidad de Vigilancia del Mercado.

1.3.16 **Términos para las Ofertas Basadas en Costos**: los *"Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos"* emitidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado o disposición jurídica que lo sustituya.

1.3.17 **Transacciones Virtuales:** Ofertas de Compra u Ofertas de Venta de energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representan una intención de consumir o generar energía en el Mercado de Tiempo Real.

1.3.18 **Uso Óptimo:** capacidad de emplear los recursos de energía limitada de manera eficiente, a fin de maximizar el excedente económico total para el Sistema Eléctrico Nacional considerando un balance entre el beneficio de usar dichos recursos en el corto plazo y el costo de su indisponibilidad en el largo plazo.

1.3.19 **Vigilancia del Mercado**: proceso de supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista y otros mercados relacionados, incluidas las funciones y disposiciones contenidas en el artículo 104 de la Ley, realizadas con el fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, el cumplimiento de la normatividad por parte de los Entes sujetos a Vigilancia y que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley.

1.3.20 **Zonas de Potencia:** las zonas a que se refieren las Bases 11.1.3 y 14.1.6 (d) (ii) de las Bases del Mercado Eléctrico, que serán propuestas por el CENACE y autorizadas por la CRE para la definición de los requerimientos de Potencia.

1.4 Reglas de interpretación

1.4.1 Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.

1.4.2 Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.

1.4.3 En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.

1.4.4 A menos que se establezca algo diferente, cualquier uso de "incluye" o "incluyendo" no es con la intención de limitar y supone otro contenido más allá de lo que se declara.

1.4.5 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.

1.4.6 Con excepción de las funciones reservadas a la CRE en el último párrafo del artículo 104 de la ley, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá delegar las funciones al Monitor Independiente del Mercado. Cuando en este Manual se haga referencia a la Unidad de Vigilancia del Mercado se considerará que incluye al Monitor Independiente del Mercado si tales funciones están dentro de las atribuciones de éste y si la Unidad de Vigilancia del Mercado ha delegado o solicitado que el Monitor Independiente del Mercado actúe en su nombre.

CAPÍTULO 2

Vigilancia del mercado

2.1 Disposiciones generales

2.1.1 La Vigilancia del Mercado es una facultad ejercida por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, directamente o a través de la Unidad de Vigilancia del Mercado, si es aplicable, con el apoyo del Monitor Independiente del Mercado, para vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las actuaciones de los Entes Sujetos a Vigilancia, a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado. Asimismo, que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley de la Industria Eléctrica.

2.1.2 Con objeto de garantizar la independencia de los esfuerzos de supervisión y Vigilancia del Mercado por parte de las Entidades de Vigilancia y del CENACE, las siguientes restricciones aplicarán al personal adscrito a las unidades administrativas encargadas de la Vigilancia del Mercado dentro de las Entidades de Vigilancia y del CENACE:

(a) Deberá proteger la información confidencial y los datos proporcionados por los Entes Sujetos a Vigilancia de acuerdo con las normas de confidencialidad que se establecen en la Ley, las Reglas del Mercado y demás disposiciones jurídicas aplicables;

(b) No deberá tener afiliaciones con los Entes Sujetos a Vigilancia que pudieran afectar su juicio en el desempeño de sus funciones o generar conflictos de interés. En caso contrario, el personal adscrito a las Entidades de Vigilancia deberá excusarse de participar en el caso en cuestión;

(c) No deberá tener participación accionaria directa o indirecta con los Entes Sujetos a Vigilancia, ni fungir como su empleado o socio;

(d) El personal, sus cónyuges, descendientes o dependientes económicos no deberán tener participación financiera que les permita tener derechos de control corporativos sobre algún Ente Sujeto a Vigilancia. Esto no prohíbe que los cónyuges, descendientes o dependientes económicos laboren en algún Ente Sujeto a Vigilancia, sus filiales o subsidiarias;

(e) No deberá recibir obsequios con motivo de sus funciones por un importe mayor al establecido en el artículo 45 de la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos;

(f) El Monitor Independiente del Mercado deberá garantizar la confidencialidad y el resguardo de la información que utilice para el desempeño de sus funciones, para lo cual deberá llevar a cabo todas las actividades necesarias para dicho fin, incluyendo la firma de convenios de confidencialidad con su personal que le permitan cumplir con este objetivo; y,

(g) El Monitor Independiente del Mercado deberá cumplir con el Código de Conducta de la Comisión Reguladora de Energía en lo referente al Conflicto de Interés, con excepción a lo establecido en el artículo 19 fracción I.

2.2 Entidades de Vigilancia

2.2.1 Las entidades responsables de la Vigilancia del Mercado serán la Autoridad de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado.

2.2.2 La Autoridad de Vigilancia del Mercado será la responsable de vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y la actuación de los Entes Sujetos a Vigilancia, a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el 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. Dicha facultad será ejercida por la CRE, a través de su Órgano de Gobierno.

2.2.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado será la unidad administrativa de la Autoridad de Vigilancia del Mercado que brindará apoyo a ésta en materia de Vigilancia del Mercado y de los Entes Sujetos a Vigilancia, función que será ejercida por la Unidad de Electricidad o cualquier otra que la CRE designe para tales efectos.

2.2.4 El Monitor Independiente del Mercado será un grupo de expertos independientes que sea contratado o el comité colegiado u otro ente que sea constituido por la Comisión Reguladora de Energía para desempeñar funciones de Vigilancia del Mercado y de los

Entes Sujetos a Vigilancia, con la finalidad de brindar asistencia y apoyo en esa materia a la Unidad de Vigilancia del Mercado y, cuando así lo prevean los Manuales de Prácticas de Mercado, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

2.2.5 El Monitor Independiente del Mercado puede apoyar a la Unidad de Vigilancia del Mercado en todas sus actividades, pero el Monitor Independiente del Mercado no asume autoridad o responsabilidad alguna de la Unidad de Vigilancia del Mercado. Sin embargo, la Unidad de Vigilancia del Mercado puede delegar algunas de sus responsabilidades o facultades al Monitor Independiente del Mercado, dentro de las cuales se encuentran las siguientes:

(a) Supervisar y vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, en términos del artículo 104 de la ley;

(b) Conocer, analizar y evaluar el comportamiento de los Entes Sujetos a Vigilancia en el Mercado Eléctrico Mayorista a efecto de adoptar las medidas, resoluciones y demás determinaciones que le competan o para apoyar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado en el ejercicio de sus facultades;

(c) Generar propuestas y brindar apoyo a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para que ésta desempeñe sus funciones;

(d) Emitir y publicar informes sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista;

(e) Requerir a los Entes Sujetos a Vigilancia, la presentación de la documentación e información que sea necesaria para cumplir con sus funciones de vigilancia;

(f) Supervisar el impacto de las acciones de los Entes Sujetos a Vigilancia en los precios resultantes en el Mercado Eléctrico Mayorista o en los mercados a futuro de energía y Productos Asociados;

(g) Auditar los cálculos de las Garantías de Suficiencia de Ingresos y proponer su corrección a la Autoridad de Vigilancia del Mercado cuando existan errores o cuando se hayan basado en valores incorrectos; y,

(h) Vigilar que las ofertas del Generador de Intermediación sean acordes a las Reglas del Mercado.

2.2.6 El Monitor Independiente del Mercado operará bajo la supervisión de la Unidad de Vigilancia del Mercado, pudiendo compartir, entre ellos, información relevante para desempeñar sus funciones.

2.2.7 El Monitor Independiente del Mercado será contratado por la Autoridad de Vigilancia del Mercado o por la Unidad de Vigilancia del Mercado o, en su defecto, por el área que éstas definan de la CRE, de conformidad con los siguientes principios:

(a) El Monitor Independiente del Mercado no podrá estar subordinado a ningún Ente Sujeto a Vigilancia o a quien tenga relación comercial, patrimonial o tenga un control corporativo sobre ellos;

(b) El Monitor Independiente del Mercado no podrá tener relación comercial, patrimonial o interés económico en ningún Ente Sujeto a Vigilancia o con entidades quienes tengan relación comercial, patrimonial o control corporativo con ellos;

(c) Su labor deberá estar siempre enfocada en el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;

(d) La independencia de opinión del Monitor Independiente del Mercado no se verá afectada por su colaboración con los Órganos de Vigilancia;

(e) El Monitor Independiente del Mercado será contratado preferentemente a través de un Proceso Competitivo de Adquisición Internacional de conformidad con lo establecido en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público;

(f) Para garantizar la integridad financiera y la continuidad de sus funciones, las actividades del Monitor Independiente del Mercado podrán financiarse a través de un cargo a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, cuyo monto y forma de cobro será determinado por la CRE;

(g) El contrato del Monitor Independiente del Mercado tendrá, preferentemente, tres años de duración, sin perjuicio de que este pueda ser rescindido de conformidad con las cláusulas del contrato que rija la relación con la Autoridad;

(h) El Monitor Independiente del Mercado tendrá comunicación irrestricta con los Órganos de Vigilancia y el CENACE respecto de cualquier asunto;

(i) El Monitor Independiente del Mercado será libre de dar su opinión a los Órganos de Vigilancia o a los Entes Sujetos a Vigilancia en cualquier tema relacionado con sus funciones de Vigilancia del Mercado, incluso cuando su opinión sea opuesta a aquéllas de los Órganos de Vigilancia. La divergencia de opiniones no podrán ser, en ningún caso, causal de terminación del contrato con el Monitor Independiente del Mercado;

(j) El pago por los servicios y entregables del Monitor Independiente del Mercado no podrá ser retenido por diferencias de opinión respecto de los temas o conclusiones expresadas en los entregables, con los Órganos de Vigilancia;

(k) El Monitor Independiente del Mercado será responsable de emitir informes periódicos relacionados con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos reportes deberán ser puestos a consideración de la Unidad de Vigilancia del Mercado para que, en su caso, ésta emita comentarios a los mismos. Los reportes periódicos que realice el Monitor Independiente del Mercado podrán ser:

(i) Reportes diarios;

(ii) Reportes semanales;

(iii) Reportes mensuales;

(iv) Reportes trimestrales;

(v) Reportes semestrales; y,

(vi) Reportes anuales.

(l) El Monitor Independiente del Mercado deberá, además, realizar análisis especiales sobre aspectos particulares en el Mercado Eléctrico Mayorista;

(m) La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de publicar el reporte anual realizado por el Monitor Independiente del Mercado y, en caso de considerarlo de interés del público en general, podrá publicar o solicitar al CENACE publicar otros reportes periódicos o análisis especiales elaborados por el Monitor Independiente del Mercado junto con las opiniones y recomendaciones que haya realizado. En caso de desacuerdo sobre un tema en específico, la CRE y el CENACE podrán solicitar que el informe incluya un anexo en el informe, que será redactado por estos organismos, con el fin de que el lector tenga todos los elementos para formar su propia opinión; y,

(n) Los reportes y demás información que realice el Monitor Independiente del Mercado y publique la Unidad de Vigilancia del Mercado deberán respetar la confidencialidad de la información que amerite tal carácter, de conformidad con la legislación aplicable. Además, el Monitor Independiente del Mercado y la Unidad de Vigilancia del Mercado no deberán publicar información desagregada de los Participantes del Mercado ni análisis especiales que contengan información desagregada de dichos participantes que pudiera facilitar alguna práctica anticompetitiva, atendiendo a los criterios y recomendaciones de publicación de información emitidos por la Comisión Federal de Competencia Económica y demás autoridades.

2.3 Atribuciones, Funciones y Responsabilidades

2.3.1 Autoridad de Vigilancia del Mercado

Serán funciones y atribuciones de la Autoridad de Vigilancia del Mercado las siguientes:

(a) En materia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista:

(i) Vigilar a los Entes Sujetos a Vigilancia, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado;

(ii) Vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley, su Reglamento, las Reglas del Mercado y demás disposiciones jurídicas aplicables;

(iii) Verificar y asegurar la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;

(iv) Llevar a cabo los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;

(v) Realizar los actos necesarios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;

(vi) Emitir y actualizar los Términos para las Ofertas Basadas en Costos;

(vii) Emitir criterios para eximir a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada de las obligaciones relacionadas con sus ofertas y de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía;

(viii) Emitir y actualizar las Disposiciones de Registro; Definir las sanciones o acciones que correspondan por violaciones al Código de Conducta del Mercado Eléctrico Mayorista; Instruir al CENACE a rectificar la facturación correspondiente y a emitir el estado de cuenta respectivo, en caso de confirmar inconsistencias materiales en los Parámetros de Referencia;

(ix) Instruir al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de un Participante del Mercado, en caso de identificar la realización de cualquier acción o transacción grave que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados;

(x) Ordenar el recálculo de los precios de mercado cuando se detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, así como la rectificación a la facturación correspondiente;

(xi) Ordenar la corrección de las Garantías de Suficiencia de Ingresos cuando existan errores o cuando se hayan basado en valores incorrectos; Establecer los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado Eléctrico Mayorista;

(xii) Establecer una fórmula para el cálculo de los pisos y topes de las ofertas de compra y venta específicos para cada unidad; y,

(xiii) Autorizar acuerdos mediante los cuales los Entes Sujetos a Vigilancia, se comprometan a seguir protocolos específicos a fin de prevenir Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, o cualquier otra posible violación a las Reglas del Mercado que afecte el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

(b) En materia de investigación y prevención de conductas contrarias al marco jurídico aplicable:

(i) Determinar que existe una violación a la Ley o a las Reglas del Mercado por parte del Ente Sujeto a Vigilancia; en cuyo caso deberá hacer pública la violación cometida y las sanciones aplicadas, para lo cual deberá reservarse el derecho de publicar información adicional a la mencionada en el inciso anterior, a fin de fomentar el cumplimiento de la Ley y las Reglas del Mercado;

(ii) Llamar a comparecer con respecto a posibles violaciones a los involucrados o al personal del CENACE, del Monitor Independiente del Mercado o de la Unidad de Vigilancia del Mercado, o a quien considere que podría contar con información relevante para la investigación de las posibles violaciones;

(iii) Ordenar la reversión de los ingresos obtenidos en violación de las reglas aplicables, así como la aplicación de multas;

(iv) Imponer las sanciones que correspondan respecto de los actos u omisiones que den lugar a ello, en términos de la Ley; y,

(v) Determinar si han existido Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, o cualquier otra violación a las Reglas del Mercado que haya afectado el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

(c) En adición a lo anterior:

(i) Establecer convenios de colaboración con la Comisión Federal de Competencia Económica para la persecución de prácticas monopólicas;

(ii) Iniciar, tramitar y resolver los procedimientos administrativos e imponer las sanciones que en su caso correspondan, en términos de la Ley, su Reglamento o disposiciones emanadas de la misma, y demás relativas al Sistema Eléctrico Nacional;

(iii) Definir los lineamientos generales que deberá aplicar la Unidad de Vigilancia del Mercado a fin de autorizar a terceros expertos para llevar a cabo la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de los activos de un Participante del Mercado y su conformidad a las disposiciones jurídicas aplicables; y,

(iv) Realizar las demás acciones que considere pertinentes en los términos de la Ley y las Reglas del Mercado.

2.3.2 Unidad de Vigilancia del Mercado

Serán funciones y atribuciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado las siguientes:

(a) En materia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista:

(i) Supervisar y vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE, a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables;

(ii) Conocer, analizar y evaluar el efecto del comportamiento de los Participantes de Mercado y los demás Entes Sujetos a Vigilancia en el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista;

(iii) Supervisar el impacto de las acciones de los Entes Sujetos a Vigilancia en los precios resultantes en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados;

(iv) Requerir a los Entes Sujetos a Vigilancia, directamente o a través de quien tenga facultades para hacerlo, la presentación de la documentación e información relativa a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, u otros mercados relacionados, que sea necesaria para cumplir con sus funciones de Vigilancia del Mercado;

(v) Solicitar directamente al propietario de la Unidad de Central Eléctrica confirmación de la información reportada por el representante de la Unidad de Central Eléctrica, con el fin de verificar que las ofertas sean presentadas con base en costos;

(vi) Emitir formatos y requisitos para recopilar, en forma física y electrónica, datos de los Entes Sujetos a Vigilancia, para dar cumplimiento a sus funciones;

(vii) Monitorear y vigilar la información proporcionada por el CENACE a través de su portal de internet y del Sistema de Información del Mercado;

(viii) Determinar los índices de precios de combustibles, a los que hace referencia el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado y los Términos para las Ofertas Basadas en Costos, y verificar periódicamente que estos sean aquellos que mejor reflejan el valor económico de los mismos;

(ix) Instruir las correcciones que deban realizarse a los Parámetros de Referencia registrados y a las ofertas basadas en ellos, y en su caso, proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la rectificación de la liquidación correspondiente;

(x) Revisar los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica registrados ante el CENACE, por iniciativa propia, o por solicitud del Participante del Merado o Generador Titular de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía;

(xi) Vigilar que las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada al Mercado Eléctrico Mayorista sean consistentes con sus costos y capacidades;

(xii) Recibir y analizar los informes del CENACE, cuando éste detecte los casos en los cuales las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado excedan los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo;

(xiii) Instruir al CENACE a utilizar la oferta por omisión correspondiente al Centro de Carga durante un periodo determinado, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo;

(xiv) Proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la oferta piso y oferta tope para el Mercado de Energía de Corto Plazo;

(xv) Validar la oferta de un Participante del Mercado que exceda los Precios de Referencia, después de la revisión correspondiente de los parámetros de costos y capacidad registrados;

(xvi) Vigilar que las ofertas del Generador de Intermediación sean acordes con las Reglas del Mercado;

(xvii) Supervisar la participación de los Centros de Carga que estén representados por más de un Participante del Mercado para garantizar el cumplimiento de la Ley, las Reglas del Mercado, y demás disposiciones aplicables;

(xviii) Validar si las Transacciones Virtuales son compatibles con la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y establecer los límites de crédito y de cantidad de las mismas;

(xix) Prohibir el uso del estatus de operación obligada para una Unidad de Central Eléctrica;

(xx) Validar el uso de los estatus no-despachable con que se registren las Unidades de Central Eléctrica, y en su caso, ordenar el cambio de su estatus;

(xxi) Validar el contenido de la Guía Operativa que establezca lineamientos para el registro de dos Centros de Carga asociados a un punto de medición;

(xxii) Emitir autorización para realizar, en un periodo de 12 meses, un aumento y una reducción (vuelta redonda) en la capacidad total registrada de una Unidad de Central Eléctrica, cuando una parte de su capacidad esté registrada por el Generador de Intermediación y otra parte por un Generador distinto al Generador de Intermediación;

(xxiii) Supervisar y solicitar modificaciones a las metodologías formuladas por el CENACE para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada cuando éstas no sean consistentes con las Bases del Mercado Eléctrico y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional o con el uso eficiente de los combustibles;

(xxiv) Verificar que las ofertas incrementales de costo de oportunidad estén basadas en los costos reales de las Unidades de Central Eléctrica;

(xxv) Verificar la información que los Generadores proporcionen al CENACE para llevar a cabo análisis periódicos del Uso Óptimo de los recursos de energía limitada;

(xxvi) Determinar las correcciones que deban realizarse a los parámetros registrados de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados y realizar las acciones que correspondan;

(xxvii) Instruir al CENACE el uso de nuevas fórmulas del índice de precio combustible para realizar la Evaluación de Consistencia de Ofertas de conformidad con el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo;

(xxviii) Aprobar el precio de combustible, utilizado en los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Operación Simplificada;

(xxix) Proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado y, en su caso emitir, las Disposiciones de Registro;

(xxx) Auditar los cálculos de las Garantías de Suficiencia de Ingresos y proponer su corrección a la Autoridad de Vigilancia del Mercado cuando existan errores o cuando se hayan basado en valores incorrectos;

(xxxi) Vigilar el uso eficiente de los Recursos de Soporte del Sistema;

(xxxii) Otorgar exenciones a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizados de las obligaciones relacionadas con sus ofertas y de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía;

(xxxiii) Cancelar la certificación de Capacidad Instalada de los Generadores que reciban pagos por separado de las Entidades Responsables de Carga que tengan el efecto de subsidiar la Potencia y deprimir los precios de Potencia; y,

(xxxiv) Analizar la documentación comprobatoria que proporcione el Participante del Mercado respecto de una actualización de Parámetros de Referencia que pretenda realizar, que como resultado haga más ineficiente a la Unidad de Central Eléctrica en más del 10%, o cuando modificaciones sucesivas reduzcan la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica en más de 10% en menos de un año.

(b) En materia de las Reglas del Mercado:

(i) Analizar y emitir opinión sobre las Reglas del Mercado y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista;

(ii) Analizar la información proporcionada por algún Ente Sujeto a Vigilancia que haya detectado un defecto en las Reglas del Mercado que impida el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional, pronunciarse al respecto y ejercer las atribuciones correspondientes;

(iii) Evaluar las Reglas del Mercado y el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea que se encuentren vigentes o sean propuestos para realizar una modificación a los mismos;

(iv) Evaluar todos los reportes recibidos de los Entes Sujetos a Vigilancia correspondientes a defectos en las Reglas del Mercado o la aplicación incompleta o incorrecta de las mismas por parte del CENACE; y,

(v) Elaborar Propuestas de Modificación a las Reglas del Mercado, cuando ello resulte necesario y adecuado para lograr los objetivos señalados en la Ley, de conformidad con el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.

(c) En materia de investigación y prevención de conductas contrarias al marco jurídico aplicable:

(i) Detectar anormalidades, identificar las razones de las mismas y recomendar un análisis adicional que pudiera originar acciones regulatorias de aplicación forzosa, si se requieren;

(ii) Evaluar todos los reportes recibidos de los Entes Sujetos a Vigilancia correspondientes a Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, y en su caso, iniciar una investigación;

(iii) Presentar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado los posibles incumplimientos de las disposiciones jurídicas por parte de los Entes Sujetos a Vigilancia y, en su caso, recomendar la sanción correspondiente;

(iv) Iniciar una investigación por iniciativa propia, o a propuesta del Monitor Independiente del Mercado, o de algún Ente Sujeto a Vigilancia, con la finalidad de obtener información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la violación de las Reglas del Mercado por parte de los Entes Sujetos a Vigilancia, así como violaciones a los procedimientos o instrucciones del CENACE por parte de los Participantes del Mercado; e,

(v) Investigar Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas que identifique en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados.

(d) En adición a lo anterior:

(i) Contratar o constituir al Monitor Independiente del Mercado;

(ii) Instruir o practicar visitas de verificación o inspección a los Entes Sujetos a Vigilancia, a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley y las Reglas del Mercado;

(iii) Solicitar la práctica de auditorías, peritajes u otros medios, por sí misma o a través de terceros, que permitan esclarecer las condiciones técnicas de un Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables;

(iv) Proponer visitas de verificación, inspección o supervisión y, en su caso, que se cite a comparecer, a quienes participen en el Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de supervisar y vigilar el cumplimiento de las Reglas del Mercado;

(v) Generar propuestas y brindar apoyo y asistencia a la Autoridad de Vigilancia del Mercado en el desempeño de sus funciones;

(vi) Realizar cualquier actividad que la Autoridad de Vigilancia del Mercado le delegue;

(vii) Emitir y publicar informes sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista;

(viii) Asegurar que el público en general tenga acceso a los reportes, evaluaciones y demás documentación relacionada con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista que considere de su interés y que emita el Monitor Independiente del Mercado;

(ix) Revisar los catálogos y diccionario de datos que describan la información, así como revisar los criterios de recolección y verificación de datos desarrollados por el CENACE;

(x) Proponer cambios, adiciones o eliminaciones a los catálogos y criterios mencionados en el inciso anterior, para facilitar las funciones de Vigilancia del Mercado;

(xi) Acreditar las regiones que tendrán disponibles los servicios de reprogramación de gas natural en el mismo día y de programación flexible, en el Mercado de Tiempo Real, de conformidad con el Manual de Coordinación de Gas Natural;

(xii) Conocer y tomar en cuenta el resultado de las evaluaciones que realice el Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado en el ejercicio de sus funciones;

(xiii) Publicar el reporte anual elaborado por el Monitor Independiente de Mercado, así como los reportes periódicos relacionados con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista que considere pertinentes;

(xiv) Autorizar a terceros expertos para llevar a cabo la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de un Participante del Mercado y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables, de conformidad con los lineamientos establecidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado;

(xv) Definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las pruebas avaladas por terceros expertos o los reportes y bitácoras elaboradas por los Participantes del Mercado respecto de sus Parámetros de Referencia;

(xvi) Instruir al CENACE la realización del cálculo y el pago correspondiente de Garantías de Suficiencia de Ingresos derivadas de la aplicación de la normatividad en materia de Vigilancia del Mercado;

(xvii) Requerir, dentro del ámbito de sus competencias, a los Integrantes de la Industria Eléctrica, la presentación de escritos en los que, bajo protesta de decir verdad, se responsabilicen de las obligaciones de información técnica y económica que proporcionen;

(xviii) Referir a la Comisión Federal de Competencia Económica los probables casos de violaciones del marco legal en materia de competencia económica, y los demás casos que correspondan a dicha comisión;

(xix) Solicitar a la Comisión Federal de Competencia Económica y, en su caso, colaborar con ésta, en la realización del análisis correspondiente que le permita ordenar las medidas necesarias para establecer las condiciones de libre competencia y concurrencia, cuando se considere que no existen condiciones de competencia efectiva en los mercados relacionados con las actividades del sector eléctrico, en términos de lo previsto por el artículo 105 de la Ley;

(xx) Interpretar las Reglas del Mercado para efectos administrativos;

(xxi) Interpretar la Ley para efectos administrativos en el ámbito de sus facultades;

(xxii) Recabar de los servidores públicos o fedatarios públicos, los informes y datos que obren en su poder con motivo de sus funciones y se encuentren relacionados con las actividades que realizan los Entes Sujetos a Vigilancia en la industria eléctrica;

(xxiii) Realizar las demás acciones que considere pertinentes en los términos de la Ley y las Reglas del Mercado; y,

(xxiv) Las demás que le confieran los ordenamientos aplicables.

2.3.3 Monitor Independiente del Mercado

Serán funciones y atribuciones del Monitor Independiente del Mercado:

(a) En materia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista:

(i) Coadyuvar en el ejercicio de las atribuciones de Vigilancia del Mercado que ejerzan los Órganos de Vigilancia;

(ii) Conocer, analizar, monitorear y evaluar el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista y el comportamiento de los Entes Sujetos a Vigilancia;

(iii) Emitir opinión respecto de las Reglas del Mercado y el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea que se encuentren vigentes o sean propuestos para realizar una modificación a los mismos;

(iv) Emitir informes, opiniones y recomendaciones sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista;

(v) Supervisar el impacto de las acciones de los Entes Sujetos a Vigilancia en los precios resultantes en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados;

(vi) Requerir a los Entes Sujetos a Vigilancia, ya sea directamente o a través de quien tenga facultades para hacerlo, la presentación de la documentación e

información relativa a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados que sea necesaria para cumplir con sus funciones de Vigilancia del Mercado;

(vii) Monitorear y vigilar la información proporcionada por el CENACE a través de su portal de Internet y del Sistema de Información del Mercado;

(viii) Analizar y emitir opinión sobre la operación del Mercado Eléctrico Mayorista;

(ix) Vigilar que las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica y de Demanda Controlable Garantizada al Mercado Eléctrico Mayorista sean consistentes con sus costos y capacidades;

(x) Vigilar que las ofertas del Generador de Intermediación sean acordes a las Reglas del Mercado;

(xi) Verificar que los Parámetros de Referencia registrados por los Participantes del Mercado reflejen las capacidades, restricciones y costos reales de las Unidades de Central Eléctrica y las capacidades y restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada;

(xii) Verificar que las ofertas incrementales de costo de oportunidad reflejen los costos reales de las Unidades de Central Eléctrica y el valor económico de su energético asociado;

(xiii) Supervisar y proponer modificaciones a las metodologías formuladas por el CENACE para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada cuando éstas no sean consistentes con las Bases del Mercado Eléctrico y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional o con el uso eficiente de los combustibles;

(xiv) Vigilar el uso eficiente de los Recursos de Soporte del Sistema; y,

(xv) Analizar la documentación comprobatoria que proporcione el Participante del Mercado respecto de una actualización de Parámetros de Referencia que pretenda realizar que como resultado haga más ineficiente a la Unidad de Central Eléctrica en más del 10%, o cuando modificaciones sucesivas reduzcan la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica en más de 10% en menos de un año.

(b) En materia de las Reglas del Mercado:

(i) Analizar la información proporcionada por los Órganos de Vigilancia o algún Ente Sujeto a Vigilancia que haya detectado un defecto en las Reglas del Mercado que impida el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional y pronunciarse al respecto;

(ii) Analizar y emitir opinión sobre las Reglas del Mercado;

(iii) Elaborar Propuestas de Modificación a las Reglas del Mercado, cuando ello resulte necesario y adecuado para lograr los objetivos señalados en la Ley, de conformidad con el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado; y,

(iv) Emitir opinión respecto de todos los reportes recibidos de los Entes Sujetos a Vigilancia correspondientes a defectos en las Reglas del Mercado.

(c) En materia de investigación y prevención de conductas contrarias al marco jurídico aplicable:

(i) Detectar anormalidades, identificar las razones de las mismas y recomendar un análisis adicional que pudiera originar acciones regulatorias de aplicación forzosa, si se requieren;

(ii) Proponer una investigación con la finalidad de obtener información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la violación de las Reglas del Mercado por parte de los Entes Sujetos a Vigilancia, así como violaciones a los procedimientos o instrucciones del CENACE por parte de los Participantes del Mercado;

(iii) Investigar Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas que identifique en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados; y,

(iv) Brindar testimonio a la Autoridad de Vigilancia del Mercado de posibles violaciones.

(d) En adición a lo anterior:

(i) Requerir al CENACE acceso oportuno a la información que necesite para el desempeño de sus funciones;

(ii) Proponer a los Órganos de Vigilancia visitas de verificación o inspección a los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley y las Reglas del Mercado;

(iii) Emitir formatos y requisitos para recopilar, en forma física y electrónica, datos de los Entes Sujetos a Vigilancia, para dar cumplimiento a sus funciones, además de proponer a los Órganos de Vigilancia formatos y requisitos para recopilar, en forma física y electrónica, información que éstas requieran;

(iv) Revisar los catálogos y diccionario de datos que describan la información, así como revisar los criterios de recolección y verificación de datos desarrollados por el CENACE;

(v) Proponer cambios, adiciones o eliminaciones a los catálogos y criterios mencionados en el inciso anterior, para facilitar las funciones de Vigilancia del Mercado;

(vi) Brindar apoyo al Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado para la revisión de metodologías aplicadas por el CENACE;

(vii) Será responsabilidad del Monitor Independiente del Mercado, mantener su independencia respecto de los Entes Sujetos a Vigilancia; y,

(viii) Las demás que le confieran los ordenamientos aplicables.

2.3.4 Responsabilidades de las Entidades de Vigilancia

Serán responsabilidades de las Entidades de Vigilancia:

(a) Mantener las medidas de seguridad necesarias para proteger el flujo y el almacenamiento de información; y,

(b) Garantizar que la información proporcionada por los Entes Sujetos a Vigilancia permanezca bajo estricta confidencialidad, a menos que la Ley de la Industria Eléctrica o las Reglas del Mercado estipulen lo contrario.

2.3.5 CENACE

En materia de Vigilancia del Mercado, serán funciones y atribuciones del CENACE:

(a) En materia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista:

(i) Operar el Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promuevan la competencia y el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;

(ii) Llevar el registro de costos y capacidades de las Unidades de Central Eléctrica y de las capacidades de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada e informar a los Órganos de Vigilancia respecto de la consistencia entre las ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista y los datos registrados;

(iii) Requerir, por cualquier medio, incluyendo medios electrónicos y tecnologías de la información, información a los Participantes del Mercado necesaria para el cumplimiento de sus funciones;

(iv) Emitir formatos y requisitos para recopilar, en forma física y electrónica, datos de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, para dar cumplimiento a sus funciones;

(v) Requerir, dentro del ámbito de sus competencias, a los Integrantes de la Industria Eléctrica, la presentación de escritos en los que, bajo protesta de decir verdad, se responsabilicen de las obligaciones de información técnica y económica que proporcionen, para efecto de determinar incumplimiento y, en su caso, la aplicación de sanciones respectivas;

(vi) Mantener los registros y la documentación comprobatoria correspondiente a las actividades que realizan los Participantes del Mercado Transportistas y Distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados por un mínimo de diez años;

(vii) Publicar informes sobre el desempeño y evolución de aquellos mercados que conforman el Mercado Eléctrico Mayorista o de elementos específicos que formen parte de ellos con la periodicidad y en los términos que se determinen por los Órganos de Vigilancia;

(viii) Reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado, las Ofertas de Compra que se encuentren 10% por abajo o 10% por arriba de su consumo real, siguiendo los lineamientos que al efecto emita dicha Unidad;

(ix) Calcular y publicar la oferta piso y la oferta tope con la periodicidad que se requiera, en caso de que la Autoridad de Vigilancia del Mercado establezca o actualice una fórmula para su cálculo; Realizar las correcciones que le instruya la Unidad de Vigilancia del Mercado a los parámetros registrados y a las ofertas basadas en ellos;

(x) Implementar las nuevas fórmulas de los precios de referencia de combustibles que le instruya la Unidad de Vigilancia del Mercado para realizar la evaluación de Ofertas de conformidad con el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo;

(xi) Realizar las correcciones que le instruya la Autoridad de Vigilancia del Mercado a la facturación y estados de cuenta respectivos;

(xii) Realizar el recálculo de los precios de mercado cuando se presenten Errores Sistémicos o por instrucción de la Autoridad de Vigilancia del Mercado;

(xiii) Mantener a disponibilidad del público en general los precios de mercado originales y los precios resultantes del recálculo en el Sistema de Información del Mercado;

(xiv) Notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado las ofertas incrementales de costo de oportunidad que, a su consideración, no reflejen los costos reales de las Unidades de Central Eléctrica;

(xv) Realizar las modificaciones que le solicite la Unidad de Vigilancia del Mercado a las metodologías para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada; e,

(xvi) Informar a la Unidad de Vigilancia del Mercado sobre la existencia de cualquier comportamiento que origine una salida forzada que no se ajuste a las prácticas operativas del sistema.

(b) En materia de las Reglas del Mercado:

Reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la detección de un defecto en las Reglas del Mercado que impida el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

(c) En materia de investigación y prevención de conductas contrarias al marco jurídico aplicable:

(i) Comparecer en los procesos de investigación llevados a cabo por la Unidad de Vigilancia del Mercado de posibles violaciones a la Ley, Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables, así como presentar la información que al respecto se le requiera;

(ii) Informar a los Órganos de Vigilancia, y en su caso, a la Comisión Federal de Competencia cuando detecte alguna práctica con intención o efecto de restringir el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista; y,

(iii) Solicitar a los Órganos de Vigilancia, y en su caso, a la Comisión Federal de Competencia Económica, su intervención cuando considere que no existen condiciones de competencia efectiva en algún mercado.

(d) En adición a lo anterior:

(i) Llevar a cabo los procesos de revisión, ajuste, actualización y emisión de las Disposiciones Operativas del Mercado, con sujeción a los mecanismos y lineamientos que establezca la CRE;

(ii) Revisar y validar la información proporcionada a las Entidades de Vigilancia;

(iii) Recabar de los servidores públicos o fedatarios públicos, mediante instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, los informes y datos que obren en su poder con motivo de sus funciones y se encuentren relacionados con las actividades que realizan los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores en la industria eléctrica;

(iv) Colaborar con las Entidades de Vigilancia, a fin de que éstas cuenten con la infraestructura tecnológica, herramientas, modelos, documentación y capacitación que requieran para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado;

(v) Proporcionar a las Entidades de Vigilancia, el software que permita reproducir los modelos de optimización del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las licencias, documentación y capacitación que se requieran para el uso del mismo;

(vi) Mantener las medidas de seguridad necesarias para proteger el flujo y el almacenamiento de información;

(vii) Facilitar la transparencia de la información en el Mercado Eléctrico Mayorista, tomando en cuenta el interés público, la integridad y funcionamiento eficiente de dicho mercado, la competencia económica y la protección de los consumidores;

(viii) Notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado posibles incumplimientos de los ordenamientos jurídicos aplicables;

(ix) Practicar visitas de verificación o inspección a los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores mediante instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley, su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables;

(x) Solicitar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la práctica de auditorías, peritajes u otros medios, por sí misma o a través de terceros, que permitan esclarecer las condiciones técnicas de un Participante del Mercado y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables;

(xi) Proporcionar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la información y análisis que requiera, respecto de los Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE; y,

(xii) Las demás que le confieran los ordenamientos aplicables.

2.3.6 Entes Sujetos a Vigilancia

Serán responsabilidades de los Entes Sujetos a Vigilancia, en lo que sea aplicable a sus respectivas actividades:

(a) Cumplir con la Ley, las Reglas del Mercado y con cualquier otro ordenamiento jurídico aplicable;

(b) Implementar los procedimientos necesarios para el almacenamiento de la información correspondiente a sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados;

(c) Mantener los registros y la documentación comprobatoria correspondiente a sus actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados por un mínimo de cinco años;

(d) Presentar la documentación e información relativa a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados que sea requerida por las Entidades de Vigilancia o el CENACE;

(e) Revisar y validar la información correspondiente a sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados que le soliciten las Entidades de Vigilancia;

(f) Permitir las visitas de verificación, inspección o supervisión instruidas o practicadas por los Órganos de Vigilancia o el CENACE;

(g) Permitir y colaborar totalmente con la práctica de auditorías, peritajes u otros medios llevadas a cabo por los Órganos de Vigilancia o a través de terceros, que permitan esclarecer las condiciones técnicas de un Participante del Mercado y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables;

(h) Presentar la información que les sea requerida en los formatos y cumpliendo los requisitos para recopilar datos, en forma física y electrónica, emitidos por las Entidades de Vigilancia o el CENACE, para los trámites correspondientes;

(i) Proponer investigaciones a la Unidad de Vigilancia del Mercado, con la finalidad de obtener información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la violación de las Reglas del Mercado por parte de Entes Sujetos a Vigilancia, así como violaciones a los procedimientos o instrucciones del CENACE por parte de Participantes del Mercado;

(j) Informar a las Entidades de Vigilancia sobre Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas que identifique en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados;

(k) Permitir las visitas de verificación, inspección o supervisión que instruyan la Autoridad y la Unidad de Vigilancia;

(l) Informar a las Entidades de Vigilancia del Mercado sobre posibles incumplimientos de las disposiciones jurídicas por parte de Entes Sujetos a Vigilancia;

(m) Informar a las Entidades de Vigilancia sobre posibles defectos en las Reglas del Mercado que impidan el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional;

(n) Registrar Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada ante el CENACE, consistentes con las características físicas y de costos de los mismos;

(o) Presentar ofertas de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada al Mercado Eléctrico Mayorista consistentes con sus costos y capacidades;

(p) Respetar la oferta piso y oferta tope establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, cuando presenten las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada que representen;

(q) Enviar a los Órganos de Vigilancia la documentación comprobatoria respecto de una actualización de Parámetros de Referencia que pretenda realizar que como resultado haga más ineficiente a la Unidad de Central Eléctrica en más del 10%, o cuando modificaciones sucesivas reduzcan la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica en más de 10% en menos de un año;

(r) Proporcionar al CENACE la información que les sea requerida para realizar análisis periódicos del Uso Óptimo de los recursos de energía limitada; y,

(s) Brindar testimonio a la Autoridad de Vigilancia del Mercado de posibles violaciones.

2.4 Vigilancia del Mercado

2.4.1 El diseño de Mercado Eléctrico Mayorista comprende las reglas y los incentivos que éstas proveen a los Participantes de Mercado, y debe tener por objetivo el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico.

2.4.2 Al evaluar el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado se enfocarán, particularmente, en lo siguiente:

(a) Asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;

(b) Asegurar la conformidad de los ordenamientos de menor nivel jerárquico a aquellos a los que están subordinados;

(c) Identificar defectos, y proponer modificaciones a Reglas del Mercado, cuando ello resulte necesario y adecuado para lograr los objetivos señalados en la Ley; y,

(d) Analizar el impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista de modificaciones propuestas a las Reglas del Mercado.

2.4.3 Al evaluar las determinaciones del CENACE, la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado vigilarán, en particular, lo siguiente:

(a) Cumplimiento de la Ley y las Reglas del Mercado;

(b) Operación del Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia y no indebida discriminación;

(c) Asignación y despacho de las Unidades de Central Eléctrica, de la Demanda Controlable y de los programas de importación y exportación;

(d) Cálculo de los precios de energía eléctrica y Productos Asociados;

(e) Requerimientos de Servicios Conexos;

(f) Acciones para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

(g) Uso eficiente de los Recursos de Soporte del Sistema;

(h) Cálculo de costos de oportunidad para recursos de energía limitada;

(i) Compensaciones adicionales otorgadas a los Participantes del Mercado durante la suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo;

(j) Precisión de la información proporcionada a las Entidades de Vigilancia;

(k) Falta de colaboración con las Entidades de Vigilancia; y,

(l) Cualquier otra obligación establecida en las Reglas del Mercado y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

2.4.4 Al evaluar la conducta de los Entes Sujetos a Vigilancia, la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado vigilarán, en particular, lo siguiente:

(a) Cumplimiento de la Ley y las Reglas del Mercado;

(b) Conductas Engañosas;

(c) Cumplimiento con las obligaciones de proveer Servicios Conexos;

(d) Retención de Capacidad;

(e) Precisión de la información proporcionada a las Entidades de Vigilancia o al CENACE;

(f) Falta de colaboración con las Entidades de Vigilancia o el CENACE;

(g) Actividades Prohibidas.

2.4.5 Las Actividades Prohibidas excluyen actos o prácticas expresamente permitidos por las Reglas del Mercado y actos o prácticas que se lleven a cabo en cumplimiento de instrucciones expresas del CENACE o de lineamientos de los Órganos de Vigilancia.

2.4.6 Sin perjuicio de las prácticas monopólicas establecidas en la Ley Federal de Competencia Económica, en el mercado eléctrico constituirán Actividades Prohibidas aquellas que tienen por objeto o efecto afectar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, entre las que se incluyen, de manera enunciativa mas no limitativa las siguientes:

(a) Realizar actos que reduzcan las capacidades de Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución, o bien proveer al CENACE o a las Entidades de Vigilancia información falsa con respecto a las mismas;

(b) Discriminar el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;

(c) Llevar a cabo actividades o transacciones que creen congestión artificial o déficit de generación artificial, que incrementen volúmenes de generación o ingresos artificialmente o que manipulen el mercado o los precios del mercado de alguna manera;

(d) Ofrecer Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional que no puedan ser entregados en caso de ser solicitados por el CENACE;

(e) Desobedecer las instrucciones emitidas por el CENACE sin una razón técnica justificable;

(f) Realizar Conductas Engañosas con relación a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista;

(g) Retener Capacidad en el Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea de manera física o económica, siendo la retención física aquella que se da cuando no se ofrece una capacidad que está en realidad disponible, y retención económica aquella que se da cuando se ofrece la capacidad al mercado con ofertas mayores a sus verdaderos costos económicos;

(h) Reducir los ingresos asociados a la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada con la finalidad de obtener un Ingreso Indebido en otro mercado o producto;

(i) Realizar acciones para alterar los precios en el Mercado del Día en Adelanto o de Tiempo Real, con el fin de exacerbar la discrepancia entre los precios del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real;

(j) Incurrir en cualquier otra violación que señale la Ley, las Reglas de Mercado o cualquier otro ordenamiento jurídico aplicable; o,

(k) Asignar Unidades de Centrales Eléctricas para Confiabilidad sin seguir los procedimientos establecidos en la normatividad.

2.4.7 Cuando la Secretaría, las Entidades de Vigilancia, el CENACE o cualquier otra persona considere que no existen condiciones de competencia efectiva en algún mercado, solicitará a la Comisión Federal de Competencia Económica que realice el análisis correspondiente para que, en su caso, ordene las medidas necesarias para establecer las condiciones de libre competencia y concurrencia.

2.4.8 Los Entes Sujetos a Vigilancia serán responsables de reportar a las Entidades de Vigilancia aquellas actividades de las que tengan conocimiento que pudieran constituir Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, a fin de que los Órganos de Vigilancia evalúen y en su caso realicen la investigación correspondiente.

2.4.9 Los Entes Sujetos a Vigilancia serán responsables de reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la detección de un defecto en las Reglas del Mercado que impida el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

2.4.10 Los ingresos obtenidos por un Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor que haya reportado un defecto a la Unidad de Vigilancia del Mercado y del cual se haya beneficiado no serán revertidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

2.5 Oficialía de Partes Electrónica

2.5.1 Con el propósito de impulsar la simplificación administrativa, los Órganos de Vigilancia establecerán una Oficialía de Partes Electrónica para que los Entes Sujetos a Vigilancia puedan realizar solicitudes y desahogar actuaciones por parte de los Órganos de Vigilancia en el desempeño de sus funciones de Vigilancia del Mercado.

2.5.2 Los documentos electrónicos y los mensajes de datos que se envíen a través de la Oficialía de Partes Electrónica, producirán efectos jurídicos y tendrán pleno valor probatorio conforme a las disposiciones legales aplicables.

2.5.3 Los Órganos de Vigilancia crearán y administrarán un sistema de trámites electrónicos que establezca el control de accesos, los respaldos y la recuperación de información, con mecanismos confiables de seguridad, disponibilidad, integridad, autenticidad, confidencialidad y custodia en términos de la legislación aplicable en materia de firma electrónica avanzada.

2.5.4 Los Órganos de Vigilancia celebrarán los convenios necesarios con las autoridades competentes para establecer las acciones y mecanismos necesarios para la implementación de la Oficialía de Partes Electrónica.

2.5.5 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán completar los formularios establecidos para el envío de su información a través de la Oficialía de Partes Electrónica y se sujetarán a lo siguiente:

(a) Reconocerán como propia y auténtica la información que envíen a los Órganos de Vigilancia a través de la Oficialía de Partes Electrónica, siempre y cuando utilice su firma electrónica avanzada;

(b) Asumirán la responsabilidad por el uso de su firma electrónica avanzada, nombre de usuario y contraseña por persona distinta a ellos, o por cualquier mal uso de dichos elementos. En dichos supuestos se les atribuirá la autoría de la información que se envíe a través de la Oficialía de Partes Electrónica;

(c) La información deberá remitirse en los formatos establecidos por los Órganos de Vigilancia;

(d) Los documentos escaneados deberán remitirse en el tamaño real del documento y en formato *Portable Document Format* (pdf), a menos que los Órganos de Vigilancia indiquen otra cosa; y,

(e) Los documentos enviados a través de la Oficialía de Partes Electrónica deberán ser legibles.

2.5.6 Los Órganos de Vigilancia generarán un acuse de recibo electrónico para hacer constar la recepción de los envíos electrónicos de los Entes Sujetos a Vigilancia a través de la Oficialía de Partes Electrónica. Dicho recibo electrónico al menos tendrá los siguientes elementos:

(a) Membrete correspondiente a alguno de los Órganos de Vigilancia;

(b) Número de folio;

(c) Fecha y hora de captura;

(d) Fecha y hora de recepción;

(e) Nombre del Ente Sujeto a Vigilancia;

(f) Identificador ID del Ente Sujeto a Vigilancia;

(g) ID del usuario;

(h) Tipo de solicitud;

(i) Breve descripción del asunto a que se refiere el envío;

(j) Relación de los documentos anexos, en su caso;

(k) Cadena original; y,

(l) Sello digital que determine los caracteres de autenticidad del acuse.

2.5.7 El acuse de recibo electrónico no implicará que la información recibida cumpla con los requisitos descritos en la presente sección.

2.5.8 Los Órganos de Vigilancia, en un plazo de diez días hábiles, emitirán una notificación a los Entes Sujetos a Vigilancia si la información recibida presenta cualquier inconsistencia o no es legible, no corresponde con el propósito o justificación relacionada por el Ente Sujeto a Vigilancia, cuando los Órganos de Vigilancia no puedan identificar la categoría de la información o determine su improcedencia o cualquier otra causa debidamente justificada por alguno de los Órganos de Vigilancia, para que la información sea subsanada por el Ente Sujeto a Vigilancia.

2.5.9 Si el Ente Sujeto a Vigilancia no subsana la entrega de información dentro de los cinco días hábiles siguientes, la información se tendrá por no presentada.

2.5.10 En caso de que los Entes Sujetos a Vigilancia no reciban respuesta a su solicitud, a través del buzón electrónico de la Oficialía de Partes Electrónica, en el plazo de atención establecido para cada trámite en el presente Manual, se entenderá que los Órganos de Vigilancia han emitido una resolución positiva al respecto.

2.5.11 Las solicitudes electrónicas enviadas en horas y días inhábiles para los Órganos de Vigilancia, se tendrán por recibidas el día y hora hábil siguiente.

2.5.12 Los plazos de atención de los envíos electrónicos serán determinados por las disposiciones jurídicas aplicables, de acuerdo al procedimiento de que se trate.

2.5.13 Las solicitudes de información pública no serán recibidas a través de la Oficialía de Partes Electrónica; éstas deberán tramitarse y recibirse conforme a lo establecido en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás legislaciones aplicables.

2.5.14 La disponibilidad de la Oficialía de Partes Electrónica no impide la presentación de solicitudes, comunicaciones, documentación o información de manera física ante la oficialía de partes de los Órganos de Vigilancia. En caso de que no esté disponible la Oficialía de Partes Electrónica por caso fortuito o causas de fuerza mayor, las promociones deberán realizarse de manera presencial ante la oficialía de partes física de los Órganos de Vigilancia.

2.5.15 Las características de los documentos enviados deberán apegarse a lo establecido en las disposiciones legales aplicables en materia de firma electrónica avanzada. No obstante, los Órganos de Vigilancia podrán requerir en cualquier momento la presentación física de los documentos originales para su cotejo.

2.5.16 El Monitor Independiente del Mercado podrá establecer sus propios mecanismos para que los Entes Sujetos a Vigilancia puedan realizar solicitudes y desahogar actuaciones por parte del Monitor Independiente del Mercado en el desempeño de sus funciones de Vigilancia del Mercado.

2.6 Procedimiento administrativo general

2.6.1 El procedimiento para la atención de las solicitudes presentadas por parte de los Participantes del Mercado ante las Entidades de Vigilancia y, en su caso, de la emisión de la resolución correspondiente se llevará a cabo conforme a lo siguiente:

(a) Las solicitudes presentadas por los Participantes del Mercado deberán incluir, al menos, la siguiente información:

(i) Fecha de la solicitud;

(ii) Nombre del Participante del Mercado;

(iii) En su caso, identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(iv) Solicitud;

(v) Documentación comprobatoria que respalde la solicitud; y,

(vi) Datos del contacto que podrá resolver dudas de las Entidades de Vigilancia.

(b) Una vez recibida la solicitud del Participante del Mercado, la Unidad de Vigilancia contará con diez días hábiles para notificar al Participante del Mercado el identificador de la solicitud.

(c) La Unidad de Vigilancia contará con diez días hábiles, a partir de que reciba la solicitud, para requerir al Participante del Mercado información adicional referente a la solicitud presentada, indicando al menos, lo siguiente:

(i) Fecha de la solicitud;

(ii) Identificador de la solicitud original;

(iii) Nombre del Participante del Mercado;

(iv) En su caso, Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(v) Requerimiento de información adicional;

(vi) Motivación del requerimiento de información adicional;

(vii) Plazo para la atención del requerimiento, el cual será de hasta 30 días hábiles;

(viii) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Participante del Mercado.

(d) En caso de que no se presente la información solicitada por la Unidad de Vigilancia, en el plazo determinado, se tendrá por no presentada la solicitud correspondiente.

(e) El Participante del Mercado podrá solicitar una prórroga a la solicitud de información adicional adjuntando la justificación por la que se requiere de un plazo mayor al establecido en el sub-inciso (vii) del inciso (c). En tales casos la prórroga deberá ser aprobada por la Unidad de Vigilancia y será hasta por un plazo igual al otorgado originalmente en la solicitud.

2.6.2 Una vez que la Unidad de Vigilancia cuente con toda la información necesaria y la documentación comprobatoria correspondiente, contará hasta con 20 días hábiles para analizar la información proporcionada por el Participante del Mercado y emitir una resolución positiva o negativa de la solicitud en cuestión.

2.6.3 Cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado considere que la información proporcionada en la solicitud es suficiente para soportar la petición correspondiente, emitirá la resolución positiva de la solicitud del Participante del Mercado, incluyendo lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud original;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada, si aplica; y,

(e) Aceptación de la solicitud.

2.6.4 Cuando la Unidad de Vigilancia emita una resolución negativa de la solicitud, deberá notificar al Participante del Mercado, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada, si aplica;

(e) Rechazo de solicitud, en donde se especifique la motivación del rechazo; y,

(f) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Participante del Mercado.

2.6.5 A menos de que se establezca un plazo diferente para un tipo de solicitud en la sección correspondiente en este manual, los plazos establecidos en los numerales 2.6.1 y 2.6.2 serán aplicables a todas las solicitudes presentadas por los Participantes del Mercado.

CAPÍTULO 3
Recopilación y acceso a la información

3.1 Disposiciones generales

3.1.1 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán proporcionar, sin restricciones, a solicitud de las Entidades de Vigilancia, la información necesaria para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado. Dicha información deberá incluir los datos necesarios que les permitan a las Entidades de Vigilancia identificar y evaluar el desempeño de los Entes Sujetos a Vigilancia, así como de la industria eléctrica en general.

3.1.2 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán proporcionar la información y la documentación necesaria que les soliciten u ordenen las Entidades de Vigilancia, a fin de que se realice la verificación, inspección o supervisión de la misma.

3.1.3 Las Entidades de Vigilancia tendrán la facultad de obtener información confidencial o información reservada, conforme a lo establecido en las Leyes de Transparencia y Acceso a la Información Pública y en el Manual del Sistema de Información del Mercado, que consideren pertinente para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.1.4 La Secretaría, las Entidades de Vigilancia y el CENACE, dentro del ámbito de sus competencias, podrán requerir a los Integrantes de la Industria Eléctrica la presentación de escritos en los que, bajo protesta de decir verdad, se responsabilicen de las obligaciones e información técnica y económica que proporcionen, para efecto de detectar incumplimientos y, en su caso, la aplicación de las sanciones respectivas.

3.1.5 El CENACE deberá proporcionar apoyo técnico y administrativo a las Entidades de Vigilancia, tales como espacios físicos, infraestructura y equipamiento, servicios relacionados a éstos y soporte en tecnologías de la información que éstas requieran para el cumplimiento de sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.1.6 Las Entidades de Vigilancia no tendrán limitaciones para comunicarse con el CENACE con respecto a información de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores ni para consultar opiniones sobre asuntos del mercado u operativos del mismo.

3.1.7 Los Participantes del Mercado deberán mantener por un mínimo de cinco años cualquier documentación o información relativa a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados.

3.1.8 El CENACE deberá mantener por un mínimo de diez años cualquier información relativa a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados.

3.1.9 Las Entidades de Vigilancia y el CENACE serán responsables de mantener las medidas de seguridad necesarias para proteger el flujo y el almacenamiento de información, asimismo deberán garantizar que la información suministrada permanezca bajo estricta confidencialidad, a menos que la Ley o las Reglas del Mercado estipulen lo contrario.

3.1.10 El incumplimiento de las solicitudes de información enviadas por las Entidades de Vigilancia o por el CENACE estará sujeto a las sanciones establecidas en la Ley.

3.2 Información del Mercado Eléctrico Mayorista

3.2.1 De manera continua, el CENACE implementará los procedimientos necesarios para la recolección precisa y el almacenamiento de la información del Mercado Eléctrico Mayorista en la infraestructura tecnológica que las Entidades de Vigilancia destinen para tales efectos.

3.2.2 El CENACE será responsable de mantener los medios y mecanismos de comunicación que permitan a las Entidades de Vigilancia el acceso inmediato, irrestricto y continuo a la información del Mercado Eléctrico Mayorista, así como a las instalaciones físicas que éstas requieran para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.2.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado podrán revisar los catálogos y diccionario de datos que describan la información, así como revisar los criterios de recolección y verificación de datos desarrollados por el CENACE.

3.2.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado podrán proponer cambios, adiciones o eliminaciones a los catálogos y criterios para facilitar las funciones de Vigilancia del Mercado.

3.2.5 El CENACE establecerá procedimientos para garantizar que las Entidades de Vigilancia tengan acceso a los datos relacionados con operaciones, liquidaciones y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional u otra información que dichas entidades consideren pertinente para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.2.6 El CENACE deberá proporcionar los datos y la información que le soliciten las Entidades de Vigilancia, en el plazo establecido por las mismas, incluyendo el acceso en tiempo real, continuo e irrestricto a la información relacionada con operaciones y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

3.2.7 Cuando el acceso en tiempo real no se encuentre disponible, el CENACE deberá proporcionar a las Entidades de Vigilancia una alternativa de acceso a la información incluyendo, de ser necesario, el acceso a las bases de producción actualizadas y validadas por el propio CENACE. Las Entidades de Vigilancia acordarán los tiempos de recolección y almacenamiento de la información del Mercado Eléctrico Mayorista de tal manera que no tengan un impacto negativo en el desempeño de sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.2.8 El CENACE podrá solicitar a las Entidades de Vigilancia el diferimiento de una solicitud, si determina que el suministro de la información solicitada requiere de un desarrollo tecnológico. En tales casos, el CENACE y las Entidades de Vigilancia acordarán el plazo de entrega para la información solicitada.

3.2.9 El CENACE deberá colaborar con las Entidades de Vigilancia, a fin de que éstas cuenten con la infraestructura tecnológica, herramientas, equipos, modelos, documentación y capacitación que requieran para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado.

3.2.10 El CENACE deberá proporcionar a las Entidades de Vigilancia, el software que permita reproducir los modelos de optimización del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las licencias, documentación y capacitación que se requieran para el uso del mismo.

3.2.11 Sin perjuicio de la información del Sistema de Información de Mercado a la que las Entidades de Vigilancia tengan acceso, el CENACE proporcionará acceso a:

(a) Información suministrada por los Participantes del Mercado, de conformidad con el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado;

(b) Información suministrada por los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores a partir de sus actividades cotidianas y operativas;

(c) Información del Mercado de Energía de Corto Plazo:

(i) Unidades de Central Eléctrica con estatus de operación obligada o de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad,” de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo;

(ii) Estado inicial del sistema;

(iii) Modelo Comercial del Mercado para cada intervalo horario del Día de Operación, incluyendo:

(A) Topología esperada;

(B) Restricciones de transmisión;

(C) Vectores de Distribución de Carga para cada zona de carga;

(D) Vectores de Distribución de Generación para cada zona de carga;

(E) Factores de pérdidas técnicas para cada zona de carga; y,

(F) Factores de pérdidas no técnicas para cada zona de carga.

(iv) Relajación de las restricciones de transmisión, si aplica;

(v) Curvas de requerimientos de reservas;

(vi) Recursos de energía limitada:

(A) Limitaciones de energía; y,

(B) Costo de oportunidad calculado por el CENACE.

(vii) Resultados de los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo:

(A) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica;

(B) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;

(C) Energía de importación y de exportación;

(D) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga;

(E) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista;

(F) Volúmenes de agua turbinados por hora por las Unidades de Central Eléctrica y los volúmenes de agua almacenados en cada embalse;

(G) Precios de los Servicios Conexos para cada una de las zonas de reserva; y,

(H) Tecnología Marginal en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado en Tiempo Real.

(viii) Resultados de los procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo; e,

(ix) Información de seguimiento de instrucciones de despacho.

(d) Información de Transacciones Bilaterales Financieras y Contratos de Cobertura Eléctrica;

(e) Modelo de la Red Física;

(f) Capacidades de la Red Nacional de Transmisión;

(g) Información de salidas de la Red Nacional de Transmisión y de las Unidades de Central Eléctrica;

(h) Información correspondiente a Sistemas Eléctricos Vecinos;

(i) Precios de combustibles;

(i) Información del Mercado para el Balance de Potencia, incluyendo:

(ii) Información de Contratos de Cobertura Eléctrica;

(iii) Requisitos Anuales de Potencia para cada Contrato de Interconexión Legado;

(iv) Potencia acreditada a los recursos que represente el Generador de Intermediación en el Mercado Eléctrico Mayorista; y,

(v) Capacidad de intercambio entre Zonas de Potencia.

(j) Información de las Subastas de Mediano y Largo Plazo:

(i) Ofertas de compra y venta de las Subastas de Mediano y Largo Plazo;

(ii) Insumos originales, cálculos intermedios, datos procesados, fórmulas y resultados completos de los modelos de optimización utilizados; y,

(iii) Cantidades y precios resultantes.

(k) Información del mercado de Certificados de Energías Limpias:

(i) Ofertas de compra y venta de Certificados de Energías Limpias;

(ii) Insumos originales, datos procesados, fórmulas y resultados completos de los modelos de optimización utilizados; y,

(iii) Cantidades y precios resultantes.

(l) Información de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión:

(i) Lista completa de los Derechos Financieros de Transmisión existentes;

(ii) Capacidad de transmisión disponible para su asignación en Derechos Financieros de Transmisión, por medio de subastas;

(iii) Límites de transmisión para cada temporada y bloque horario considerado, para cada sistema interconectado;

(iv) Matriz de impedancia (Z-bus) o su equivalente, para cada temporada y bloque horario considerado en la subasta, para cada sistema interconectado;

(v) Ofertas presentadas en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión; e,

(vi) Insumos, restricciones y resultados de los modelos de optimización utilizados.

(m) Información de medición para liquidaciones;

(n) Información de liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista;

(o) Información de las bitácoras de operación del Mercado Eléctrico Mayorista;

(p) Información del Registro de Instrucciones de Despacho;

(q) Cualquier otra información recopilada o en posesión del CENACE para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista; y,

(r) Cualquier otra información que deba proporcionar el CENACE de conformidad con las Reglas del Mercado.

3.3 Información de los Entes Sujetos a Vigilancia

3.3.1 De manera continua, los Entes Sujetos a Vigilancia implementarán los procedimientos necesarios para el almacenamiento de la información correspondiente a sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados.

3.3.2 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán proporcionar información fehaciente correspondiente a sus operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados, que le soliciten las Entidades de Vigilancia.

3.3.3 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán mantener los registros y la documentación comprobatoria correspondiente a sus actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros mercados relacionados, los cuales deberán contener, si aplica, lo siguiente:

(a) Información registrada en las bases de datos del CENACE, de conformidad con el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado;

(b) Información enviada al CENACE a partir de sus actividades cotidianas y operativas;

(c) Información del Mercado de Energía de Corto Plazo:

(i) Insumos utilizados para la presentación de Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo, incluyendo ofertas para exportar o importar energía;

(ii) Ofertas presentadas en el Mercado de Energía de Corto Plazo, incluyendo ofertas para exportar o importar energía;

(iii) “Asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” emitida por el CENACE, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo;

(iv) Causas para la presentación de Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo de Unidades de Central Eléctrica con estatus de operación obligada;

(v) Insumos para el cálculo de costos de oportunidad realizado por el Participante del Mercado;

(vi) Resultados de los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo:

(A) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica;

(B) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;

(C) Energía de importación y de exportación;

(D) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga;

(E) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista; y,

(F) Volúmenes de agua turbinados por hora por las Unidades de Central Eléctrica y los volúmenes de agua almacenados al final de cada hora en cada embalse.

(vii) Resultados de los procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo; e,

(viii) Información de seguimiento de instrucciones de despacho.

(d) Información de Transacciones Bilaterales Financieras y Contratos de Cobertura Eléctrica;

(e) Capacidades de la Red Nacional de Transmisión para cada Hora de Operación o Intervalo de Despacho;

(f) Información de salidas de la Red Nacional de Transmisión y de la Red Nacional de Distribución;

(g) Información de salidas de las Unidades de Central Eléctrica;

(h) Información correspondiente al Mercado para el Balance de Potencia, el Mercado de Certificados de Energías Limpias y las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como aquella información correspondiente a otros mercados que pudieran estar relacionados con las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista;

(i) Información de medición para liquidaciones;

(j) Información de liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista;

(k) Cualquier otra información enviada al CENACE de conformidad con las Reglas del Mercado; e,

(l) Información financiera del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor proporcionada a entes externos, incluyendo la fecha y el destinatario de dicha información.

3.4 Requerimientos de información del CENACE

3.4.1 El CENACE tendrá amplia autoridad para solicitar a los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, la información necesaria para el desempeño de sus funciones.

3.4.2 El CENACE deberá conservar la información sobre la operación de la red de transmisión y sobre la utilización de los activos para la transmisión. Asimismo, el CENACE podrá solicitar cualquier otra información necesaria para garantizar que los servicios de transmisión se presten a todo aquel que requiera tales servicios sobre una base justa y sin discriminación.

3.4.3 El CENACE enviará las solicitudes de información a que hace referencia el numeral 3.4.1, conforme a lo establecido en el Manual del Sistema de Información del Mercado.

3.5 Requerimientos de información de las Entidades de Vigilancia

3.5.1 Las Entidades de Vigilancia podrán solicitar a los Entes Sujetos a Vigilancia, la información necesaria para el desempeño de sus funciones.

3.5.2 La Entidad de Vigilancia enviará las solicitudes de información a las que hace referencia el numeral 3.5.1 a través de medios físicos o electrónicos oficiales indicando, al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud, asignado por la Entidad de Vigilancia;

(c) Nombre del Ente Sujeto a Vigilancia;

(d) Solicitud de información;

(e) Periodo que debe abarcar la información, indicando fecha de inicio y fecha fin;

(f) Formato en que se requiere la información;

(g) Motivación de la solicitud;

(h) Plazo para que el Ente Sujeto a Vigilancia atienda la solicitud, el cual será de hasta 15 días hábiles;

(i) Declaración de la aplicabilidad de las disposiciones de confidencialidad; y,

(j) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Ente Sujeto a Vigilancia.

3.5.3 Si la Entidad de Vigilancia considera que la información solicitada requiere de un plazo mayor al establecido en el inciso (h) del numeral 3.5.2, se podrá establecer un plazo mayor, con base en el tipo de información requerida.

3.5.4 Cuando la información solicitada se derive de un incumplimiento a las determinaciones del CENACE, la Entidad de Vigilancia podrá establecer un plazo menor al establecido en el inciso (h) del numeral 3.5.2.

3.5.5 Si la Entidad de Vigilancia determina que requiere información adicional, podrá ampliar la solicitud original indicando, al menos, los datos y requisitos contenidos en el numeral 3.5.2.

3.5.6 A partir de la recepción de la solicitud de información descrita en el numeral 3.5.2, el Ente Sujeto a Vigilancia contará con 5 días hábiles para hacer consultas relacionadas con los plazos de atención y los formatos requeridos por la Entidad de Vigilancia que solicitó la información.

3.5.7 Si la Entidad de Vigilancia considera que, derivado de la consulta, es necesario realizar alguna modificación, podrá acordar con el Ente Sujeto a Vigilancia, dentro de los diez días hábiles posteriores a la fecha de la consulta, el contenido o el formato de la solicitud de información.

3.5.8 De considerarlo necesario, las Entidades de Vigilancia podrán hacer solicitudes de información vía correo electrónico.

3.5.9 No se considerará que las Entidades de Vigilancia o el CENACE inician el ejercicio de sus facultades de supervisión o inspección cuando únicamente soliciten los datos, informes y documentos a que se refiere el presente Capítulo, pudiendo ejercerlas en cualquier momento.

CAPÍTULO 4
Desempeño y evolución del mercado

4.1 Disposiciones generales

4.1.1 Las Entidades de Vigilancia serán responsables de evaluar el desempeño y la evolución del mercado para lo cual vigilarán el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista y la conducta de los Entes Sujetos a Vigilancia.

4.1.2 El CENACE será responsable de emitir los reportes que le soliciten las Entidades de Vigilancia en el plazo que se los soliciten, a fin de brindar el apoyo técnico necesario para que éstas desempeñen sus funciones de Vigilancia de Mercado.

4.1.3 Las Entidades de Vigilancia emitirán informes, opiniones y recomendaciones sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, con la periodicidad y en los términos que determine la CRE.

4.1.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado no podrá modificar el sentido de las opiniones y recomendaciones realizadas por el Monitor Independiente del Mercado, a fin de mantener su independencia.

4.1.5 Los Órganos de Vigilancia se reservan el derecho de publicar información acerca del desempeño de un Ente Sujeto a Vigilancia, a fin de mejorar el entendimiento de los informes, fomentar el cumplimiento de la Ley, las Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables;

4.1.6 Los Órganos de Vigilancia se reservan el derecho de no publicar información acerca del desempeño de un Ente Sujeto a Vigilancia, a fin de salvaguardar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y preservar el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

4.2 Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista

4.2.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de evaluar las Reglas del Mercado y el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, así como las propuestas de modificación a los mismos.

4.2.2 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la detección de un defecto en las Reglas del Mercado que impida el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

4.2.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de evaluar todos los reportes recibidos de los Entes Sujetos a Vigilancia correspondientes a defectos en las Reglas del Mercado.

4.2.4 La evaluación de las Reglas del Mercado y del diseño del Mercado Eléctrico Mayorista deberá incluir la identificación de fallas en la estructura de los mismos que puedan afectar el funcionamiento eficiente del mercado, la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional o derivar en Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas de los Entes Sujetos a Vigilancia.

4.2.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado las emisiones, modificaciones o derogaciones necesarias a las Reglas del Mercado o al diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, cuando ello resulte adecuado para lograr los objetivos señalados en la Ley.

4.2.6 La evaluación y propuesta de modificaciones a las Reglas del Mercado o al diseño del Mercado Eléctrico Mayorista no implica una obligación de la Autoridad de Vigilancia del Mercado de efectuar dichas modificaciones.

4.2.7 Si durante el desempeño de sus funciones, la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado identifican un patrón de conductas , ya sea legales o Actividades Prohibidas de los Entes Sujetos a Vigilancia, tal que se ponga en riesgo el funcionamiento eficiente del mercado o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional, o que los resultados competitivos del Mercado Eléctrico Mayorista se distorsionen, la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado comenzarán un análisis integral para determinar si las fallas percibidas pueden subsanarse con emisiones, modificaciones o derogaciones a las Reglas del Mercado.

4.2.8 La Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado podrán llevar a cabo reuniones con los Entes Sujetos a Vigilancia, al realizar un análisis de modificaciones potenciales en las Reglas del Mercado.

4.2.9 Si los Entes Sujetos a Vigilancia y el Monitor Independiente de Mercado, consideran que existen fallas en las Reglas del Mercado o en el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, podrán presentar a la Unidad de Vigilancia del Mercado las modificaciones o derogaciones propuestas a las Reglas del Mercado o al diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, indicando al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la propuesta;

(b) Identificador de la propuesta, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Base, Manual o Disposición, con su numeral, si aplica;

(d) Descripción de la falla que se haya identificado y de sus consecuencias;

(e) Opcionalmente, estimaciones del impacto económico en el Mercado Eléctrico Mayorista, si aplica;

(f) Modificaciones que podrían subsanar la falla identificada;

(g) En su caso, acciones que se hayan implementado con respecto a la falla identificada;

(h) Recomendaciones planteadas por los Entes Sujetos a Vigilancia; y,

(i) Cualquier otra información que se considere útil y relevante.

4.2.10 En caso de considerarlo procedente, la Unidad de Vigilancia de Mercado recomendará a la Autoridad de Vigilancia la propuesta en un plazo no mayor a 60 días hábiles, con el fin de iniciar el proceso de modificación de la Regla de Mercado correspondiente, siguiendo lo establecido en el Manual para el Desarrollo de las Reglas de Mercado.

4.3 Desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista

4.3.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de conocer, analizar y evaluar la conducta de los Entes Sujetos a Vigilancia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

4.3.2 La evaluación de la conducta de los Entes Sujetos a Vigilancia deberá estar enfocada en la eficiencia del Mercado Eléctrico Mayorista para proveer energía eléctrica de manera confiable, a precios competitivos, en cumplimiento de las Reglas del Mercado.

4.3.3 La evaluación de las determinaciones del CENACE deberá incluir la identificación de mejoras en la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional, mientras que la evaluación de la conducta de los Entes Sujetos a Vigilancia deberá incluir la identificación de Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas potenciales.

4.3.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado recomendaciones para asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

4.3.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán responsables de detectar tendencias en la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista que pongan en riesgo el funcionamiento eficiente del mercado o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional y, a su juicio, podrán determinar las recomendaciones correspondientes a la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

4.3.6 La Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado podrán llevar a cabo reuniones con los Entes Sujetos a Vigilancia, al realizar un análisis respecto del desempeño o evolución del Mercado Eléctrico Mayorista.

4.3.7 La evaluación y propuesta de recomendaciones para mejorar el desempeño eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional no implica una obligación de la Autoridad de Vigilancia del Mercado de efectuar dichas modificaciones.

4.3.8 En caso de que la Autoridad de Vigilancia del Mercado determine procedentes las recomendaciones de emisión, modificación o derogación realizadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado o el Monitor Independiente del Mercado, deberá realizarlas de acuerdo a lo establecido en el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.

4.4 Reportes del CENACE

4.4.1 El CENACE será responsable de poner a disposición de las Entidades de Vigilancia los reportes sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista o de elementos específicos que lo conforman que éstas requieran y con la periodicidad que indiquen.

4.4.2 Los reportes que emita el CENACE deberán abarcar los temas que las Entidades de Vigilancia consideren relevantes para desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado, los cuales podrán incluir:

(a) Resultados de la evaluación de ofertas establecida en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo;

(b) Requerimientos y asignación de Servicios Conexos;

(c) Administración de la congestión;

(d) Salidas no programadas de las Unidades de Central Eléctrica o eventos de indisponibilidad de líneas u otros elementos de la Red General de Transmisión;

(e) Determinaciones del CENACE para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

(f) Reporte diario de las Salidas y Licencias otorgadas por el CENACE, identificando aquellas que pudieran tener un impacto en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista;

(g) Eventos destacables que puedan afectar o hayan afectado la operación normal del Sistema Eléctrico Nacional; y,

(h) Otros temas que se consideren relevantes para el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o para la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

4.4.3 En el caso de los reportes de eventos destacables, el CENACE deberá incluir una explicación detallada, el impacto en el funcionamiento técnico y en los costos del Mercado Eléctrico Mayorista, así como las acciones incurridas por el CENACE para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

4.4.4 La Autoridad de Vigilancia podrá solicitar al CENACE que presente una propuesta de ajustes y modificaciones a las Reglas del Mercado, la cual debe atender fallas específicas en las mismas, que impidan el logro de los objetivos de la Ley.

4.4.5 Adicionalmente, el CENACE será responsable de informar a los Órganos de Vigilancia la detección de Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores.

4.5 Informes de las Entidades de Vigilancia

4.5.1 Los informes que emitan las Entidades de Vigilancia tendrán como objetivo dar a conocer al público en general el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, las áreas de oportunidad del mismo y las recomendaciones correspondientes para mejorar el funcionamiento eficiente del mercado o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

4.5.2 Los informes que emitan las Entidades de Vigilancia deberán abarcar los temas que se consideren relevantes durante el periodo analizado, los cuales podrán incluir:

(a) Características del Mercado Eléctrico Mayorista y sus operaciones;

(b) Precios del Mercado Eléctrico Mayorista y convergencia de precios en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado en Tiempo Real;

(c) Análisis de la generación de energía eléctrica y entrega de Servicios Conexos;

(d) Tecnología marginal en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado en Tiempo Real;

(e) Grado de competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista;

(f) Determinaciones del CENACE para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

(g) Derechos Financieros de Transmisión;

(h) Eventos destacables;

(i) Salidas forzadas de las Unidades de Central Eléctrica o de elementos de la Red General de Transmisión;

(j) Restricciones en líneas de transmisión y administración de la congestión por parte del CENACE;

(k) Comportamiento de los Participantes del Mercado;

(l) Resumen de peticiones de investigación o quejas y su resolución;

(m) Evaluación del diseño del Mercado Eléctrico Mayorista;

(n) Incentivos económicos para atraer inversión en Unidades de Central Eléctrica, Recursos de Demanda Controlable, redes de transmisión y distribución, entre otros;

(o) Recomendaciones para mejorar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional;

(p) Recomendaciones de emisión, modificación o derogación a las Reglas del Mercado o al diseño del Mercado Eléctrico Mayorista; y,

(q) Otros temas que se consideren relevantes.

4.5.3 Los informes elaborados por el Monitor Independiente del Mercado deberán reflejar el análisis independiente, los hallazgos y la experiencia del mismo.

CAPÍTULO 5
Actualización de Parámetros de Referencia

5.1 Disposiciones Generales

5.1.1 El CENACE mantendrá un registro de Parámetros de Referencia para todas las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

5.1.2 Los Participantes del Mercado deberán registrar y mantener actualizados los Parámetros de Referencia para cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista, sujeto a las Disposiciones de Registro.

5.1.3 El Participante del Mercado o el Generador Titular de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía deberá asegurarse que la información proporcionada al CENACE refleje fidedignamente sus parámetros de capacidad y costos.

5.1.4 En caso de que el Participante del Mercado no registre los Parámetros de Referencia mencionados en el numeral 5.1.2 o no cumpla con las Disposiciones de Registro, el CENACE estimará los Parámetros de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica o al Recurso de Demanda Controlable Garantizada con base en su tecnología.

5.1.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, será responsable de verificar que los Parámetros de Referencia registrados por los Participantes del Mercado estén actualizados, con el fin de que los mismos reflejen las capacidades, restricciones y costos reales de las Unidades de Central Eléctrica y las capacidades y restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

5.1.6 Si la Unidad de Vigilancia del Mercado determina que existen inconsistencias en los Parámetros de Referencia registrados, instruirá al CENACE las correcciones que deban realizarse a los mismos, y, a partir de ese momento, a las ofertas basadas en ellos. Al mismo tiempo propondrá a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la reversión de los ingresos indebidos generados como consecuencia del registro de parámetros inconsistente con la obligación de realizar ofertas con base en costos o de ofrecer todas las capacidades que haya generado. A su vez, propondrá las sanciones correspondientes a la Autoridad de Vigilancia del Mercado y notificará al Participante del Mercado a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos.

5.1.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá validar el uso de los estatus no-despachables con que se registren las Unidades de Central Eléctrica y, en su caso, ordenar el cambio de su estatus para la presentación de Ofertas.

5.1.8 La Unidad de Vigilancia del Mercado puede establecer criterios distintos a los establecidos en este Manual, a fin de facilitar la actualización de Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE. Dichos criterios deberán ser informados a los Participantes del Mercado con 40 días de antelación al inicio de su aplicación.

5.1.9 El CENACE será responsable de resguardar la información relacionada con la modificación de los Parámetros de Referencia.

5.1.10 El CENACE será responsable de reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado, durante los primeros diez días de cada trimestre, los Parámetros de Referencia que tengan más de un año de haber sido actualizados, a fin de que la Unidad de Vigilancia del Mercado pueda analizar dichos parámetros y determinar si es necesario iniciar una verificación de Parámetros de Referencia.

5.1.11 El envío de información falsa o la abstención de proporcionar información de manera oportuna, estará sujeto a las sanciones establecidas en la Ley.

5.2 Solicitud de revisión

5.2.1 El Participante del Mercado será responsable de verificar y mantener actualizados todos los Parámetros de Referencia de los Activos Físicos que tenga registrados ante el CENACE, al menos una vez al año.

5.2.2 El Participante del Mercado deberá enviar una solicitud de revisión de Parámetros de Referencia a la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando éste desee realizar una actualización de los Parámetros de Referencia de la Central Eléctrica, que como resultado haga más ineficiente a la Unidad de Central Eléctrica en más del 10%, o cuando modificaciones sucesivas reduzcan la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica en más del 10% en menos de un año, sujeto a los casos establecidos en el numeral 3, inciso (c) de las Disposiciones de Registro.

5.2.3 La solicitud de revisión de Parámetros de Referencia deberá estar acompañada de la documentación comprobatoria correspondiente para que la Unidad de Vigilancia del Mercado, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, consideren las actualizaciones de dichos parámetros y, en su caso, instruya al CENACE la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE.

5.2.4 Los Participantes del Mercado enviarán las solicitudes de revisión de Parámetros de Referencia mencionadas en el numeral 5.2.2 a través de la Oficialía de Partes Electrónica. Además de los requisitos establecidos en el numeral 2.6.1 inciso (a), dentro de la solicitud se deberá especificar lo siguiente:

(a) Parámetro de Referencia a revisar;

(b) Valor a actualizar; y,

(c) Periodo que debe abarcar la solicitud, indicando en su caso, si la modificación es temporal, la fecha de fin de la aplicación de la actualización de los Parámetros de Referencia, o si es indefinida.

5.2.5 Sin perjuicio de que pueda volver a presentar la solicitud, en caso de que el Participante del Mercado no presente documentación comprobatoria correspondiente, se notificará al interesado que la solicitud de revisión se tendrá por no presentada, explicando las razones del rechazo.

5.2.6 La fecha de aplicación del parámetro será definida en la notificación de la Unidad de Vigilancia al CENACE.

5.2.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado considerarán como documentación comprobatoria las pruebas avaladas por un tercero experto autorizado por la Unidad de Vigilancia del Mercado, así como los reportes y bitácoras elaborados por los Participantes del Mercado siempre que sean elaborados de conformidad con los requisitos mínimos establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado, que acrediten la actualización de los Parámetros de Referencia, de conformidad con la sección 5.4. La Unidad de Vigilancia podrá establecer excepciones con el fin de aceptar pruebas realizadas por los mismos participantes, estableciendo requisitos mínimos para las mismas.

5.2.8 La resolución positiva de la solicitud de revisión de Parámetros de Referencia del Participante del Mercado, especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.3:

(a) Parámetro de Referencia a revisar;

(b) Valor a actualizar; y,

(c) Periodo de actualización, indicando fecha de inicio y fecha fin, si aplica.

5.2.9 La resolución negativa de la solicitud de revisión de Parámetros de Referencia del Participante del Mercado, especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.4, el Parámetro de Referencia revisado.

5.2.10 Cuando la resolución sea positiva, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE, de forma simultánea al numeral 5.2.8, la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE, indicando el Día de Operación a partir del cual surtirá efecto dicha modificación.

5.3 Verificación de Parámetros de Referencia

5.3.1 El CENACE será responsable de notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado los Parámetros de Referencia registrados por los Participantes del Mercado que, a su consideración, no reflejen las capacidades, las restricciones o los costos reales de las Unidades de Central Eléctrica o las capacidades y las restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

5.3.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, verificará que los Parámetros de Referencia que obren en el registro de Parámetros del CENACE reflejen las capacidades, las restricciones o los costos reales de las Unidades de Central Eléctrica o las capacidades y las restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

5.3.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar que un tercero experto realice la verificación presencial de los Parámetros de Referencia en el registro del CENACE, de conformidad con la sección 5.4.

5.3.4 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá emitir términos de carácter general para exentar, por un periodo determinado, de la verificación de Parámetros de Referencia a las Unidades de Central Eléctrica que no tengan un impacto significativo en el mercado.

5.3.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado enviará a los Participantes del Mercado la solicitud de la verificación de Parámetros de Referencia mencionada en el numeral 5.3.2 a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos, indicando al menos lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud, asignada por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Solicitud de verificación, donde se especifique:

(i) Parámetro(s) de Referencia a verificar; y,

(ii) Motivación de la solicitud.

(f) Plazo para la atención de la solicitud;

(g) En su caso, el Tercero experto o representante de la Unidad de Vigilancia del Mercado que realizará la verificación o si el tercero experto podrá ser designado por el Participante del Mercado; y,

(h) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Participante del Mercado.

5.3.6 La Unidad de Vigilancia del Mercado determinará el plazo de la solicitud establecido en el inciso (f) del numeral 5.3.5 con base en el tipo de verificación requerida.

5.3.7 Una vez recibida la solicitud de verificación de Parámetros de Referencia, el Participante del Mercado contará con cinco días hábiles para acordar con el CENACE y notificar al tercero o al representante de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el calendario de pruebas o de verificación de información comprobatoria necesarios para atender dicha solicitud.

5.3.8 El Participante del Mercado podrá solicitar una prórroga a la solicitud de verificación, adjuntando la justificación por la que se requiere de un plazo mayor al establecido en el inciso (f) del numeral 5.3.5 o en el numeral 5.3.7. En tales casos, la prórroga deberá ser aprobada por la Unidad de Vigilancia del Mercado y será hasta por un plazo igual al otorgado originalmente en la solicitud.

5.3.9 Las pruebas avaladas, así como la auditoría realizada a los reportes, bitácoras o documentos contables de los Participantes del Mercado, para la verificación de los Parámetros de Referencia deberán considerar las especificaciones del fabricante, de acuerdo al diseño de cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada o, en su caso, las características reales comprobables de dicha unidad o recurso y los requisitos mínimos establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

5.3.10 El tercero experto deberá notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado los resultados de las pruebas avaladas o los resultados de la auditoría realizada a los reportes, bitácoras o

documentos contables de los Participantes del Mercado para la verificación de los Parámetros de Referencia, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la conclusión de la verificación.

5.3.11 Cuando la verificación haya sido realizada por un tercero experto designado por la Unidad de Vigilancia de Mercado, o bien, por un integrante de la misma, ésta enviará a los Participantes del Mercado los resultados de las pruebas avaladas o de la auditoría de reportes, bitácoras y documentos contables para la verificación de Parámetros de Referencia a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos, indicando al menos lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud original;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Resultados de la verificación, donde se especifique:

(i) Parámetro(s) de Referencia verificados; y,

(ii) Resultados obtenidos.

(f) Tercero experto o representante de la Unidad de Vigilancia del Mercado que avaló la verificación.

5.3.12 Cuando se hayan detectado inconsistencias entre los Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE y los resultados de pruebas avaladas para la verificación de los Parámetros de Referencia, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE, a más tardar diez días hábiles posteriores a la conclusión de la verificación. Dicha instrucción deberá surtir efectos, a más tardar, diez días hábiles a partir de su notificación.

5.3.13 De forma simultánea, la Unidad de Vigilancia del Mercado notificará al Participante del Mercado la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE, indicando el Día de Operación en que surte efectos dicha modificación.

5.3.14 En caso de que el CENACE no realice la actualización de Parámetros de Referencia en el plazo instruido por la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE deberá realizar la reversión de los ingresos que, en su caso, se derive de dicha actualización para cada día de retraso.

5.3.15 En caso de que el Participante del Mercado cuente con una prueba avalada por un tercero experto en el último año o reportes y bitácoras que cumplan con los requisitos mínimos establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado que respalden el Parámetro de Referencia registrado ante el CENACE, éste podrá responder a la solicitud enviada por la Unidad de Vigilancia del Mercado dentro de los primeros cinco días hábiles, indicando al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud original;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Respuesta a la solicitud, donde se especifique:

(i) Parámetro(s) de Referencia verificados; y,

(ii) Documentación comprobatoria que respalde el Parámetro de Referencia registrado ante el CENACE.

(f) Datos del contacto que podrá resolver dudas de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

5.3.16 Si la Unidad de Vigilancia del Mercado considera que la documentación comprobatoria, a su satisfacción, es suficiente para respaldar el Parámetro de Referencia registrado ante el CENACE, dará por atendida la solicitud.

5.3.17 Cuando se hayan detectado inconsistencias entre los Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE y los resultados de la documentación comprobatoria presentada, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE, a más tardar cinco días hábiles posteriores a la respuesta del Participante del Mercado. Dicha instrucción deberá surtir efectos a más tardar, diez días hábiles a partir de su notificación.

5.3.18 Si la documentación comprobatoria presentada no es suficiente para respaldar el Parámetro de Referencia registrado ante el CENACE, la Unidad de Vigilancia del Mercado ratificará la solicitud de verificación de Parámetros de Referencia al Participante del Mercado.

5.3.19 En su caso, la Autoridad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE para que realice la reversión de los ingresos derivados de la inconsistencia que, de acuerdo a la Autoridad de Vigilancia, haya afectado la Operación Eficiente del Mercado.

5.3.20 Las inconsistencias detectadas entre los Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE y los resultados de la documentación comprobatoria o de las verificaciones estarán sujetas a las sanciones establecidas en la Ley.

5.4 Pruebas avaladas por un tercero experto

5.4.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá autorizar a terceros expertos para llevar a cabo la práctica de auditorías, peritajes u otros tipos de verificación que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de un Participante del Mercado y su cumplimiento con las disposiciones jurídicas aplicables, de conformidad con los criterios que ésta emita.

5.4.2 Las pruebas avaladas por un tercero experto deberán considerar las especificaciones del fabricante, de acuerdo al diseño de cada Unidad de Central Eléctrica.

5.4.3 Las pruebas deberán analizar la factibilidad de utilizar otro tipo de combustibles.

5.4.4 Las pruebas deberán considerar los cambios en las capacidades y en las eficiencias de las Unidades de Central Eléctrica ante cambios en las condiciones climatológicas y en la degradación de las UCE.

5.4.5 El tercero experto deberá documentar la evidencia del resultado de la prueba y, a solicitud de las Entidades de Vigilancia, ponerla a su disposición, a fin de que éstas puedan desempeñar sus funciones de Vigilancia del Mercado.

5.4.6 El pago de las pruebas avaladas por un tercero experto correrá a cargo del Participante del Mercado que corresponda.

5.4.7 El tercero deberá comparar los Parámetros de Referencia de la Unidad de Central Eléctrica o del Recurso de Demanda Controlable Garantizada con las características generales de la tecnología correspondiente o, en su caso, con las características reales comprobables de dicha unidad o recurso.

5.4.8 El tercero experto podrá contratarse máximo durante tres años consecutivos, después del tercer año, será necesario contratar a un tercero distinto, al menos por un año.

5.4.9 La Unidad de Vigilancia del Mercado puede rechazar al tercero experto debido a omisiones o errores que haya cometido anteriormente o por incumplir con las normas internacionales aplicables, por corrupción o por conflicto de interés, así como por proporcionar documentación inadecuada o por no reportar información precisa.

5.4.10 Las pruebas deberán ser realizadas por un tercero experto, a fin de verificar los Parámetros de Referencia que a continuación se enlistan, de conformidad con lo siguiente:

(a) Capacidad mínima. La prueba determinará el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresado en MW netos, y deberá utilizar factores de corrección por condiciones climatológicas y degradación de la UCE establecidos por el fabricante y considerar las modificaciones y ajustes necesarios en la operación de la Unidad de Central Eléctrica para mantener los parámetros operativos en condiciones estables

durante al menos media hora. El tiempo de evaluación dependerá de la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica;

(b) Capacidad máxima. La prueba determinará el Límite de Despacho Económico Máximo, expresado en MW netos, y deberá utilizar factores de corrección por condiciones climatológicas y degradación de la UCE establecidos por el fabricante, y considerar las modificaciones y ajustes necesarios en la operación de la Unidad de Central Eléctrica para mantener los parámetros operativos estables durante al menos media hora. El tiempo de evaluación dependerá de la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica; y,

(c) Eficiencia térmica (función de producción – cantidad de combustible). La prueba se deberá realizar en al menos tres puntos de prueba de Régimen Térmico Neto Directo en la Unidad de Central Eléctrica, partiendo desde el Límite de Despacho Económico Mínimo hasta el Límite de Despacho económico Máximo, considerando las diferentes configuraciones de acuerdo al tipo de tecnología y tomando en cuenta el Poder Calorífico Superior del combustible. A partir de los resultados obtenidos, se determinarán los coeficientes del modelo de consumo de combustible para estimar el consumo de combustible desde un nivel de generación cero hasta el Límite de Despacho Económico Máximo.

5.4.11 A fin de verificar los Parámetros de Referencia que se enlistan a continuación, los Participantes del Mercado deberán contar con información comprobatoria como reportes y bitácoras, así como información del fabricante de la Unidad de Central Eléctrica, de conformidad con lo siguiente:

(a) Tiempos de notificación. El reporte servirá para determinar el tiempo requerido entre el momento en que se recibe una instrucción de arranque del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema;

(b) Tiempo de arranque. Se determinará el tiempo requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE, para cada tipo de arranque;

(c) Tiempo mínimo de operación. Se determinará el tiempo mínimo de operación en el Límite de Despacho Económico Mínimo o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones, de conformidad con los criterios establecidos por el fabricante;

(d) Tiempo mínimo de paro. Se determinará el tiempo mínimo que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones, de conformidad con los criterios establecidos por el fabricante;

(e) Costos variables de arranque. Se determinará el consumo de combustible, agua, energía eléctrica para servicios auxiliares y sustancias químicas para cada tipo de arranque y mezcla de combustible; para los costos variables de mantenimiento en arranques, se determinará la mano de obra y repuestos de piezas que dependen directamente de un mantenimiento mayor, con base en los reportes o bitácoras elaboradas por los Participantes del Mercado; y,

(f) Costos variables que dependen directamente de la generación de energía eléctrica. Se determinará el consumo de agua y sustancias químicas para tratamiento de agua de repuesto al ciclo, tratamiento químico interno, tratamiento de agua de sistema de enfriamiento, tratamiento de aguas residuales, tratamiento de aguas negras, tratamiento de aguas industriales e inhibidores de sílice, tratamiento de combustible, control ambiental, lubricación o gases especiales para enfriamiento del generador eléctrico; para los costos variables de mantenimiento se determinará la mano de obra y repuestos de piezas que dependen directamente del mantenimiento mayor, servicios, inspecciones e incrementos en el costo de del mantenimiento mayor programado ocasionados por seguir instrucciones de despacho fuera del Rango Económico de Producción, con base en los reportes o bitácoras elaborados por los Participantes del Mercado.

5.4.12 La Unidad de Vigilancia de Mercado podrá emitir metodologías, formatos y listados de los requisitos mínimos que deberán cubrir las pruebas y los reportes y bitácoras antes mencionados.

CAPÍTULO 6
Revisión de Ofertas

6.1 Disposiciones Generales

6.1.1 Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica ofrecerán la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica y Servicios Conexos en dichas unidades, a menos que cuenten con una exención de la Unidad de Vigilancia del Mercado o no se encuentren disponibles, total o parcialmente, debido a una salida programada por mantenimiento, salida forzosa, reducción de potencia u otro motivo aprobado por el CENACE.

6.1.2 El CENACE informará a la Unidad de Vigilancia del Mercado los casos donde las salidas forzadas o solicitadas por los Participantes del Mercado, sean inconsistentes con las prácticas de operación estándar o cuando se hayan registrado salidas no autorizadas, de conformidad con el Manual de Programación de Salidas.

6.1.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar directamente al propietario de la Unidad de Central Eléctrica la confirmación de la información reportada por el representante de la Unidad de Central Eléctrica, a fin de verificar que las Ofertas sean presentadas de conformidad con los Términos para las Ofertas Basadas en Costos.

6.1.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá prohibir el uso del estatus de operación obligada para una Unidad de Central Eléctrica cuando determine que interfiere con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo cual deberá considerar lo siguiente:

(a) Cláusulas de tipo “toma o paga” o “take or pay” de los contratos de suministro de combustible u otras restricciones que requieren la operación de una Central Eléctrica, no constituyen un fundamento para determinar el estatus de operación obligada, ya que los Generadores pueden ofrecer un precio de cero para la operación en vacío y energía incremental o, en caso de que haya una sanción o pena por no usar gas programado, los Generadores pueden ofrecer un precio negativo;

(b) Costos de paro que no se pueden reflejar en los parámetros de la Oferta;

(c) Riesgos de seguridad a su personal o propiedad, propiamente justificados;

(d) Riesgos de seguridad a poblaciones afectadas por avenidas, lluvias o inundaciones; o,

(e) Incapacidad probable para volver a arrancar la Unidad de Central Eléctrica.

6.2 Notificación de Probable Retención de Capacidad

6.2.1 El CENACE notificará a la Unidad de Vigilancia del Mercado los casos donde los Participantes del Mercado no ofrezcan o probablemente retengan capacidad disponible de las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada que representan, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

6.2.2 El CENACE enviará a la Unidad de Vigilancia del Mercado, un reporte con la periodicidad que ésta defina en el que se enlisten los casos de Retención de Capacidad mencionados en el numeral 6.2.1 a través de medios electrónicos, indicando al menos, lo siguiente:

(a) Día de Operación al que corresponden las Ofertas;

(b) Mercado en el que se presentaron las Ofertas;

(c) Identificador de cada Oferta, asignado por el CENACE;

(d) Identificador ID del Participante del Mercado;

(e) Comparación entre los Parámetros de Referencia de Capacidad y la Oferta;

(f) Si la indisponibilidad fue programada y, en su caso, si ésta corresponde a las prácticas de operación estándar con base a la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica;

(g) Comentarios adicionales; y,

(h) Datos del contacto que podrá resolver dudas de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

6.2.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar información adicional al Participante del Mercado o una verificación de los Parámetros de Referencia, a fin de determinar si se requiere iniciar una investigación para evaluar posibles Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas o, cualquier otra violación a las Reglas del Mercado.

6.3 Corrección de Ofertas

6.3.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, será responsable de revisar las Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado que presenten cualquiera de las siguientes características:

(a) Retención física de capacidad a través de la reducción de capacidades disponibles:

Cuando una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada se encuentre parcial o totalmente indisponible para el Mercado de Energía de Corto Plazo, cuando sería económicamente viable operar dicha unidad o recurso.

(b) Retención económica de capacidad a través del aumento de Parámetros de Referencia de costos:

Cuando un Participante del Mercado registre un Parámetro de Referencia que no es consistente con los costos reales de la Unidad de Central Eléctrica.

6.3.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de vigilar que las ofertas del Generador de Intermediación sean acordes con las Reglas del Mercado.

6.3.3 El CENACE será responsable de llevar a cabo permanentemente la evaluación de Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo, a fin de detectar aquéllas que violan el principio de ofrecer los productos y servicios con base en el costo económico o, que no respetan la oferta tope o la oferta piso emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

6.3.4 Adicionalmente, las Ofertas presentadas en el Mercado de Energía de Corto Plazo estarán sujetas a la corrección de Ofertas por parte de la Unidad de Vigilancia del Mercado cuando el Participante de Mercado no pueda demostrar a la Unidad de Vigilancia, las razones técnicamente válidas para no ofrecer en el mercado todas sus capacidades.

6.3.5 Para tal efecto, al detectar una probable retención de Capacidad por parte de un Participante de Mercado, la Unidad de Vigilancia podrá:

(a) Solicitar la documentación e información necesaria para justificar la negación a ofrecer toda la capacidad registrada; o,

(b) Solicitar una verificación avalada por un tercero experto siguiendo el proceso descrito en el numeral 5.4. En este caso, el tercero experto será designado por la Unidad de Vigilancia.

6.3.6 El Participante del Mercado tendrá diez días hábiles para presentar información que justifique la reducción en las capacidades ofrecidas, indicando al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la notificación, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Documentación comprobatoria que respalde el Parámetro de Referencia utilizado en la Oferta o causa de la indisponibilidad; y,

(f) Datos del contacto que podrá resolver dudas de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

6.3.7 En caso de que no se presenten elementos que justifiquen la presentación de ofertas por debajo de las capacidades de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda

Controlable Garantizada, la Unidad de Vigilancia instruirá al CENACE a sustituir la Oferta del Participante del Mercado por la Oferta de Omisión en el Mercado de Día en Adelanto.

6.3.8 La Unidad de Vigilancia del Mercado enviará las notificaciones de corrección de Ofertas al CENACE y al Participante de Mercado a las que hace referencia el numeral 6.3.1 a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos, indicando al menos lo siguiente:

(a) Fecha de la notificación;

(b) Identificador de la notificación, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Datos del contacto que podrá resolver dudas del CENACE; y,

(f) Cualquier otra información que se considere relevante.

6.3.9 Los Órganos de Vigilancia considerarán como documentación comprobatoria las pruebas avaladas por un tercero experto que soporten la actualización de los Parámetros de Referencia, de conformidad con la sección 5.4.

6.3.10 Una vez que la Unidad de Vigilancia del Mercado cuente con toda la información necesaria y la documentación comprobatoria correspondiente, contará hasta con 30 días hábiles para analizar la información proporcionada por el Participante del Mercado y, en caso de que ésta considere que los elementos presentados son suficientes para justificar los Parámetros de Referencia presentados en la Oferta, procederá a instruir al CENACE el pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos correspondiente.

6.3.11 Si como resultado de una solicitud de verificación en términos del numeral 6.3.5 inciso (b) se detectan inconsistencias en los Parámetros de Referencia utilizados en la Oferta del Participante del Mercado o no se encuentra justificación alguna ante la indisponibilidad total o parcial de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE a corregir la Oferta del Participante del Mercado, a partir de ese día de operación, considerando los Precios de Referencia señalados en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo y propondrá a la Autoridad de Vigilancia la reversión de los ingresos indebidos derivados del registro inexacto de los parámetros, así como las sanciones correspondientes.

6.3.12 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado procesos de revisión de Ofertas distintos a los mencionados, con la finalidad de prevenir conductas que pudieran distorsionar los resultados del Mercado de Energía de Corto Plazo.

CAPÍTULO 7
Verificación de costos de oportunidad

7.1 Disposiciones Generales

7.1.1 El CENACE calculará la oferta incremental de costo de oportunidad de las Unidades de Central Eléctrica que sean consideradas recurso de energía limitada, de conformidad con el Manual de Costo de Oportunidad.

7.1.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado supervisará y podrá solicitar modificaciones a las metodologías formuladas por el CENACE para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada cuando éstas no sean consistentes con las Bases del Mercado Eléctrico y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional o con el uso eficiente de los combustibles.

7.1.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá verificar la información que los Generadores proporcionen al CENACE para llevar a cabo análisis periódicos del Uso Óptimo de los recursos de energía limitada.

7.1.4 Los Participantes del Mercado podrán presentar ofertas basadas en costos de oportunidad cuando la Unidad de Central Eléctrica que represente cuente con limitaciones distintas a las consideradas para los recursos de energía limitada, como el número de arranques disponibles en un periodo, restricciones en el número de horas de generación o cualquier otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida. En este caso, deberán ser

capaces de presentar en cualquier momento la metodología y las memorias de cálculo que sustenten sus ofertas.

7.1.5 El costo de oportunidad calculado por el Participante del Mercado deberá garantizar el Uso Óptimo de la Unidad de Central Eléctrica, de conformidad con el Manual de Costo de Oportunidad y deberá estar debidamente justificado y documentado de conformidad con las Reglas del Mercado, ya que dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de Vigilancia del Mercado.

7.2 Solicitud de revisión

7.2.1 El Participante del Mercado será responsable de verificar y mantener actualizados todos los Parámetros de Referencia de los Activos Físicos que tenga registrados ante el CENACE, al menos una vez al año.

7.2.2 Los Participantes del Mercado podrán solicitar una revisión de costos de oportunidad a la Unidad de Vigilancia del Mercado cuando consideren que la Unidad de Central Eléctrica que representan enfrenta un costo de oportunidad distinto al calculado por el CENACE.

7.2.3 Los Participantes del Mercado enviarán las solicitudes de revisión de costos de oportunidad mencionadas en el numeral 7.2.2 a través de la Oficialía de Partes Electrónica o de la oficialía de partes física. Además de los requisitos establecidos en el numeral 2.6.1 inciso (a), dentro de la solicitud se deberá especificar lo siguiente:

(a) Costo de oportunidad calculado por el CENACE;

(b) Fórmula propuesta para el cálculo de costo de oportunidad por el Participante del Mercado;

(c) Periodo que debe abarcar la solicitud, indicando fecha de inicio de aplicación del costo de oportunidad y fecha fin, si aplica; y,

(d) Motivación de la solicitud.

7.2.4 La fecha de inicio establecida en el numeral 7.2.3 inciso (c) deberá ser la más reciente de las siguientes:

(a) Fecha de solicitud de revisión de Parámetros de Referencia; o,

(b) Fecha de inicio a solicitud del Participante del Mercado, la cual deberá ser posterior a la anterior.

7.2.5 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al triple del establecido en el numeral 2.6.2 para emitir una resolución positiva o negativa de la solicitud de revisión de costos de oportunidad.

7.2.6 La resolución positiva de la solicitud de revisión de costos de oportunidad especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.3:

(a) Fórmula propuesta para el cálculo de costo de oportunidad por el Participante del Mercado; y,

(b) Periodo de aplicación, indicando fecha de inicio y fecha fin, si aplica.

7.2.7 Cuando la resolución sea positiva, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE, de forma simultánea al numeral 7.2.6, que se realice la corrección correspondiente del costo de oportunidad de la Unidad de Central Eléctrica para el periodo establecido.

7.2.8 El Participante del Mercado será responsable de calcular el costo de oportunidad correspondiente, en los casos específicos bajo los cuales la responsabilidad del cálculo no recae en el CENACE, y de presentar sus Ofertas, de conformidad con el Manual de Costos de Oportunidad y el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

7.3 Verificación de costos de oportunidad

7.3.1 En el caso de aquellas unidades donde el generador sea responsable de calcular su costo de oportunidad, el CENACE será responsable de notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado las ofertas incrementales de costo de oportunidad que, a su consideración, no reflejen los costos de oportunidad reales de las Unidades de Central Eléctrica.

7.3.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado verificará que las ofertas incrementales de costo de oportunidad reflejen los costos económicos reales de las Unidades de Central Eléctrica.

7.3.3 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá emitir términos de carácter general para exentar de la verificación de costos de oportunidad a las Unidades de Central Eléctrica que no tengan un impacto significativo en el Mercado.

7.3.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado enviará a los Participantes del Mercado la solicitud de la verificación de costo de oportunidad mencionada en el numeral 7.3.2, a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos, indicando, al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(e) Solicitud de verificación, donde se especifique:

(i) Identificador de la Oferta original, asignado por el CENACE;

(ii) Día de Operación;

(iii) Mercado en el que se presentó la Oferta; y,

(iv) Motivación de la solicitud.

(f) Plazo para la atención de la solicitud, el cual será de hasta 15 días hábiles; y,

(g) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Participante del Mercado.

7.3.5 El Participante del Mercado podrá solicitar una prórroga, adjuntando la justificación por la que se requiere de un plazo mayor al establecido en el inciso (f) del numeral 7.3.4. En tales casos la prórroga deberá ser aprobada por la Unidad de Vigilancia del Mercado y será hasta por un plazo igual al otorgado originalmente en la solicitud.

7.3.6 El Participante del Mercado contará con 15 días hábiles para enviar a la Unidad de Vigilancia del Mercado, lo siguiente:

(a) Fecha de la solicitud;

(b) Identificador de la solicitud, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Nombre del Participante del Mercado;

(d) Identificador ID del Participante del Mercado;

(e) Identificador del contrato celebrado con el CENACE;

(f) Identificador ID de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(g) Fórmula utilizada para el cálculo de costo de oportunidad por el Participante del Mercado;

(h) Documentación comprobatoria; y,

(i) Datos del contacto que podrá resolver dudas de la Unidad de Vigilancia del Mercado o del Monitor Independiente del Mercado.

7.3.7 Si la Unidad de Vigilancia del Mercado considera que la documentación comprobatoria, a su satisfacción, es suficiente para respaldar el cálculo de costo de oportunidad, dará por atendida la solicitud.

7.3.8 Cuando se hayan detectado inconsistencias entre el cálculo de costo de oportunidad del Participante del Mercado y los costos económicos reales de la Unidad de Central Eléctrica, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar al Participante las modificaciones necesarias a la fórmula empleada, con el fin de que ésta refleje el valor económico del insumo.

7.3.9 En caso de que dicha solicitud no sea atendida en un plazo menor de 20 días hábiles, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE a corregir las Ofertas basadas en costos de oportunidad, enviando al CENACE la fórmula requerida para su aplicación.

7.3.10 La aplicación de costos de oportunidad distintos a los calculados por el CENACE, de conformidad con las Reglas de Mercado, el aportar información falsa con el fin de que la aplicación de las fórmulas de costos de oportunidad resulte en ofertas distorsionadas que no reflejen la escasez del recurso, y el uso de fórmulas por parte de los participantes que tengan por objeto o efecto el no ofrecer la capacidad o la obligación de realizar ofertas con base en los costos, son actividades que estarán sujetas a las sanciones establecidas en la Ley.

CAPÍTULO 8
Investigaciones

8.1 Disposiciones Generales

8.1.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado, en términos de lo dispuesto por el artículo 103 de la Ley de la Industria Eléctrica y el numeral 18.3.1 inciso (i), (f) y 18.3.4 de las Bases del Mercado Eléctrico, podrá, a propuesta del Monitor Independiente del Mercado o por la presentación de una denuncia de algún Ente Sujeto a Vigilancia, ordenar la práctica de visitas de verificación e inspección así como requerir a los Entes Sujetos a Vigilancia información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos, que pudiera ser necesaria para evaluar el debido cumplimiento de la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables, por parte de los Entes Sujetos a Vigilancia, así como violaciones a los procedimientos o instrucciones del CENACE por parte de los Participantes del Mercado.

8.1.2 Cualquier requerimiento de información realizado por la Unidad Vigilancia del Mercado deberá ser realizada de conformidad con la normatividad aplicable.

8.1.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá requerir información a efecto de para evaluar si, derivado de acciones de los Entes Sujetos a Vigilancia han existido Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, o cualquier otra violación a las Reglas del Mercado que hayan afectado el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo cual podrá apoyarse del Monitor Independiente del Mercado.

8.1.4 Los Entes Sujetos a Vigilancia serán responsables de denunciar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la detección de posibles Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, a fin de que ésta realice la investigación correspondiente.

8.1.5 Una vez que el Ente Sujeto a Vigilancia denuncie a la Unidad de Vigilancia del Mercado las posibles Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, ésta, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, llevarán a cabo una evaluación preliminar del reporte para determinar si se requiere iniciar una investigación formal.

8.1.6 La Unidad de Vigilancia del Mercado, con apoyo del Monitor Independiente del Mercado, será responsable de evaluar todas las denuncias recibidas de los Entes Sujetos a Vigilancia, correspondientes a Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas.

8.1.7 En el curso de cualquier investigación, el CENACE será responsable de brindar el apoyo necesario para que la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado desempeñen sus funciones de Vigilancia del Mercado.

8.1.8 De considerarlo necesario, las Entidades de Vigilancia podrán hacer solicitudes de información a los Entes Sujetos a Vigilancia durante el curso de cualquier investigación vía correo electrónico.

8.1.9 En caso que el resultado de una investigación derivado del requerimiento de información o visitas de verificación e inspección realizadas a Entes Sujetos a Vigilancia, se desprenda la posible comisión de hechos, condiciones, prácticas o asuntos, que pudieran constituir una violación de la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables, por parte de los Entes Sujetos presentará ante la Autoridad de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado lo hará del conocimiento de la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

8.1.10 Una vez que la Autoridad de Vigilancia del Mercado haya recibido la información a que se refiere el numeral anterior, remitirá dicho expediente a la Unidad de Asuntos Jurídicos de

la CRE a efecto de instruya, en su caso, el procedimiento de imposición de sanciones respectivo.

8.1.11 La Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE será responsable de integrar el expediente del procedimiento de imposición de sanciones, y una vez concluido dicho procedimiento presentará la Autoridad de la Vigilancia del Mercado una propuesta de resolución, y en su caso, una recomendación de aplicar la sanción correspondiente.

8.1.12 La Autoridad de Vigilancia del Mercado será responsable de imponer las sanciones que correspondan, si han existido Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, o cualquier otra violación a la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables, que haya afectado el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

8.2 Inicio de la investigación

8.2.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar la práctica de visitas de verificación e inspección, así como requerir información a los Entes Sujetos a Vigilancia de oficio mediante la emisión del acuerdo respectivo o a petición de parte con la presentación de una denuncia.

8.2.2 La denuncia presentada por el Ente Sujeto a Vigilancia, mediante la Oficialía de Partes Electrónica, deberá contener:

(a) Nombre, denominación o razón social del denunciante;

(b) Nombre del representante legal en su caso, y copia simple de los documentos que acrediten su personalidad, domicilio para oír y recibir notificaciones y personas autorizadas para tales efectos, así como los datos que permitan su pronta localización;

(c) Nombre, denominación o razón social y, en caso de conocerlo, el domicilio del denunciado;

(d) Descripción de los hechos materia de la Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado;

(e) Identificación de las posibles afectaciones al funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, en caso de conocerlas;

(f) Elementos que permitan determinar la falsedad de la información presentada por el Ente Sujeto a Vigilancia, si aplica;

(g) Elementos que demuestren que el Ente Sujeto a Vigilancia ha sufrido o pueda sufrir un daño o perjuicio, si aplica;

(h) Datos que, de ser posible, permitan identificar a otros Entes Sujetos a Vigilancia que pudiesen resultar afectados por la Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado;

(i) Relación de los documentos que acompañen a su denuncia y los elementos de convicción que ofrezca, relacionados de manera precisa con los hechos denunciados; y,

(j) Los demás elementos que el Ente Sujeto a Vigilancia estime pertinentes.

8.2.3 Dentro de los diez días siguientes a aquél en que se reciba la denuncia por la oficialía de partes, se deberá dictar un acuerdo que:

(a) Ordene ya sea la práctica de visitas de verificación e inspección, o requerir información a los Entes Sujetos a Vigilancia en términos del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica para verificar el cumplimiento a la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables;

(b) Deseche la denuncia parcial o totalmente por ser notoriamente improcedente;

(c) Prevenga por una sola vez al denunciante, cuando en su escrito se omitan los requisitos previstos en el numeral 8.2.2, para que la aclare o complete dentro de un plazo no mayor a diez días hábiles, mismo que podrá ampliar la Unidad de Vigilancia del Mercado por un término igual, en casos debidamente justificados. Desahogada la prevención se deberá dictar dentro de los cinco días siguientes el acuerdo que

corresponda. Transcurrido el plazo sin que se desahogue la prevención o sin que se cumpla con los requisitos se tendrá por no presentada la denuncia. La resolución de la Unidad de Vigilancia del Mercado que tenga por no presentada la denuncia se deberá notificar al denunciante dentro de los cinco días siguientes a aquél en que haya vencido el plazo para el desahogo de la prevención; o,

(d) Si no se emite acuerdo alguno dentro de los plazos antes señalados se tendrá por desechada la investigación correspondiente.

8.2.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado desechará la denuncia por notoriamente improcedente, cuando:

(a) Los hechos denunciados no estén previstos como Conductas Engañosas, Actividades Prohibidas o violaciones de la Ley o las Reglas del Mercado;

(b) Esté pendiente un procedimiento ante los Órganos de Vigilancia referente a los mismos hechos, después de realizado el emplazamiento al probable responsable;

(c) Se encuentre en trámite un procedimiento de notificación que no se haya realizado. En este caso la Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en consideración los elementos que se aporten en la denuncia para resolver el procedimiento notificado; sin embargo, el denunciante no tendrá acceso a la documentación relativa a dicho procedimiento ni a impugnarlo; y,

(d) Los hechos denunciados no sean de realización inminente.

8.2.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar la práctica de diligencias de verificación e inspección con respecto a una probable Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado, cuyo desarrollo y ejecución se sujetará a lo dispuesto en el Título Cuarto, Capítulo III del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

8.2.6 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá requerir información a o los Entes Sujetos a Vigilancia que, a su consideración, puedan aportar información con respecto a una probable Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado, cuando considere que hay suficiente evidencia para iniciar una investigación formal.

8.2.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado enviará las notificaciones de requerimiento de información a las que hace referencia el numeral anterior a través de medios oficiales, ya sean físicos o electrónicos, indicando al menos lo siguiente:

(a) Fecha de la notificación;

(b) Identificador de la notificación, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Objeto del requerimiento de información, donde se especifique:

(i) Entes Sujetos a Vigilancia involucrados;

(ii) Breve descripción de las probables Conductas Engañosas u otras probables Actividades Prohibidas, o cualquier otra probable violación a la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables, que hayan afectado el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;

(iii) Periodo objeto de la revisión de información, pudiendo ser diferentes fechas o sin fecha fin, en caso de que la probable Conducta Engañosa, Actividad Prohibida, o cualquier otra probable violación continúe; y,

(iv) Fundamentación legal.

(d) Requerimiento de información:

(i) Periodo que debe abarcar la información, indicando fecha de inicio y fecha fin;

(ii) Formato en que se requiere la información;

(iii) Motivación de la solicitud;

(iv) Plazo para la atención de la solicitud, el cual será de hasta 15 días hábiles; y,

(v) Declaración de la aplicabilidad de las disposiciones de confidencialidad.

(e) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Ente Sujeto a Vigilancia; y,

(f) Cualquier otra información que se considere relevante.

8.2.8 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá modificar el plazo establecido en el numeral 8.2.7 inciso (d) subinciso (iv), cuando considere que la información solicitada requiere de un plazo distinto, con base en el tipo de información requerida y la importancia de la investigación.

8.2.9 Los Entes Sujetos a Vigilancia deberán proporcionar, sin restricciones, a solicitud de la Unidad de Vigilancia del Mercado, la información necesaria para llevar a cabo la investigación. Dicha información deberá incluir los datos necesarios que le permitan a la Unidad de Vigilancia del Mercado evaluar el objeto de la investigación.

8.2.10 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de mantener las medidas de seguridad necesarias para proteger el flujo y el almacenamiento de información suministrada en los procesos de investigación. Asimismo, deberá garantizar que la información suministrada permanezca bajo estricta confidencialidad, a menos que la Ley, las Reglas del Mercado o algún otro ordenamiento jurídico aplicable estipulen lo contrario.

8.2.11 El incumplimiento de las solicitudes de información enviadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado estará sujeto a las sanciones establecidas en la Ley.

8.2.12 Toda persona que tenga relación con los hechos que investiga la Unidad de Vigilancia del Mercado, tendrá obligación de proporcionarle dentro del plazo que le sea fijado, bajo protesta de decir verdad, la información y datos relevantes que se le requieran por escrito, así como presentarse a declarar cuando sea citado.

8.2.13 En caso de que no existan elementos suficientes para sustentar la probable responsabilidad de un Ente Sujeto a Vigilancia, la Autoridad de Vigilancia del Mercado decretará el cierre del expediente y en su caso, notificará esta resolución al denunciante.

8.2.14 Concluida la investigación, si existen elementos suficientes para sustentar la existencia de Conductas Engañosas, Actividades Prohibidas o violaciones de la Ley o las Reglas del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado emitirá un oficio que remitirá a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, que contendrá:

(a) Fecha de emisión;

(b) Nombre del Ente Sujeto a Vigilancia o área del CENACE que incurrió en la probable violación;

(c) Identificador ID del Ente Sujeto a Vigilancia o área del CENACE que incurrió en la probable violación, si aplica;

(d) Domicilio del probable responsable;

(e) Los hechos imputados;

(f) Las Reglas del Mercado o los artículos de la Ley que se estimen violados;

(g) Los elementos en que se apoye la probable responsabilidad; y,

(h) Cualquier otra información que considere relevante.

8.2.15 La Unidad de Vigilancia del Mercado adjuntará al oficio referido en el inciso anterior las pruebas y los análisis realizados a fin de que la Autoridad Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE pueda integrarlos al expediente y emplazar al probable responsable.

8.3 Procedimiento de imposición de sanciones

8.3.1 Una vez que la Autoridad de Vigilancia del Mercado haya recibido la información a que se refiere el numeral anterior, remitirá dicho expediente a la Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE a efecto de instruya, en su caso, el procedimiento de imposición de sanciones respectivo.

8.3.2 La Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE emplazará e instruirá el procedimiento de imposición de sanciones, en su caso, de conformidad con lo establecido para tal efecto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, en términos de lo dispuesto por el artículo 169 de la Ley de la Industria Eléctrica.

8.3.3 Una vez integrado el expediente, la Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE deberá dictar una recomendación de resolución, la cual turnará a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para que ésta realice el análisis respectivo y emita una resolución definitiva.

8.4 Resolución definitiva

8.4.1 La Autoridad de Vigilancia del Mercado puede determinar aceptar total o parcialmente las recomendaciones de la Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE. Le corresponderá en su caso evaluar y determinar las sanciones correspondientes.

8.4.2 En caso de que la Autoridad de Vigilancia del Mercado determine que existe una violación por parte del Ente Sujeto a Vigilancia, ésta deberá hacer pública la violación cometida y las sanciones aplicadas.

8.4.3 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar la reversión de Ingresos Indebidos obtenidos cuando, en una investigación, se establezca la existencia de una violación a la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables.

8.4.4 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá publicar información adicional, a fin de fomentar el cumplimiento de la Ley, las Reglas del Mercado y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

8.4.5 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá no publicar información adicional, a fin de salvaguardar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y preservar el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, manteniendo la información confidencial y reservada que amerite tal carácter.

8.4.6 La resolución definitiva deberá contener al menos lo siguiente:

(a) La apreciación de los medios de convicción conducentes para tener o no por acreditada la realización de la Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado;

(b) La determinación de si se ordena la supresión definitiva de la Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado o de sus efectos o la determinación de realizar actos o acciones cuya omisión haya causado la Conducta Engañosa, Actividad Prohibida o violación de la Ley o las Reglas del Mercado, así como los medios y plazos para acreditar el cumplimiento de dicha determinación ante la Autoridad de Vigilancia del Mercado; y,

(c) La determinación sobre imposición de sanciones.

8.4.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado notificará a la Comisión Federal de Competencia Económica o a las autoridades correspondientes la violación de cualquier disposición jurídica de su competencia.

CAPÍTULO 9
Recálculo de precios

9.1 Disposiciones Generales

9.1.1 El CENACE podrá llevar a cabo el recálculo de los precios del Mercado de Energía de Corto Plazo cuando existan Errores Sistémicos que resulten en un error en los precios de mercado mayor al margen de ± 5%.

9.1.2 El CENACE deberá notificar a la Unidad de Vigilancia del Mercado cuando realice un recálculo de los precios de mercado y adjuntar la documentación que confirme la presencia de tales Errores Sistémicos.

9.1.3 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar el recálculo de los precios del Mercado de Energía de Corto Plazo cuando, derivado de una investigación, se detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

9.1.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado serán los responsables de supervisar el impacto de las acciones o transacciones de los Entes Sujetos a Vigilancia en los precios resultantes en el Mercado Eléctrico Mayorista u otros

mercados relacionados y de emitir las recomendaciones e instrucciones que consideren pertinentes.

9.1.5 La Autoridad de Vigilancia del Mercado puede determinar aceptar total o parcialmente las recomendaciones o instrucciones emitidas por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

9.1.6 El CENACE será responsable de mantener a disponibilidad del público en general los precios de mercado originales y los precios resultantes del recálculo en el Sistema de Información del Mercado.

9.2 Notificación de recálculo de precios

9.2.1 El CENACE será responsable de notificar a los Órganos de Vigilancia cuando se haya presentado un Error Sistémico que requiera el recálculo de precios en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real.

9.2.2 El CENACE enviará las notificaciones de recálculo de precios mencionadas en el numeral 9.2.1 a través de la Oficialía de Partes Electrónica o de la oficialía de partes física, de conformidad con lo siguiente:

(a) Fecha de la notificación;

(b) Identificador de la notificación;

(c) Nombre del responsable del área del CENACE;

(d) Identificador ID del área del CENACE;

(e) Mercado(s) en el (los) que se presentó el Error Sistémico;

(f) Periodo que abarcó el recálculo de precios, indicando fecha de inicio y fecha fin;

(g) Error Sistémico, donde se especifique:

(i) Explicación detallada del error;

(ii) Documentación que confirme la presencia del error; y,

(iii) Acciones implementadas para corregir el error.

(h) Cualquier otra información que se considere relevante;

(i) Datos del contacto que podrá resolver dudas de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

9.2.3 La fecha de inicio establecida en el numeral 9.2.2 inciso (f) no podrá ser mayor a 30 días.

9.2.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado contará con diez días hábiles para requerir al CENACE información adicional referente a la notificación de recálculo de precios, indicando, al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la notificación;

(b) Identificador de la notificación original;

(c) Identificador de la notificación, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(d) Nombre del responsable del área del CENACE;

(e) Identificador ID del área del CENACE;

(f) Solicitud de información adicional;

(g) Motivación de la solicitud de información adicional;

(h) Plazo para la atención de la solicitud, el cual será de cinco días hábiles; y,

(i) Datos del contacto que podrá resolver dudas del CENACE.

9.2.5 Cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado considere que la información proporcionada en la notificación es suficiente para soportar el recálculo de precios, emitirá la resolución positiva del mismo.

9.2.6 Cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado emita una resolución negativa del recálculo de precios, deberá indicar lo siguiente:

(a) Fecha de la notificación;

(b) Identificador de la notificación original;

(c) Identificador de la notificación, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(d) Nombre del responsable del área del CENACE;

(e) Identificador ID del área del CENACE; y,

(f) Rechazo de recálculo de precios, donde se especifique:

(i) Error Sistémico;

(ii) Mercado(s) en el (los) que se presentó el Error Sistémico;

(iii) Periodo que abarcó el recálculo de precios, indicando fecha de inicio y fecha fin; y,

(iv) Motivación del rechazo.

9.2.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado deberá notificar, a más tardar en diez días hábiles, la resolución del recálculo de precios.

9.2.8 En caso de que la resolución de la Unidad de Vigilancia del Mercado sea negativa, o que ésta no se pronuncie al respecto en el plazo previsto en el numeral anterior, el CENACE deberá mantener los precios de mercado calculados originalmente.

9.2.9 En caso de que la resolución de la Unidad de Vigilancia del Mercado sea positiva, el CENACE deberá hacer público el Error Sistémico y las acciones implementadas para corregirlo, manteniendo la información confidencial y reservada que amerite tal carácter.

9.2.10 El CENACE será responsable de realizar la rectificación del Estado de Cuenta Diario en la re-liquidación inicial, de conformidad con el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

9.3 Instrucción de recálculo de precios

9.3.1 La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá instruir el recálculo de los precios del Mercado del Día en Adelanto o del Mercado de Tiempo Real cuando detecte, como resultado de una investigación, la realización de cualquier acción o transacción por parte de un Ente Sujeto a Vigilancia que tenga como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

9.3.2 La Autoridad de Vigilancia del Mercado instruirá, por escrito, al CENACE el recálculo de precios al que hace referencia el numeral 9.3.1 a través de medios oficiales, indicando, al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la instrucción de recálculo de precios;

(b) Identificador de la instrucción, asignado por la Autoridad de Vigilancia del Mercado;

(c) Identificador de la notificación de investigación que corresponda;

(d) Identificador de la notificación de violación, si aplica;

(e) Recálculo de precios, donde se especifique:

(i) Conductas Engañosas u otras Actividades Prohibidas, o cualquier otra posible violación a la Ley, las Reglas del Mercado o demás ordenamientos jurídicos aplicables, que haya interferido indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;

(ii) Fundamentación legal;

(iii) Mercado(s) en el (los) que se debe recalcular el precio; y,

(iv) Periodo que debe abarcar el recálculo de precios, indicando fecha de inicio y fecha fin.

(f) Instrucción de rectificación del Estado de Cuenta Diario;

(g) Cualquier otra información que se considere relevante.

9.3.3 La fecha de inicio establecida en el numeral 9.3.2 inciso (e) subinciso (iv), no podrá ser mayor a 365 días.

9.3.4 La Autoridad de Vigilancia del Mercado será responsable de hacer pública la instrucción de recálculo de precios, junto con la documentación que soporte la investigación realizada, manteniendo la información confidencial y reservada que amerite tal carácter.

9.3.5 En su caso, la Autoridad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE para que realice la rectificación del Estado de Cuenta Diario en la siguiente re-liquidación o mediante el proceso de re-liquidaciones por solución de controversias, de conformidad con el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

9.3.6 El CENACE será responsable de mantener a disponibilidad del público en general los precios de mercado originales y los precios resultantes del recálculo en el Sistema de Información del Mercado.

9.3.7 La Autoridad de Vigilancia del Mercado se reserva el derecho de publicar información adicional, a fin de fomentar el cumplimiento de la Ley, las Reglas del Mercado y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

9.3.8 La Autoridad de Vigilancia del Mercado se reserva el derecho de no publicar información adicional, a fin de salvaguardar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y preservar el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, manteniendo la información confidencial y reservada que amerite tal carácter.

9.3.9 Las acciones o transacciones por parte de un Ente Sujeto a Vigilancia que tengan como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista estarán sujetas a las sanciones establecidas en la Ley.

CAPÍTULO 10
Exenciones

10.1 Disposiciones Generales

10.1.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá otorgar exenciones a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada del requisito de ofertar con base en sus costos y de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos, así como de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía, en términos de los criterios emitidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

10.1.2 El CENACE no realizará la evaluación de ofertas establecida en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo a aquellas Unidades de Central Eléctrica que cuenten con una exención de los requisitos de ofertas otorgada por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

10.1.3 Los Participantes del Mercado podrán solicitar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la exención del requisito de ofertas basadas en costos y de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos o de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía, sujeta a los criterios emitidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

10.1.4 El envío de información errónea o la omisión de un hecho importante, a consideración de la Unidad de Vigilancia del Mercado, estará sujeto a las sanciones establecidas en la Ley.

10.2 Solicitud de exención

10.2.1 El Participante del Mercado que desee una exención del requisito de ofertas basadas en costos y de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos, o de su clasificación como Recurso de Energía Limitada para las Unidades de Central Eléctrica o los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente deberá enviar una solicitud de exención a la Unidad de Vigilancia del Mercado. Dicha solicitud podrá solicitarse sólo para un subconjunto de las capacidades técnicas de la central o Recurso de Demanda Controlable Garantizada que el Participante de Mercado represente.

10.2.2 Los Participantes del Mercado enviarán las solicitudes de exención mencionadas en el numeral 10.2.1 a través de la Oficialía de Partes Electrónica o de la oficialía de partes física. Además de los requisitos establecidos en el numeral 2.6.1 inciso (a), dentro de la solicitud se deberá especificar lo siguiente:

(a) Tipo de exención:

(i) Requisito ofertas basadas en costos;

(ii) Requisito de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica o Servicios Conexos; o,

(iii) Clasificación como Recurso de Energía Limitada.

(b) Capacidad máxima;

(c) Periodo por el que se solicita la exención, indicando fecha de inicio y fecha fin; y,

(d) Documento emitido por el CENACE que establezca que el recurso no se requiere para Confiabilidad durante el periodo de la exención.

10.2.3 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al cuádruple del establecido en el numeral 2.6.1 inciso (c) para requerir al Participante del Mercado información adicional referente a la solicitud de exención.

10.2.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado deberá considerar, para el análisis de la solicitud, todas las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente el Participante del Mercado o el grupo de interés económico empresarial al que pertenece.

10.2.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ampliar el plazo para requerir información adicional hasta por 30 días hábiles adicionales, cuando ésta lo considere necesario, para lo cual deberá notificarlo al Participante del Mercado.

10.2.6 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al triple del establecido en el numeral 2.6.2 para emitir una resolución positiva o negativa de la solicitud de exención. En caso de que no se emita dicha resolución, se tendrá por rechazada.

10.2.7 La resolución positiva de la solicitud de exención de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.3:

(a) Tipo de exención otorgada;

(b) Periodo por el que se otorga la exención, indicando fecha de inicio y fecha fin.

10.2.8 La resolución negativa de la solicitud de exención de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.4, el tipo de exención solicitada.

10.2.9 Cuando la resolución sea positiva, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE, de forma simultánea al numeral 10.2.7, la exención otorgada a la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada, a fin de que sea considerada en la presentación de Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

CAPÍTULO 11
Facultades adicionales de las Entidades de Vigilancia

11.1 Índices de precios de combustibles

11.1.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de determinar los índices de precios de combustibles con los cuales el CENACE realizará la evaluación de Ofertas, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

11.1.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado emitirá los índices de precios de combustibles con al menos 40 días hábiles de antelación a que surtan efectos.

11.1.3 Los índices de precios de combustibles deberán reflejar los costos variables de transporte y las condiciones de disponibilidad de combustible donde se ubiquen las Unidades de Central Eléctrica. Se entenderá por costo variable aquel que cambia conforme cambia del volumen de combustible utilizado. Por oposición, los costos fijos asociados al transporte son aquellos que no cambian con el volumen de combustible transportado, como los cargos por reserva de capacidad en gasoductos, y no podrán ser considerados variables, aun cuando se representen a través de un costo promedio por unidad de volumen transportado.

11.1.4 Los Participantes del Mercado podrán solicitar una revisión de índice de precio de combustible a la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando consideren que enfrentan un precio distinto al establecido en los índices de precios de combustibles emitidos por la misma.

11.1.5 Los Participantes del Mercado enviarán la solicitud de revisión de índice de precio de combustible mencionada en el numeral 11.1.4 a través de la Oficialía de Partes Electrónica o de la oficialía de partes física. Además de los requisitos establecidos en el numeral 2.6 inciso (a), dentro de la solicitud se deberá especificar lo siguiente:

(a) Tipo de combustible;

(b) Origen del combustible;

(c) Ubicación de la Unidad de Central Eléctrica;

(d) Costo del combustible;

(e) Costo variable de transporte desde el punto de adquisición, ya sea dentro o fuera de México;

(f) Otros costos variables, de conformidad con los Términos para las Ofertas Basadas en Costos; e,

(g) Índice propuesto.

11.1.6 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al doble del establecido en el numeral 2.6.1 inciso (c) para requerir al Participante del Mercado información adicional referente a la solicitud de revisión de índice de combustible.

11.1.7 La resolución positiva de la solicitud de revisión de índice de precio de combustible especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.3:

(a) Fórmula para el índice de precio combustible que deberá utilizar el CENACE;

(b) Fuente de información para el costo del combustible;

(c) Fuente de información para el costo variable de transporte desde el punto de adquisición, ya sea dentro o fuera de México;

(d) Fuente de información para otros costos variables, de conformidad con los Términos para las Ofertas Basadas en Costos; y,

(e) Análisis que respalda la aceptación.

11.1.8 La resolución negativa de la solicitud de revisión de índice de precio de combustible especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.4, el análisis que respalda el rechazo.

11.1.9 Cuando la resolución sea positiva, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE, de forma simultánea al numeral 11.1.7, el uso de la fórmula para el índice de precio combustible para realizar la Evaluación de Consistencia de Ofertas, de conformidad con el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo.

11.1.10 El CENACE contará con 20 días hábiles, a partir de la instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, para implementar la nueva fórmula para el índice de precio de combustible.

11.2 Oferta piso y oferta tope

11.2.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado será la responsable de proponer a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la oferta piso y la oferta tope para las Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

11.2.2 La Autoridad de Vigilancia del Mercado emitirá los pisos y topes generales de las Ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo con al menos 20 días hábiles de antelación a que surtan efectos.

11.2.3 Los Participantes del Mercado serán responsables de respetar la oferta piso y oferta tope cuando presenten las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada que representen.

11.2.4 El CENACE deberá calcular y publicar la oferta piso y la oferta tope con la periodicidad que se requiera, en caso de que la Autoridad de Vigilancia del Mercado establezca una fórmula para su cálculo.

11.3 Transacciones Virtuales

11.3.1 Previo a la introducción de las Transacciones Virtuales en el Mercado de Energía de Corto Plazo, la Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de validar si dichas transacciones son compatibles con la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y de establecer los límites de crédito y de cantidad correspondientes que deberán respetar los Participantes del Mercado.

11.3.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de hacer pública la validación de la introducción de Transacciones Virtuales, así como los límites de crédito y de cantidad, junto con la documentación que soporte el análisis realizado, manteniendo la información confidencial y reservada que amerite tal carácter.

11.3.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de validar las Transacciones Virtuales presentadas por los Participantes del Mercado, de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

11.4 Garantía de Suficiencia de Ingresos

11.4.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá instruir al CENACE la realización del cálculo y el pago correspondiente de Garantías de Suficiencia de Ingresos derivadas de la aplicación de la normatividad en materia de Vigilancia del Mercado.

11.4.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de auditar los cálculos de las Garantías de Suficiencia de Ingresos realizados por el CENACE.

11.4.3 Cuando existan errores en los cálculos de las Garantías de Suficiencia de Ingresos o cuando se hayan basado en valores falsos de parámetros, la Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de enviar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado una propuesta de corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos.

11.4.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado enviará las propuestas de corrección a las que hace referencia el numeral 11.4.3 a través de medios oficiales, indicando al menos, lo siguiente:

(a) Fecha de la propuesta de corrección;

(b) Identificador de la propuesta, asignado por la Unidad de Vigilancia del Mercado;

(c) Propuesta de corrección de Garantías de Suficiencia de Ingresos, donde se especifique:

(i) Nombre del Participante del Mercado;

(ii) Identificador ID del Participante del Mercado;

(iii) Día de Operación;

(iv) Cálculo realizado por el CENACE;

(v) Corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos; y,

(vi) Análisis que respalda la corrección.

(d) Cualquier otra información que se considere relevante.

11.4.5 El Día de Operación para la corrección de Garantías de Suficiencia de Ingresos establecido en el numeral 11.4.4 inciso (c) subinciso (iii) no podrá ser mayor a 365 días.

11.4.6 La Autoridad de Vigilancia del Mercado puede determinar aceptar total o parcialmente las propuestas de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

11.4.7 En caso de que la Autoridad de Vigilancia del Mercado determine que es procedente la corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos, ésta notificará al Participante del Mercado la resolución positiva de la propuesta de corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos.

11.4.8 Una vez recibida la notificación, el Participante del Mercado contará con 15 días hábiles para enviar una solicitud de revisión de corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos a la Unidad de Vigilancia del Mercado conforme a lo establecido en el numeral 2.6.

11.4.9 En caso de que la Unidad de Vigilancia del Mercado emita una resolución positiva respecto de la solicitud de revisión de corrección de Garantía e Suficiencia de Ingresos presentada por el Participante del Mercado, ésta rectificará la propuesta realizada a la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

11.4.10 Una vez recibida la propuesta ratificada o rectificada, según corresponda, la Autoridad de Vigilancia del Mercado emitirá la resolución respectiva. Si la resolución es positiva, instruirá la corrección de Garantía de Suficiencia de Ingresos al CENACE.

11.4.11 El CENACE será responsable de hacer las correcciones que correspondan en el Estado de Cuenta Diario del Participante del Mercado en la siguiente re-liquidación o mediante el proceso de re-liquidaciones por solución de controversias, de conformidad con el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

11.5 Contratos de Interconexión Legados

11.5.1 Cuando una parte de la capacidad de una Unidad de Central Eléctrica esté registrada por el Generador de Intermediación y otra parte de la capacidad esté representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Generador distinto al Generador de Intermediación, se requerirá la autorización previa de la Unidad de Vigilancia del Mercado para realizar, en un periodo de 12 meses, un aumento y una reducción (vuelta redonda) en la capacidad total registrada.

11.5.2 Los Participantes del Mercado enviarán la solicitud de autorización de vuelta redonda mencionada en el numeral 11.5.3 a través de la Oficialía de Partes Electrónica o de la oficialía de partes física. . Además de los requisitos establecidos en el numeral 2.6 inciso (a), dentro de la solicitud se deberá especificar lo siguiente:

(a) Capacidad Instalada registrada;

(b) Valor de la Capacidad Instalada que se desea actualizar; y,

(c) Documentación que soporte que la Capacidad Instalada de la Unidad de Central Eléctrica haya sufrido cambios de aumento y reducción.

11.5.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado considerará como documentación comprobatoria las pruebas avaladas por un tercero experto que soporten el aumento y la reducción en la Capacidad Instalada, de conformidad con la sección 5.4.

11.5.4 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al séxtuple del establecido en el numeral 2.6.1 inciso (c) para requerir al Participante del Mercado información adicional referente a la solicitud de autorización de vuelta redonda.

11.5.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ampliar el plazo para requerir información adicional hasta por 30 días hábiles adicionales, cuando ésta lo considere necesario, para lo cual deberá notificarlo al Participante del Mercado.

11.5.6 De conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.5, la Unidad de Vigilancia contará con un plazo correspondiente al séxtuple del establecido en el numeral 2.6.2 para emitir una resolución positiva o negativa de la solicitud de autorización de vuelta redonda.

11.5.7 La resolución positiva de la solicitud de autorización de vuelta redonda especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.3:

(a) Capacidad Instalada registrada;

(b) Valor de la Capacidad Instalada que se desea actualizar; y,

(c) Documentación comprobatoria que respalda los cambios de aumento y reducción.

11.5.8 La resolución negativa de la solicitud de autorización de vuelta redonda especificará, además de lo establecido en el numeral 2.6.4, la Capacidad Instalada registrada y el valor de la Capacidad Instalada que se desea actualizar.

11.5.9 Cuando la resolución sea positiva, la Unidad de Vigilancia del Mercado instruirá al CENACE y notificará al Generador de Intermediación, de forma simultánea al numeral 11.5.9, la modificación correspondiente en el registro de Parámetros de Referencia del CENACE, indicando el Día de Operación a partir del cual surte efectos dicha modificación.

11.6 Precios y Parámetros de Referencia en Pequeños Sistemas Eléctricos

11.6.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado será responsable de aprobar el precio del combustible utilizado y los Parámetros de Referencia correspondientes a los costos de las Unidades de Central Eléctrica que se encuentren en Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Operación Simplificada.

11.6.2 La Unidad de Vigilancia del Mercado aprobará el precio y los Parámetros de Referencia mencionados en el numeral 11.6.1 con al menos 30 días de antelación a que surtan efectos.

11.7 Mercado para el Balance de Potencia

11.7.1 La Unidad de Vigilancia del Mercado cancelará la certificación de Capacidad Instalada de los Generadores que reciban pagos por separado de las Entidades Responsables de Carga que tengan el efecto de subsidiar la Potencia y deprimir los precios de Potencia.

11.7.2 En caso de detectar acciones contrarias a las Reglas de Mercado con el fin de alterar los resultados del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá determinar un recálculo de precios y, en su caso, la asignación de cantidades de Potencia a los Participantes de Mercado bajo el supuesto de que las ofertas de compra de Potencia no fueran excluidas del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.

CAPÍTULO 12
Disposiciones Transitorias

12.1 Disposiciones Transitorias

12.1.1 El presente Manual entrará en vigor a partir de 10 días hábiles posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

12.1.2 En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto del “Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo”, y a efectos de dar cumplimiento al mismo se señala lo siguiente:

(a) Se sujetará a dos acciones de simplificación el trámite denominado “Registro de Compradores Potenciales en la Subasta de Mediano Plazo” con Homoclave CENACE-03-003, para eliminar el requisito de realizar el pago por la evaluación de registro como Comprador Potencial, ni acreditar capacidad legal para cumplir con la Oferta u Ofertas que se presenten al CENACE, en caso de ser Participante del Mercado; y,

(b) Se realizarán las acciones necesarias para eliminar el trámite “Solicitud de Estudio Indicativo para la Conexión de Centros de Carga Convencionales”, con Homoclave CENACE-02-004, incluido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", emitidos por el CENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

12.1.3 La Autoridad de Vigilancia del Mercado contará con un periodo de hasta 270 días a partir de la publicación del presente Manual en el Diario Oficial de la Federación para definir los lineamientos establecidos en el numeral 2.3.1, inciso (c) subinciso (iii) que deberá aplicar la Unidad de Vigilancia del Mercado de conformidad con el numeral 2.3.2, inciso (d) subinciso (xiv). En tanto no se emita el documento referido, los Participantes del Mercado deberán presentar información relativa a los procedimientos empleados por el tercero experto que permitan validar la independencia e imparcialidad del mismo, así como la precisión y calidad de los resultados presentados.

12.1.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado contará con un periodo de hasta 270 días a partir de la publicación del presente Manual en el Diario Oficial de la Federación para definir los requisitos mínimos a los que hace referencia el numeral 2.3.2, inciso (d) subinciso (xv). En tanto no se emita el documento referido, los Participantes del Mercado deberán presentar la metodología que respalde el procedimiento mediante el cual se realizaron las pruebas avaladas por terceros expertos o los reportes y bitácoras elaboradas por los Participantes del Mercado y cualquier otra información que permita validar la certeza de los resultados presentados.

SECRETARIA DE SALUD

CONVENIO Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Campeche, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN, QUE SE CELEBRA DERIVADO DE LA CLÁUSULA SÉPTIMA DEL CONVENIO GENERAL DE COLABORACIÓN CORRESPONDIENTE; POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO "DIF NACIONAL", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR SU TITULAR, LA MTRA. LAURA BARRERA FORTOUL; Y POR LA OTRA PARTE, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE CAMPECHE EN ADELANTE "SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR LA PROFRA. SILVIA ELENA PARRAO ARCEO EN SU CALIDAD DE DIRECTORA GENERAL; A QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES", DE CONFORMIDAD CON LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone en su artículo 1o., que en los Estados Unidos Mexicanos todas las personas gozarán de los derechos humanos reconocidos en dicha Constitución y en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano sea parte; así mismo, señala que todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad.

Por su parte, el artículo 4o. de dicha Constitución Federal, consagra que en todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá con el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos, así como su desarrollo integral, y que este principio guiará el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez.

II. Que la Convención sobre los Derechos del Niño adoptada por la Organización de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por el Estado Mexicano el 21 de septiembre de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1991, mandata en su artículo 3o. que en todas las medidas concernientes a los niños que tomen las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas o los órganos legislativos, una consideración primordial a que se atenderá será el interés superior del niño.

Por otro lado, el artículo 19 de la citada Convención, establece que los Estados parte adoptarán las medidas legislativas, administrativas, sociales y educativas apropiadas para proteger al niño contra toda forma de perjuicio o abuso, descuido o trato negligente, malos tratos o explotación.

III. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en su Estrategia 1.5.2. de un México en Paz menciona lo siguiente: "Hacer frente a la violencia contra los niños, niñas y adolescentes en todas sus formas, sobre la base de una coordinación eficiente que asegure la participación de todos los sectores responsables de su prevención, atención, monitoreo y evaluación", particularmente en sus líneas de acción, establece los compromisos tendentes a prohibir y sancionar efectivamente todas las formas de violencia contra las niñas, niños y adolescentes, así como asegurar que aquellos que la han sufrido no sean revictimizados en el marco de los procesos de justicia y atención institucional; priorizar la prevención de la violencia contra los niños, niñas y adolescentes, abordando sus causas subyacentes y factores de riesgo integralmente; crear sistemas de denuncia accesibles y adecuados para que los niños, niñas y adolescentes, sus representantes u otras personas, denuncien de manera segura y confidencial toda forma de violencia; y promover la recopilación de datos de todas las formas de violencia contra los niños, niñas y adolescentes, que asegure un monitoreo, evaluación y retroalimentación sistemática.

IV. Que el 4 de diciembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "LA LEY", teniendo por objeto reconocer a niñas, niños y adolescentes como titulares de derechos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad; en los términos que establece el artículo 1o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; garantizar el pleno ejercicio, respeto, protección y promoción de sus derechos humanos conforme a lo establecido en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano forma parte; crear y regular la integración, organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Protección Integral de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, a efecto de que el Estado cumpla con su responsabilidad en la

protección, prevención y restitución integral de los derechos de niñas, niños y adolescentes que hayan sido vulnerados; establecer los criterios que orientarán la política nacional en materia de derechos de niñas, niños y adolescentes, así como las facultades, competencias, concurrencia y bases de coordinación entre la Federación, las entidades federativas, los municipios, así como las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México; la actuación de los Poderes Legislativo, Judicial y organismos constitucionales autónomos; establecer las bases generales para la participación de los sectores privado y social en las acciones tendentes a garantizar la protección y el ejercicio de los derechos de niñas, niños y adolescentes, así como a prevenir su vulneración.

V. Que el Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, señala en su artículo 2 fracciones IV, VI y XXXIII, las atribuciones que tiene como organismo, entre otros, la atribución de promover el desarrollo de la familia y de la comunidad e impulsar el sano crecimiento de la niñez y celebrar los Convenios de Colaboración y Coordinación con Sistemas para el Desarrollo Integral de la Familia y homólogos de las entidades federativas.

VI. Que la Procuraduría Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "Procuraduría Federal de Protección", depende de la estructura del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, a fin de procurar la protección de Niñas, Niños y Adolescentes que prevé la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los Tratados Internacionales y demás disposiciones aplicables.

VII. Que con fecha 29 de febrero de 2016, se signó entre el "DIF NACIONAL" y el "SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE", el Convenio General de Colaboración para establecer mecanismos de intercambio de información, colaboración, coordinación y asesoría en materia de prevención, promoción, protección y restitución de derechos de niñas, niños y adolescentes.

DECLARACIONES

I. "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004 respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 Su Titular está facultada para celebrar el presente Convenio de conformidad con los artículos 37, inciso h, de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; y 10, fracción XI de su Estatuto Orgánico, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

I.3 Tiene establecido su domicilio en el inmueble marcado con número 340 de la Avenida Emiliano Zapata, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, en la Ciudad de México, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio, así como; de manera conjunta e indistinta, el ubicado en la calle de Francisco Sosa número 439, Colonia del Carmen, Delegación Coyoacán, Código Postal 04100, en la Ciudad de México, mismo que se señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio.

II. "SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE" declara que:

II.1 Es un Organismo Público Descentralizado de la administración pública del Estado de Campeche, que cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene entre otros objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, la promoción de la interrelación sistemática de acciones que en la materia lleven a cabo las instituciones públicas y privadas en la entidad, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 35 y 37 de la Ley de Asistencia Social para el Estado de Campeche en vigor.

II.2 La Profra. Silvia Elena Parrao Arceo, es Directora General, quien tiene facultades para representarlo de conformidad por lo dispuesto en las fracciones VII y VIII, del artículo 53, título segundo de la Ley de Asistencia Social para el Estado de Campeche, así como el artículo 22, fracciones I y II, de la Ley de la Administración Pública Paraestatal del estado de Campeche.

II.3 La Profra. Silvia Elena Parrao Arceo, acredita su personalidad como Directora General del Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Campeche, mediante Nombramiento otorgado en su favor en fecha 16 de septiembre del 2015, por el Lic. Rafael Alejandro Moreno Cárdenas, Gobernador Constitucional del Estado de Campeche, teniendo por ende facultades plenas para suscribir el presente Convenio.

II.4 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente Convenio el ubicado en el predio sito en calle 10, entre 51 y 53, número 230, Mansión Carvajal, colonia Centro de la Ciudad Amurallada de San Francisco de Campeche, Campeche, Código Postal 24000.

De conformidad con los artículos 1o. y 4o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 26, 29 fracción III, 107, 111, 112, 16, fracción XXI; 120, fracción III y 122 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; "LAS PARTES" se comprometen de conformidad con las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA. El objetivo del presente Convenio Específico de Colaboración es establecer los mecanismos y procesos de coordinación para la captura, almacenamiento, envío y actualización de la información que conforma el sistema informático que administrará la "Procuraduría Federal de Protección" y para dar cumplimiento al segundo eje temático del Convenio General de Colaboración firmado por "LAS PARTES" en fecha veintinueve de febrero del año dos mil dieciséis, en materia de prevención, promoción, protección y restitución de derechos de niñas, niños y adolescentes, atendiendo a lo dispuesto en "LA LEY", y de conformidad con los respectivos ámbitos de competencia concurrente, federal y local.

Al respecto, para un mejor proveer en la aplicación del presente Convenio Específico de Colaboración se reproduce el segundo eje temático a saber:

II. Intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

SEGUNDA. Derivado del fundamento jurídico que enmarca el presente Convenio Específico de Colaboración y en función del Interés Superior de la Niñez; el "SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE" realizará la captura y almacenamiento de los registros que a continuación se indican y que se han determinado mínimos para la implementación y actualización del sistema informático; para lo cual, de manera enunciativa y no limitativa, se señalan los siguientes módulos y registros:

1. DEL REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES SUSCEPTIBLES DE ADOPCIÓN A LOS QUE SE REFIERE LA FRACCIÓN III DEL ARTÍCULO 29 DE "LA LEY";

1.1 Respecto a las niñas, niños y adolescentes susceptibles de adopción

a. Número de expediente.

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s) de la niña, niño o adolescente

c. CURP

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Género

g. Escolaridad

h. Lugar donde se encuentra

i. Número de CAS

j. Acogimiento pre-adoptivo

k. Persona con Discapacidad, de qué tipo

1. Severidad de la discapacidad

2. Otro: Especifique

l. Situación jurídica

m. Diagnóstico médico

n. Diagnóstico psicológico

o. Diagnóstico de la vida diaria

p. Condición pedagógica

q. Información social

r. Perfil de necesidades de atención familiar

s. Requerimientos de atención a necesidades especiales

t. Hermanos: (de cada uno de ellos)

1. Número de hermanos

2. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

3. Edad

4. CURP

5. Número de expediente

1.2 Respecto a las personas solicitantes de adopción

a. Número de expediente del solicitante

b. Fecha de la solicitud de adopción

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. CURP

e. Fecha de nacimiento

f. Edad

g. Género

h. Domicilio

i. Teléfono

j. Correo electrónico

k. Escolaridad

l. Ocupación

m. Nacionalidad

n. País de residencia habitual

o. Estado de residencia habitual

p. Estado civil

q. Número de niñas, niños o adolescentes que tiene(n) la capacidad de adoptar

r. Género de la niña, niño o adolescente que desea(n) adoptar

s. Rango de edad de la niña, niño o adolescente que desea adoptar

t. Desea adoptar a una niña, niño o adolescente con algún tipo de discapacidad

u. ¿Cuenta con hijos?, ¿Cuántos?

v. ¿Tiene hijos biológicos o adoptivos?

w. ¿Edad de los hijos?

x. ¿Cuenta con dependientes económicos?, ¿Cuántos?

y. Diagnóstico social para adopción

z. Estudio psicológico para adopción.

aa. ¿Tipo de Certificado de Idoneidad?

bb. Certificado de idoneidad

cc. Tipo de adopción

1.3 Respecto a los procedimientos de adopción Nacional

a. Número de expediente Judicial

b. ¿Sistema en que se desarrolló el proceso judicial?

c. Tradicional

1. Fecha de inicio del procedimiento

2. Fecha del auto admisorio

3. Fecha en que la sentencia causó ejecutoria

4. Fecha de conclusión del procedimiento

5. Razones por las que no se llevó a cabo la adopción

6. Resultado de la sentencia

7. Fecha de emisión de la sentencia

8. Autoridad que emite la sentencia

d. Acusatorio adversarial

1. Fecha de audiencia

2. Fecha de emisión de la sentencia

3. Sentido de la sentencia

4. Autoridad que emite la sentencia

5. Información relevante

6. Fecha de Registro Civil

7. Número de acta

1.4 Respecto a los procedimientos de adopción Internacional

a. Número de expediente judicial

b. Fecha de inicio del procedimiento

c. Fecha de auto admisorio

d. Fecha de audiencia

e. Fecha de emisión de la sentencia

f. Fecha en que la sentencia causa ejecutoria

g. Autoridad que emite la sentencia

h. Fecha de certificación de Secretaría de Relaciones Exteriores

j. Fecha de inscripción al Registro Civil

k. Número de pasaporte

1.5 Respecto de las niñas, niños o adolescentes adoptados

a. Número de Expediente

b. Fecha de la entrega física de la niña, niño o adolescente, a los padres adoptivos

c. Fecha en que la niña, niño o adolescente ingresó al país

d. Fecha en que la niña, niño o adolescente salió del país

e. Primer apellido actual

f. Segundo apellido actual

g. Nombre(s) actual

h. CURP actual

i. Informe de seguimiento postadoptivo

j. Número de visitas

k. Fecha de la visita

l. Comentarios

m. Información sobre procedimientos previos de adopción

n. Especificar las causas

p. (En caso de haberlo) Resguardo del expediente

2. MÓDULO DE REGISTRO DE AUTORIZACIONES Y CANCELACIONES DE PROFESIONALES EN MATERIA DE TRABAJO SOCIAL, PSICOLOGÍA O CARRERAS AFINES QUE INTERVIENEN EN LOS PROCEDIMIENTOS DE ADOPCIÓN, ESTABLECIDOS EN LOS ARTÍCULOS 32 FRACCIÓN VII Y 33 DE "LA LEY";

2.1 Datos generales y específicos

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Género

c. Profesión

d. Fecha de expedición del título

e. Número de cédula profesional

f. RFC

g. Número de folio de autorización

h. Revocación de autorización, ¿sí o no, por qué?

i. Renovación, ¿sí o no?

j. Institución que propone al profesional

k. Constancia laboral

l. Organismo público que otorgó la autorización

3. MÓDULO DE REGISTRO DE REPORTES DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES EN SITUACIÓN DE MALTRATO, ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 47 DE "LA LEY";

3.1 Respecto de niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

a. Número de registro del caso

b. Fecha de recepción

c. Hora de recepción

d. Vía de recepción

3.1.1 De las niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

e. Número de niñas, niños y adolescentes reportados

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. CURP

h. Género

i. Edad

j. Escolaridad

k. ¿Es persona con discapacidad?

3.1.2 Maltrato reportado

l. Tipos de maltrato que vive la niña, niño o adolescente

m. Descripción sucinta de los hechos

3.1.3 Domicilio donde ocurrieron los hechos

n. Domicilio

3.2 Respecto de quien reporta

De la persona que reporta

a. Anónimo ¿sí o no?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre (s)

c. CURP

d. Sexo

e. Edad

f. Teléfono fijo

g. Teléfono celular

h. Domicilio

i. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.3 Datos de los presuntos agresores

a. Agresor identificado

b. ¿Cuántos agresores son?

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Apodo

e. Sexo

f. Edad

g. Ocupación

h. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.4 Datos del reporte

a. Nombre del servidor público que atiende el reporte

b. Fecha de inicio del trámite

c. Fecha de conclusión del trámite

d. Autoridad competente para la atención

e. Conclusión del reporte

4. MÓDULO DE REGISTRO DE FAMILIAS DE ACOGIDA, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 26 Y 111 FRACCIÓN II DE "LA LEY";

4.1 Datos generales de los integrantes de la familia

4.1.1 Del padre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudios

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudios

p. Teléfono laboral/estudios

4.1.2 De la madre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudio

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudio

p. Teléfono laboral/estudio

4.1.3 Datos Generales

a. ¿Cuántos hijos tienen?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Fecha de nacimiento de cada uno de ellos

d. Edad

e. Nacionalidad

f. Lugar de nacimiento

g. Escolaridad

4.2 Domicilio de la familia

a. Domicilio

b. Media filiación de la niña, niño o adolescente que se acogerá a la familia

4.3 Datos generales de la persona que ejerce la guarda y custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Estado civil

c. Profesión

d. Lugar de trabajo/estudio

e. Domicilio laboral/estudio

f. Teléfono fijo

g. Teléfono móvil

h. Correo electrónico

i. ¿Ha tenido a una niña, niño o adolescente acogido con anterioridad?

4.4 Dependientes económicos

a. Número de dependientes económicos

4.4.1 Integrantes

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Edad

4.5 Ingresos y egresos mensuales de la familia

a. Ingresos

b. Egresos

4.6 Seguimiento

a. Frecuencia de visitas

b. Responsable del seguimiento

c. Fecha de visitas

d. Tipo de seguimiento

e. Observaciones

f. Informe mensual

4.7 Temporalidad

a. Inicio del acogimiento

b. Término del acogimiento

5. MÓDULO DE REGISTRO NACIONAL DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 112 Y 122 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

5.1) Datos de identificación del CAS

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. RFC

d. Tipo de CAS

e. Número de acta constitutiva

f. Notaría pública

g. Titular y/o responsable del CAS

h. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

i. Representante legal del CAS

j. Número de autorización/licencia expedida por la Procuraduría de Protección

k. Fecha de autorización o licencia

l. Domicilio del CAS

m. Teléfono fijo del CAS

n. Teléfono celular del CAS

o. Correo electrónico 1 del CAS

p. Correo electrónico 2 del CAS

q. Dimensiones físicas de superficie total del inmueble (en mts^2)

r. Dimensiones físicas de construcción del inmueble (en mts^2)

Servicios que brinda

a. Medicina

b. Nutrición

c. Psicología

d. Trabajo Social

e. Pedagogía

f. Jurídico

g. Puericultura

h. Fisioterapia

i. Otros servicios, ¿Cuáles?

5.2 Características del CAS

a. Rango de edades de las niñas, niños y adolescentes alojados

b. Género de las niñas, niños y adolescentes alojados

c. Capacidad máxima de alojamiento

d. Cantidad de niñas, niños y adolescentes que se está en condiciones de atender de conformidad con la capacidad presupuestal

e. ¿Brinda atención a niñas, niños o adolescentes con discapacidad? ¿Cuáles?

f. Número de niñas, niños y adolescentes con discapacidad atendidos en los últimos 12 meses

g. ¿Brinda atención a niñas, niños y adolescentes víctimas de delito?

h. Número de niñas, niños y adolescentes víctimas de delitos, atendidos en los últimos 12 meses

i. Ingresos y egresos de niñas, niños y adolescentes al CAS durante los últimos 12 meses

j. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

k. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

l. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

m. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

n. ¿Recibe a niñas, niños y adolescentes de otras entidades federativas?

o. ¿Brinda acogimiento a NNA migrantes no acompañados?

p. ¿Cuenta con instalaciones para acogimiento residencial en otras entidades federativas?

q. ¿Cuenta con servicios en modalidad de puerta abierta?

5.3 Profesiones en el CAS

a. Total de Personal Profesional

b. Medicina

c. Nutrición

d. Psicología

e. Trabajo Social

f. Pedagogía

g. Jurídico

h. Puericultura

i. Fisioterapia

j. Otros: especificar

5.4 Relación de personal (Se deberá capturar la siguiente información de cada uno de los Directivos, representantes legales, profesionales, no profesionales bajo contrato y voluntarios)

a. Tipo de personal

b. Puesto

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Instrucción profesional

e. Disciplina/Profesión

f. Cédula profesional

g. Función que desempeña

h. Jornada de trabajo

i. Teléfono 1

j. Teléfono 2

k. Correo electrónico 1

l. Correo electrónico 2

6. MÓDULO DE REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES BAJO CUSTODIA DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 111 FRACCIÓN II Y 122 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

6.1 Censo de población

a. Número de CAS

b. Número de expediente de la niña, niño o adolescente

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Fecha de ingreso al CAS

e. Motivo de ingreso al CAS

f. Género

g. Edad

h. País de origen

i. ¿Pertenece a alguna etnia o grupo indígena?

j. ¿Es persona con discapacidad?

k. ¿Padece de alguna enfermedad crónica o grave?

l. Descripción de la enfermedad

m. Último domicilio completo antes del ingreso al CAS (entidad federativa)

n. Escolaridad

6.2 Persona que ejerce la guarda o custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Domicilio

c. Teléfono 1:

d. Teléfono 2:

e. Correo electrónico

6.3 De la persona que ejerce la Tutela

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Teléfono 1:

c. Teléfono 2:

d. Correo electrónico

6.4 Del registro de niñas, niños y adolescentes

a. Documentos de identidad de la niña, niño o adolescente

b. Situación jurídica

c. Fecha de egreso

d. Motivo de egreso

e. Seguimiento al proceso de reincorporación social o familiar

7. MÓDULO DE REGISTRO DE RESULTADOS DE VISITAS DE SUPERVISIÓN A CAS, MANDATADO EN LOS ARTÍCULOS 112 PENÚLTIMO PÁRRAFO Y 113 DE "LA LEY";

7.1 Antecedentes - visitas previas

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. Tipo de CAS

d. Domicilio del CAS

e. Teléfono 1

f. Teléfono 2

g. Correo electrónico

h. Número de visitas previas durante los últimos 12 meses

i. Desglose las fechas de visitas y autoridad que practicó las visitas

j. Observaciones de las visitas

k. Se dio cumplimiento a las observaciones de las visitas

l. Motivo del incumplimiento

m. ¿Cuenta con material soporte de las visitas?

7.2 Resultados - visitas

a. Número de CAS

b. Fecha de la visita

c. Motivo de la visita

d. Autoridad responsable que realizó la visita

e. Personal del CAS que atendió la visita

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. Tipo de identificación

h. Observaciones formuladas

i. Recomendaciones formuladas

j. Temporalidad para atender observaciones y/o recomendaciones

k. Especificar si se dio intervención a una autoridad con motivo del resultado de la visita

7.2.1 Visitas de seguimiento de observaciones

a. ¿Cuántas visitas de seguimiento de observaciones?

b. Fecha de la visita

c. Tipo de observaciones y/o recomendaciones

d. Sanciones

e. Notas adicionales

8. MÓDULO DE EMISIÓN DE PLANES DE RESTITUCIÓN DE DERECHOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 116 FRACCIÓN IV Y 121 ÚLTIMO PÁRRAFO DE "LA LEY";

8.1 Datos generales de la niña, niño o adolescente

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Sexo

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Lugar de nacimiento

g. Nacionalidad

h. Idioma

i. Religión

j. ¿Pertenece a algún grupo étnico?, ¿Cuál?

k. Peso

l. Talla

m. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

n. Escolaridad

o. Domicilio

8.2 Datos de ingreso

a. Número de expediente

b. Fecha de ingreso

c. Motivo de ingreso

d. Situación migratoria

8.3 Ficha de identificación

a. Expediente

b. Huellas dactilares

8.4 Datos generales de la persona que funja como tutor o representante jurídico

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Género

d. Edad

e. Parentesco

f. Estado civil

g. Número telefónico con lada

h. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

i. Escolaridad

j. Correo electrónico

k. Domicilio

8.5 Restitución de derechos

a. ¿Cuál es la medida de protección dictada?

b. ¿Qué derecho restituye la medida, acorde al artículo 13 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes?

c. ¿Qué se solicita en la medida?

d. ¿A quién se solicita la medida?

e. ¿Cuál es el estado del cumplimiento de la medida?

8.6 Egreso

a. Causas de egreso

b. Fecha de egreso

TERCERA. “SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE” se compromete a enviar a la “Procuraduría Federal de Protección”, la información que se genere de los registros a que alude la cláusula anterior, con una periodicidad mensual, dentro de los primeros cinco días hábiles del mes siguiente, en formato electrónico definido previamente por “LAS PARTES” y separado acorde a los módulos que le correspondan.

CUARTA. “LAS PARTES” acuerdan que la información proporcionada será empleada para la publicación de resultados en su versión pública, en el portal electrónico del “DIF NACIONAL”, así como para la generación de indicadores que alimenten al Sistema Nacional de Información que administra el Sistema Nacional de Protección Integral de Niñas, Niños y Adolescentes.

QUINTA. Para el adecuado funcionamiento del presente Instrumento, “LAS PARTES”, acuerdan que la administración y el uso de la información en posesión de cada una de ellas será empleada para efectos de consulta, generación de estadísticas e indicadores, en términos de los lineamientos de la Ley de Protección de Datos personales y de las disposiciones jurídicas aplicables.

SEXTA. "LAS PARTES", acuerdan nombrar como enlaces para efectos del cumplimiento del objetivo del presente Convenio Específico a:

a) Por el "SISTEMA DIF ESTATAL CAMPECHE" se nombra a la Mtra. Teresita de Atocha Rodríguez Chí, con cargo de Procuradora de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes del Estado, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando "LAS PARTES" decidan su cambio.

b) Por el "DIF NACIONAL", se nombra al Lic. Luis Enrique Guerra García, con cargo de Procurador Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando "LAS PARTES" decidan su cambio.

SÉPTIMA. En torno al manejo de la diversa información señalada en las cláusulas que anteceden, "LAS PARTES" se comprometen a realizar dicho intercambio de información con apego a lo dispuesto por la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental y demás normatividad aplicable. La información generada para el cumplimiento del objeto del presente Instrumento Jurídico deberá sujetarse a los principios de confidencialidad y reserva previstos en los citados ordenamientos.

OCTAVA. Las comunicaciones referentes a cualquier aspecto de este Convenio Específico de Colaboración, se deberán dirigir a los domicilios señalados en el apartado de declaraciones.

Los cambios de domicilio que efectúen "LAS PARTES", deberán notificarse dentro de los cinco días hábiles previos a la fecha del cambio, en caso contrario no se considerará como efectuado el cambio y cualquier notificación se entenderá como debidamente realizada cuando se envíe al domicilio originalmente declarado.

NOVENA. "LAS PARTES" convienen que la vigencia del presente Convenio Específico de Colaboración aplicará a partir de la fecha de su firma y hasta el 30 de noviembre de 2018.

DÉCIMA. El presente Convenio Específico de Colaboración se podrá dar por terminado mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

DÉCIMA PRIMERA. El presente Convenio Específico de Colaboración sólo podrá ser modificado y/o adicionado mediante la firma del Convenio Modificatorio por o Addendum según corresponda.

DÉCIMA SEGUNDA. "LAS PARTES" acuerdan que no existirá relación laboral alguna con la otra parte, respecto del personal que cada uno comisione para el cumplimiento del presente Convenio, por lo que en ningún caso se considerará patrón solidario, o sustituto, pues dicho personal conservará la relación laboral con la parte que originalmente le haya contratado.

DÉCIMA TERCERA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es público de acuerdo con lo señalado en los artículos 12 y 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública; sin embargo, guardarán confidencialidad estricta, respecto de la información que mutuamente se proporcionen o por aquella a la que tengan acceso con motivo de la ejecución de este Instrumento Jurídico, de manera especial la clasificada como confidencial o reservada en términos de lo estipulado Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable en la materia, salvo que se cuente con la previa autorización escrita de quien sea responsable de dicha información, debiendo asegurarse que, la información que se proporcione por el personal que cada una de "LAS PARTES" designe, sea manejada bajo estricta confidencialidad.

Las obligaciones previstas en esta cláusula permanecerán vigentes y serán exigibles aun en el caso de que "LAS PARTES" dieran por terminado de manera anticipada el presente Instrumento Jurídico o éste termine su vigencia.

El incumplimiento de la obligación de confidencialidad prevista en la presente cláusula podrá ser causa de responsabilidad en términos de lo previsto en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables.

DÉCIMA CUARTA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es producto de la buena fe, por lo que realizarán todas las acciones que estén a su alcance y sean inherentes a su cumplimiento; sin embargo, en caso de que existan controversias deberán solucionarse por las personas que para ello "LAS PARTES" designen por escrito para tal efecto.

DÉCIMA QUINTA. Todo lo no previsto en el presente Convenio Específico será resuelto de común acuerdo por "LAS PARTES".

Leído que fue el presente Convenio Específico de Colaboración y enteradas las partes de su contenido y alcance legal, lo firman por duplicado en la Ciudad de México, a los ocho días del mes de agosto de 2017.- Por el DIF Nacional: la Titular del Organismo, **Laura Barrera Fortoul**.- Rúbrica.- Por el Sistema DIF Estatal Campeche: la Directora General, **Silvia Elena Parrao Arceo**.- Rúbrica.

CONVENIO Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Chihuahua, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN, QUE SE CELEBRA DERIVADO DE LA CLÁUSULA SÉPTIMA DEL CONVENIO GENERAL DE COLABORACIÓN CORRESPONDIENTE; POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO EL "DIF NACIONAL", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR SU TITULAR, LA MTRA. LAURA BARRERA FORTOUL; Y POR LA OTRA PARTE, EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE CHIHUAHUA EN ADELANTE "DIF ESTATAL CHIHUAHUA", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR EL C.P. MARCO ANTONIO ORDÓÑEZ HERNÁNDEZ, EN SU CALIDAD DE DIRECTOR GENERAL INTERINO; A QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES" DE CONFORMIDAD CON LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone en su artículo 1o., que en los Estados Unidos Mexicanos todas las personas gozarán de los derechos humanos reconocidos en esta Constitución y en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano sea parte; así mismo, señala que todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad.

Por su parte, el artículo 4o. de dicha Constitución Federal, consagra que en todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos, así como su desarrollo integral, y que este principio guiará el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez.

II. Que la Convención sobre los Derechos del Niño adoptada por la Organización de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por el Estado Mexicano el 21 de septiembre de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1991, mandata en su artículo 3o. que en todas las medidas concernientes a los niños que todas las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas o los órganos legislativos, una consideración primordial a que se atenderá será el interés superior del niño.

Por otro lado, el artículo 19 de la citada Convención, establece que los Estados parte adoptarán las medidas legislativas, administrativas, sociales y educativas apropiadas para proteger al niño contra toda forma de perjuicio o abuso, descuido o trato negligente, malos tratos o explotación.

III. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en su Estrategia 1.5.2. de un México en Paz menciona lo siguiente: "Hacer frente a la violencia contra los niños, niñas y adolescentes en todas sus formas, sobre la base de una coordinación eficiente que asegure la participación de todos los sectores responsables de su prevención, atención, monitoreo y evaluación", particularmente en sus líneas de acción, establece los compromisos tendentes a prohibir y sancionar efectivamente todas las formas de violencia contra las niñas, niños y adolescentes, así como asegurar que aquellos que la han sufrido no sean revictimizados en el marco de los procesos de justicia y atención institucional; priorizar la prevención de la violencia contra los niños, niñas y adolescentes, abordando sus causas subyacentes y factores de riesgo integralmente; crear sistemas de denuncia accesibles y adecuados para que los niños, niñas y adolescentes, sus representantes u otras personas, denuncien de manera segura y confidencial toda forma de violencia; y promover la recopilación de datos de todas las formas de violencia contra los niños, niñas y adolescentes, que asegure un monitoreo, evaluación y retroalimentación sistemática.

IV. Que el 4 de diciembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "LA LEY", teniendo por objeto reconocer a niñas, niños y adolescentes como titulares de derechos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad; en los términos que establece el artículo 1o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; garantizar el pleno ejercicio, respeto, protección y promoción de sus derechos humanos conforme a lo establecido en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano forma parte; crear y regular la integración, organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Protección Integral de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, a efecto de que el Estado cumpla con su responsabilidad en la protección, prevención y restitución integral de los derechos de niñas, niños y adolescentes que

hayan sido vulnerados; establecer los criterios que orientarán la política nacional en materia de derechos de niñas, niños y adolescentes, así como las facultades, competencias, concurrencia y bases de coordinación entre la Federación, las entidades federativas, los municipios, así como las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México; la actuación de los Poderes Legislativo, Judicial y organismos constitucionales autónomos; establecer las bases generales para la participación de los sectores privado y social en las acciones tendentes a garantizar la protección y el ejercicio de los derechos de niñas, niños y adolescentes, así como a prevenir su vulneración.

V. Que el Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, señala en su artículo 2 fracciones IV, VI y XXXIII, las atribuciones que tiene como organismo, entre otros, la atribución de promover el desarrollo de la familia y de la comunidad e impulsar el sano crecimiento de la niñez y celebrar los convenios de colaboración y coordinación con Sistemas para el Desarrollo Integral de la Familia y homólogos de las entidades federativas.

VI. Que la Procuraduría Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "Procuraduría Federal de Protección", depende de la estructura del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, a fin de procurar la protección de Niñas, Niños y Adolescentes que prevé la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los Tratados Internacionales y demás disposiciones aplicables.

DECLARACIONES

I. EL "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004, respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 Su titular está facultada para celebrar el presente convenio de conformidad con los artículos 37, inciso h, de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; y 10, fracción XI de su Estatuto Orgánico, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

I.3 Tiene establecido su domicilio en el inmueble marcado con número 340 de la Avenida Emiliano Zapata, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, en la Ciudad de México, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este convenio, así como; de manera conjunta o indistinta, el ubicado en la calle de Francisco Sosa número 439, Colonia del Carmen, Delegación Coyoacán, Código Postal 04100, en la Ciudad de México, mismo que se señala para todos los fines y efectos legales de este convenio.

II. EL "DIF ESTATAL CHIHUAHUA" declara que:

II.1 Es un Organismo Público Descentralizado del Gobierno del Estado de Chihuahua con personalidad jurídica y patrimonio propios, regulado por la Ley de Asistencia Social Pública y Privada para el Estado de Chihuahua, publicada en el Periódico Oficial del Estado en fecha del 28 de octubre de 2009.

II.2 El C.P. Marco Antonio Ordóñez Hernández, acredita su personalidad como Director General Interino del Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Chihuahua, mediante Nombramiento otorgado en su favor en fecha veintitrés de marzo del año dos mil diecisiete, por el Lic. Javier Corral Jurado, Gobernador Constitucional del Estado de Chihuahua, teniendo por ende facultades plenas para suscribir el presente Convenio.

II.3 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente convenio, el ubicado en Avenida Tecnológico, número 2903, colonia Magisterial, Municipio de Chihuahua, Estado de Chihuahua, Código Postal 31310.

De conformidad con los artículos 1o. y 4o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 26, 29 fracción III, 107, 111, 112 y 122 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; "LAS PARTES" se comprometen de conformidad con las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA. El objetivo del presente Convenio Específico de Colaboración es establecer los mecanismos y procesos de coordinación para la captura, almacenamiento, envío y actualización de la información que conforma el sistema informático que administrará la "Procuraduría Federal de Protección" y para dar cumplimiento al segundo (II) eje temático del Convenio General de Colaboración firmado por "LAS PARTES" en fecha veintinueve de febrero del año dos mil dieciséis, en materia de prevención, promoción, protección y restitución de derechos de niñas, niños y adolescentes, atendiendo a lo dispuesto en "LA LEY", y de conformidad con los respectivos ámbitos de competencia concurrente, federal y local.

Al respecto, para mejor proveer en la aplicación del presente Convenio Específico de Colaboración, se reproduce el segundo (II) eje temático a saber:

II. Intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

SEGUNDA. Derivado del fundamento jurídico que enmarca el presente Convenio Específico de Colaboración y en función del Interés Superior de la Niñez; el "DIF ESTATAL CHIHUAHUA" realizará la captura y almacenamiento de los registros que a continuación se indican y que se han determinado mínimos para la implementación y actualización del sistema informático; para lo cual, de manera enunciativa y no limitativa, se señalan los siguientes módulos y registros:

1 DEL REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES SUSCEPTIBLES DE ADOPCIÓN A LOS QUE SE REFIERE LA FRACCIÓN III DEL ARTÍCULO 29 DE "LA LEY";

1.1 Respecto a las niñas, niños y adolescentes susceptibles de adopción

a. Número de expediente.

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s) de la niña, niño o adolescente

c. CURP

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Género

g. Escolaridad

h. Lugar donde se encuentra

i. Número de CAS

j. Acogimiento pre-adoptivo

k. Persona con Discapacidad, de qué tipo

1. Severidad de la discapacidad

2. Otro: Especifique

l. Situación jurídica

m. Diagnóstico médico

n. Diagnóstico psicológico

o. Diagnóstico de la vida diaria

p. Condición pedagógica

q. Información social

r. Perfil de necesidades de atención familiar

s. Requerimientos de atención a necesidades especiales

t. Hermanos: (de cada uno de ellos)

1. Número de hermanos

2. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

3. Edad

4. CURP

5. Número de expediente

1.2 Respecto a las personas solicitantes de adopción

a. Número de expediente del solicitante

b. Fecha de la solicitud de adopción

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. CURP

e. Fecha de nacimiento

f. Edad

g. Género

h. Domicilio

i. Teléfono

j. Correo electrónico

k. Escolaridad

l. Ocupación

m. Nacionalidad

n. País de residencia habitual

o. Estado de residencia habitual

p. Estado civil

q. Número de niñas, niños o adolescentes que tiene (n) la capacidad de adoptar

r. Género de la niña, niño o adolescente que desea(n) adoptar

s. Rango de edad de la niña, niño o adolescente que desea adoptar

t. Desea adoptar a una niña, niño o adolescente con algún tipo de discapacidad

u. ¿Cuenta con hijos?, ¿Cuántos?

v. ¿Tiene hijos biológicos o adoptivos?

w. ¿Edad de los hijos?

x. ¿Cuenta con dependientes económicos?, ¿Cuántos?

y. Diagnóstico social para adopción

z. Estudio psicológico para adopción.

aa. ¿Tipo de Certificado de Idoneidad?

bb. Certificado de idoneidad

cc. Tipo de adopción

1.3 Respecto a los procedimientos de adopción Nacional

a. Número de expediente Judicial

b. ¿Sistema en que se desarrolló el proceso judicial?

c. Tradicional

1. Fecha de inicio del procedimiento

2. Fecha del auto admisorio

3. Fecha de en que la sentencia causó ejecutoria

4. Fecha de conclusión del procedimiento

5. Razones por las que no se llevó a cabo la adopción

6. Resultado de la sentencia

7. Fecha de emisión de la sentencia

8. Autoridad que emite la sentencia

9. Fecha de inicio del procedimiento

10. Fecha del auto admisorio

d. Acusatorio adversarial

1. Fecha de audiencia

2. Fecha de emisión de la sentencia

3. Sentido de la sentencia

4. Autoridad que emite la sentencia

5. Información relevante

6. Fecha de Registro Civil

7. Número de acta

1.4 Respecto a los procedimientos de adopción Internacional

a. Número de Expediente Judicial

b. Fecha de inicio del procedimiento

c. Fecha de Auto Admisorio

d. Fecha de audiencia

e. Fecha de emisión de la sentencia

f. Fecha en que la sentencia causa ejecutoria

g. Autoridad que emite la sentencia

h. Fecha de certificación de Secretaría de Relaciones Exteriores

j. Fecha de inscripción al Registro Civil

k. Número de pasaporte

1.5 Respecto de las niñas, niños o adolescentes adoptados

a. Número de Expediente

b. Fecha de la entrega física de la niña, niño o adolescente, a los padres adoptivos

c. Fecha en la que la niña, niño o adolescente ingresó al país

d. Fecha en la que la niña, niño o adolescente salió del país

e. Primer apellido actual

f. Segundo apellido actual

g. Nombre(s) actual

h. CURP actual

i. Informe de seguimiento postadoptivo

j. Número de visitas

k. Fecha de la visita

l. Comentarios

m. Información sobre procedimientos previos de adopción

n. Especificar las causas

o. Cuenta con Expediente concluido

p. (En caso de haberlo) Resguardo del expediente

2 MÓDULO DE REGISTRO DE AUTORIZACIONES Y CANCELACIONES DE PROFESIONALES EN MATERIA DE TRABAJO SOCIAL, PSICOLOGÍA O CARRERAS AFINES QUE INTERVIENEN EN LOS PROCEDIMIENTOS DE ADOPCIÓN, ESTABLECIDOS EN LOS ARTÍCULOS 32 FRACCIÓN VII Y 33 DE "LA LEY";

2.1 Datos generales y específicos

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Género

c. Profesión

d. Fecha de expedición del título

e. Número de cédula profesional

f. RFC

g. Número de folio de autorización

h. Revocación de autorización, ¿sí o no, por qué?

i. Renovación, ¿sí o no?

j. Institución que propone al profesional

k. Constancia laboral

l. Organismo público que otorgó la autorización

3. MÓDULO DE REGISTRO DE REPORTES DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES EN SITUACIÓN DE MALTRATO, ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 47 DE "LA LEY";

3.1 Respecto de niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

a. Número de registro del caso

b. Fecha de recepción

c. Hora de recepción

d. Vía de recepción

De las niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

e. Número de niñas, niños y adolescentes reportados

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. CURP

h. Género

i. Edad

j. Escolaridad

k. ¿Es persona con discapacidad?

Maltrato reportado

l. Tipos de maltrato que vive la niña, niño o adolescente

m. Descripción sucinta de los hechos

Domicilio donde ocurrieron los hechos

n. Domicilio

3.2 Respecto de quien reporta

De la persona que reporta

a. Anónimo ¿sí o no?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. CURP

d. Sexo

e. Edad

f. Teléfono fijo

g. Teléfono celular

h. Domicilio

i. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.3 Datos de los presuntos agresores

a. Agresor identificado

b. ¿Cuántos agresores son?

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Apodo

e. Sexo

f. Edad

g. Ocupación

h. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.4. Datos del reporte

a. Nombre del servidor público que atiende el reporte

b. Fecha de inicio del trámite

c. Fecha de conclusión del trámite

d. Autoridad competente para la atención

e. Conclusión del reporte

4. MÓDULO DE REGISTRO DE FAMILIAS DE ACOGIDA, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 26 Y 111 FRACCIÓN II DE "LA LEY";

4.1) Datos generales de los integrantes de la familia

Del padre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudios

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudios

p. Teléfono laboral/estudios

De la madre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudio

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudio

p. Teléfono laboral/estudio

Datos Generales

a. ¿Cuántos hijos tienen?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Fecha de nacimiento de cada uno de ellos

d. Edad

e. Nacionalidad

f. Lugar de nacimiento

g. Escolaridad

4.2) Domicilio de la familia

q.

r. Teléfono móvil

s. Domicilio laboral/estudios

t. Teléfono laboral/estudios

De la madre

q. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

r. Fecha de nacimiento

s. Edad

t. Nacionalidad

u. Lugar de nacimiento

v. Escolaridad

w. Ocupación

x. Religión

y. Nombre de los padres

z. Estado civil

aa. Profesión

bb. Lugar de trabajo/estudio

cc. Teléfono fijo

dd. Teléfono móvil

ee. Domicilio laboral/estudio

ff. Teléfono laboral/estudio

Datos Generales

h. ¿Cuántos hijos tienen?

i. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

j. Fecha de nacimiento de cada uno de ellos

k. Edad

l. Nacionalidad

m. Lugar de nacimiento

n. Escolaridad

4.2) Domicilio de la familia

a. Domicilio

b. Media filiación de la niña, niño o adolescente que se acogerá a la familia

4.3) Datos generales de la persona que ejerce la guarda y custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Estado civil

c. Profesión

d. Lugar de trabajo/estudio

e. Domicilio laboral/estudio

f. Teléfono fijo

g. Teléfono móvil

h. Correo electrónico

i. ¿Ha tenido a una niña, niño o adolescente acogido con anterioridad?

4.4) Dependientes económicos

a. Número de dependientes económicos

Integrantes

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Edad

4.5) Ingresos y egresos mensuales de la familia

a. Ingresos

b. Egresos

4.6) Seguimiento

a. Frecuencia de visitas

b. Responsable del seguimiento

c. Fecha de visitas

d. Tipo de seguimiento

e. Observaciones

f. Informe mensual

4.7) Temporalidad

a. Inicio del acogimiento

b. Término del acogimiento

5. MÓDULO DE REGISTRO NACIONAL DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 112 Y 122 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

5.1) Datos de identificación del CAS

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. RFC

d. Tipo de CAS

e. Número de acta constitutiva

f. Notaría pública

g. Titular y/o responsable del CAS

h. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

i. Representante legal del CAS

j. Número de autorización/licencia expedida por la Procuraduría de Protección

k. Fecha de autorización o licencia

l. Domicilio del CAS

m. Teléfono fijo del CAS

n. Teléfono celular del CAS

o. Correo electrónico 1 del CAS

p. Correo electrónico 2 del CAS

q. Dimensiones físicas de superficie total del inmueble (en mts^2)

r. Dimensiones físicas de construcción del inmueble (en mts^2)

Servicios que brinda

a. Medicina

b. Nutrición

c. Psicología

d. Trabajo Social

e. Pedagogía

f. Jurídico

g. Puericultura

h. Fisioterapia

i. Otros servicios, ¿Cuáles?

5.2) Características del CAS

a. Rango de edades de las niñas, niños y adolescentes alojados

b. Género de las niñas, niños y adolescentes alojados

c. Capacidad máxima de alojamiento

d. Cantidad de niñas, niños y adolescentes que se está en condiciones de atender de conformidad con la capacidad presupuestal

e. ¿Brinda atención a niñas, niños o adolescentes con discapacidad? ¿Cuáles?

f. Número de niñas, niños y adolescentes con discapacidad atendidos en los últimos 12 meses

g. ¿Brinda atención a niñas, niños y adolescentes víctimas de delito?

h. Número de niñas, niños y adolescentes víctimas de delitos, atendidos en los últimos 12 meses

i. Ingresos y egresos de niñas, niños y adolescentes al CAS durante los últimos 12 meses

j. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

k. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

l. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

m. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

n. ¿Recibe a niñas, niños y adolescentes de otras entidades federativas?

o. ¿Brinda acogimiento a NNA migrantes no acompañados?

p. ¿Cuenta con instalaciones para acogimiento residencial en otras entidades federativas?

q. ¿Cuenta con servicios en modalidad de puerta abierta?

5.3) Profesiones en el CAS

a. Total de Personal Profesional

b. Medicina

c. Nutrición

d. Psicología

e. Trabajo Social

f. Pedagogía

g. Jurídico

h. Puericultura

j.

k. Fisioterapia

l. Otros servicios, ¿Cuáles?

5.2) Características del CAS

r. Rango de edades de las niñas, niños y adolescentes alojados

s. Género de las niñas, niños y adolescentes alojados

t. Capacidad máxima de alojamiento

u. Cantidad de niñas, niños y adolescentes que se está en condiciones de atender de conformidad con la capacidad presupuestal

v. ¿Brinda atención a niñas, niños o adolescentes con discapacidad? ¿Cuáles?

w. Número de niñas, niños y adolescentes con discapacidad atendidos en los últimos 12 meses

x. ¿Brinda atención a niñas, niños y adolescentes víctimas de delito?

y. Número de niñas, niños y adolescentes víctimas de delitos, atendidos en los últimos 12 meses

z. Ingresos y egresos de niñas, niños y adolescentes al CAS durante los últimos 12 meses

aa. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

bb. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

cc. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

dd. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

ee. ¿Recibe a niñas, niños y adolescentes de otras entidades federativas?

ff. ¿Brinda acogimiento a NNA migrantes no acompañados?

gg. ¿Cuenta con instalaciones para acogimiento residencial en otras entidades federativas?

hh. ¿Cuenta con servicios en modalidad de puerta abierta?

5.3) Profesiones en el CAS

a. Total de Personal Profesional

b. Medicina

c. Nutrición

d. Psicología

e. Trabajo Social

f. Pedagogía

g. Jurídico

h. Puericultura

i. Fisioterapia

j. Otros: especificar

5.4) Relación de personal (Se deberá capturar la siguiente información de cada uno de los Directivos, representantes legales, profesionales, no profesionales bajo contrato y voluntarios)

a. Tipo de personal

b. Puesto

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Instrucción profesional

e. Disciplina/Profesión

f. Cédula profesional

g. Función que desempeña

h. Jornada de trabajo

i. Teléfono 1

j. Teléfono 2

k. Correo electrónico 1

l. Correo electrónico 2

6. MÓDULO DE REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES BAJO CUSTODIA DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 111 FRACCIÓN II Y 112 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

6.1) Censo de población

a. Número de CAS

b. Número de expediente de la niña, niño o adolescente

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Fecha de ingreso al CAS

e. Motivo de ingreso al CAS

f. Género

g. Edad

h. País de origen

i. ¿Pertenece a alguna etnia o grupo indígena?

j. ¿Es persona con discapacidad?

k. ¿Padece de alguna enfermedad crónica o grave?

l. Descripción de la enfermedad

m. Último domicilio completo antes del ingreso al CAS (entidad federativa)

n. Escolaridad

Persona que ejerce la guarda o custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Domicilio

c. Teléfono 1:

d. Teléfono 2:

e. Correo electrónico

De la persona que ejerce la Tutela

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Teléfono 1:

c. Teléfono 2:

d. Correo electrónico

Del registro de niñas, niños y adolescentes

a. Documentos de identidad de la niña, niño o adolescente

b. Situación jurídica

c. Fecha de egreso

d. Motivo de egreso

e. Seguimiento al proceso de reincorporación social o familiar

7. MÓDULO DE REGISTRO DE RESULTADOS DE VISITAS DE SUPERVISIÓN A CAS, MANDATADO EN LOS ARTÍCULOS 112 PENÚLTIMO PÁRRAFO Y 113 DE "LA LEY";

7.1) Antecedentes-visitas previas

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. Tipo de CAS

d. Domicilio del CAS

e. Teléfono 1

f. Teléfono 2

g. Correo electrónico

h. Número de visitas previas durante los últimos 12 meses

i. Desglose las fechas de visitas y autoridad que practicó las visitas

j. Observaciones de las visitas

k. Se dio cumplimiento a las observaciones de las visitas

l. Motivo del incumplimiento

m. ¿Cuenta con material soporte de las visitas?

7.2) Resultados-visitas

a. Número de CAS

b. Fecha de la visita

c. Motivo de la visita

d. Autoridad responsable que realizó la visita

e. Personal del CAS que atendió la visita

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. Tipo de identificación

h. Observaciones formuladas

i. Recomendaciones formuladas

j. Temporalidad para atender observaciones y/o recomendaciones

k. Especificar si se dio intervención a una autoridad con motivo del resultado de la visita

Visitas de seguimiento de observaciones

a. ¿Cuántas visitas de seguimiento de observaciones?

b. Fecha de la visita

c. Tipo de observaciones y/o recomendaciones

d. Sanciones

e. Notas adicionales

8. MÓDULO DE EMISIÓN DE PLANES DE RESTITUCIÓN DE DERECHOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 116 FRACCIÓN IV Y 121 ÚLTIMO PÁRRAFO DE "LA LEY";

8.1) Datos generales de la niña, niño o adolescente

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Sexo

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Lugar de nacimiento

g. Nacionalidad

h. Idioma

i. Religión

j. ¿Pertenece a algún grupo étnico?, ¿Cuál?

k. Peso

l. Talla

m. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

n. Escolaridad

o. Domicilio

8.2 Datos de ingreso

a. Número de expediente

b. Fecha de ingreso

c. Motivo de ingreso

d. Situación migratoria

8.3) Ficha de identificación

a. Expediente

b. Huellas dactilares

8.4) Datos generales de la persona que funja como tutor o representante jurídico

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Género

d. Edad

e. Parentesco

f. Estado civil

g. Número telefónico con lada

h. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

i. Escolaridad

j. Correo electrónico

k. Domicilio

8.5) Restitución de derechos

a. ¿Cuál es la medida de protección dictada?

b. ¿Qué derecho restituye la medida, acorde al artículo 13 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes?

c. ¿Qué se solicita en la medida?

d. ¿A quién se solicita la medida?

e. ¿Cuál es el estado del cumplimiento de la medida?

8.6) Egreso

a. Causas de egreso

b. Fecha de egreso

TERCERA. El “DIF ESTATAL CHIHUAHUA” se compromete a enviar a la “Procuraduría Federal de Protección”, la información que se genere de los registros a que alude la cláusula anterior, con una periodicidad mensual, dentro de los primeros cinco días hábiles del mes siguiente, en formato electrónico definido previamente por “LAS PARTES” y separado acorde a los módulos que le correspondan.

CUARTA. “LAS PARTES” acuerdan que la información proporcionada será empleada para la publicación de resultados en su versión pública, en el portal electrónico del “DIF NACIONAL”, así como para la generación de indicadores que alimenten al Sistema Nacional de Información que administra el Sistema Nacional de Protección Integral de Niñas, Niños y Adolescentes.

QUINTA. Para el adecuado funcionamiento del presente instrumento, "LAS PARTES", acuerdan que la administración y el uso de la información en posesión de cada una de ellas será empleada para efectos de consulta, generación de estadísticas e indicadores, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables.

SEXTA. "LAS PARTES", acuerdan nombrar como enlaces para efectos del cumplimiento del objetivo del presente Convenio Específico a:

a) Por el "DIF ESTATAL CHIHUAHUA" se nombra a Lic. César Enrique Juárez, en su carácter de Procurador de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico, o cuando las partes decidan su cambio.

b) Por el "DIF NACIONAL", se nombra al Lic. Luis Enrique Guerra García, en su carácter de Procurador Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico, o cuando las partes decidan su cambio.

SÉPTIMA. En torno al manejo de la diversa información señalada en las cláusulas que anteceden, "LAS PARTES" se comprometen a realizar dicho intercambio de información con apego a lo dispuesto por la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental y demás normatividad aplicable. La información generada para el cumplimiento del objeto del presente instrumento jurídico deberá sujetarse a los principios de confidencialidad y reserva previstos en los citados ordenamientos.

OCTAVA. Las comunicaciones referentes a cualquier aspecto de este Convenio Específico de Colaboración, se deberán dirigir a los domicilios señalados en el apartado de declaraciones.

Los cambios de domicilio que efectúen "LAS PARTES", deberán notificarse dentro de los cinco días hábiles previos a la fecha del cambio, en caso contrario no se considerará como efectuado el cambio y cualquier notificación se entenderá como debidamente realizada cuando se envíe al domicilio originalmente declarado.

NOVENA. "LAS PARTES" convienen que la vigencia del presente Convenio Específico de Colaboración aplicará a partir de la fecha de su firma y hasta el 30 de noviembre de 2018.

DÉCIMA. El presente Convenio Específico de Colaboración se podrá dar por terminado mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

DÉCIMA PRIMERA. El presente Convenio Específico de Colaboración sólo podrá ser modificado y/o adicionado mediante la firma del Convenio Modificatorio respectivo.

DÉCIMA SEGUNDA. "LAS PARTES" acuerdan que no existirá relación laboral alguna con la otra parte, respecto del personal que cada uno comisione para el cumplimiento del presente convenio, por lo que en ningún caso se considerará patrón solidario, o sustituto, pues dicho personal conservará la relación laboral con la parte que originalmente le haya contratado.

DÉCIMA TERCERA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es público de acuerdo con lo señalado en los artículos 12 y 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública; sin embargo, guardarán confidencialidad estricta, respecto de la información que mutuamente se proporcionen o por aquella a la que tengan acceso con motivo de la ejecución de este instrumento jurídico, de manera especial la clasificada como confidencial o reservada en términos de lo estipulado Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable en la materia, salvo que se cuente con la previa autorización escrita de quien sea responsable de dicha información, debiendo asegurarse que, la información que se proporcione por el personal de cada una de "LAS PARTES" designe, sea manejada bajo estricta confidencialidad.

Las obligaciones previstas en esta cláusula permanecerán vigentes y serán exigibles aun en el caso de que "LAS PARTES" dieran por terminado de manera anticipada el presente instrumento jurídico o éste termine su vigencia.

El incumplimiento de la obligación de confidencialidad prevista en la presenta cláusula podrá ser causa de responsabilidad en términos de lo previsto en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables.

DÉCIMA CUARTA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es producto de la buena fe, por lo que realizarán todas las acciones que estén a su alcance y sean inherentes a su cumplimiento; sin embargo, en caso de que existan controversias deberán solucionarse por las personas que para ello "LAS PARTES" designen por escrito para tal efecto.

Leído que fue el presente Convenio Específico de Colaboración y enteradas las partes de su contenido y alcance legal, lo firman por triplicado en la Ciudad de México, a los 5 días del mes de julio de 2017.- Por el DIF Nacional: la Titular, **Laura Barrera Fortoul**.- Rúbrica.- Por el DIF Estatal Chihuahua: el Director General Interino, **Marco Antonio Ordóñez Hernández**.- Rúbrica.

CONVENIO Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Colima, para asesoría en el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN, QUE SE CELEBRA DERIVADO DE LA CLÁUSULA SÉPTIMA DEL CONVENIO GENERAL DE COLABORACIÓN CORRESPONDIENTE; POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO EL "DIF NACIONAL", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR SU TITULAR, LA MTRA. LAURA BARRERA FORTOUL; Y POR LA OTRA PARTE, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE COLIMA EN ADELANTE "DIF ESTATAL COLIMA", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR LA DRA. EN C. MAYRÉN POLANCO GAYTÁN EN SU CALIDAD DE DIRECTORA GENERAL; A QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES" DE CONFORMIDAD CON LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone en su artículo 1o., que en los Estados Unidos Mexicanos todas las personas gozarán de los derechos humanos reconocidos en dicha Constitución y en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano sea parte; así mismo, señala que todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad.

Por su parte, el artículo 4o. de dicha Constitución Federal, consagra que en todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos, así como su desarrollo integral, y que este principio guiará el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez.

II. Que la Convención sobre los Derechos del Niño adoptada por la Organización de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por el Estado Mexicano el 21 de septiembre de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1991, mandata en su artículo 3o. que en todas las medidas concernientes a los niños que todas las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas o los órganos legislativos, una consideración primordial a que se atenderá será el interés superior del niño.

Por otro lado, el artículo 19 de la citada Convención, establece que los Estados parte adoptarán las medidas legislativas, administrativas, sociales y educativas apropiadas para proteger al niño contra toda forma de perjuicio o abuso, descuido o trato negligente, malos tratos o explotación.

III. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en su Estrategia 1.5.2. de un México en Paz menciona lo siguiente: "Hacer frente a la violencia contra los niños, niñas y adolescentes en todas sus formas, sobre la base de una coordinación eficiente que asegure la participación de todos los sectores responsables de su prevención, atención, monitoreo y evaluación", particularmente en sus líneas de acción, establece los compromisos tendentes a prohibir y sancionar efectivamente todas las formas de violencia contra las niñas, niños y adolescentes, así como asegurar que aquellos que la han sufrido no sean revictimizados en el marco de los procesos de justicia y atención institucional; priorizar la prevención de la violencia contra los niños, niñas y adolescentes, abordando sus causas subyacentes y factores de riesgo integralmente; crear sistemas de denuncia accesibles y adecuados para que los niños, niñas y adolescentes, sus representantes u otras personas, denuncien de manera segura y confidencial toda forma de violencia; y promover la recopilación de datos de todas las formas de violencia contra los niños, niñas y adolescentes, que asegure un monitoreo, evaluación y retroalimentación sistemática.

IV. Que el 4 de diciembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "LA LEY", teniendo por objeto reconocer a niñas, niños y adolescentes como titulares de derechos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad; en los términos que establece el artículo 1o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; garantizar el pleno ejercicio, respeto, protección y promoción de sus derechos humanos conforme a lo establecido en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano forma parte; crear y regular la integración, organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Protección Integral de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, a efecto de que el Estado cumpla con su responsabilidad en la protección, prevención y restitución integral de los derechos de niñas, niños y adolescentes que hayan sido vulnerados; establecer los criterios que orientarán la política nacional en materia de

derechos de niñas, niños y adolescentes, así como las facultades, competencias, concurrencia y bases de coordinación entre la Federación, las entidades federativas, los municipios, así como las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México; la actuación de los Poderes Legislativo, Judicial y organismos constitucionales autónomos; establecer las bases generales para la participación de los sectores privado y social en las acciones tendentes a garantizar la protección y el ejercicio de los derechos de niñas, niños y adolescentes, así como a prevenir su vulneración.

V. Que el Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, señala en su artículo 2 fracciones IV, VI y XXXIII, las atribuciones que tiene como organismo, entre otros, la atribución de promover el desarrollo de la familia y de la comunidad e impulsar el sano crecimiento de la niñez y celebrar los convenios de colaboración y coordinación con Sistemas para el Desarrollo Integral de la Familia y homólogos de las entidades federativas.

VI. Que la Procuraduría Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "Procuraduría Federal de Protección", depende de la estructura del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, a fin de procurar la protección de Niñas, Niños y Adolescentes que prevé la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los Tratados Internacionales y demás disposiciones aplicables.

DECLARACIONES

I. "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004, respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 Su titular está facultada para celebrar el presente Convenio de conformidad con los artículos 37, inciso h, de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; y 10, fracción XI de su Estatuto Orgánico, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

I.3 Tiene establecido su domicilio en el inmueble marcado con número 340 de la Avenida Emiliano Zapata, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, en la Ciudad de México, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio, así como; de manera conjunta e indistinta, el ubicado en la calle de Francisco Sosa número 439, Colonia del Carmen, Delegación Coyoacán, Código Postal 04100, en la Ciudad de México, mismo que se señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio.

II. "DIF ESTATAL COLIMA" declara que:

II.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, regulado mediante la Ley del Sistema de Asistencia Social para el Estado de Colima, aprobada mediante Decreto 587, publicado en el Periódico Oficial del Estado de Colima, con fecha del 1o. (primero) de septiembre del año 2012, cuya personalidad consta en el artículo 56 de la citada Ley.

II.2 La Dra. en C. Mayrén Polanco Gaytán, es Directora General, quien tiene facultades para representarlo de conformidad por lo dispuesto en las fracciones VII y VIII del artículo 73 de la Ley del Sistema de Asistencia Social para el Estado de Colima.

II.3 La Dra. en C. Mayrén Polanco Gaytán, acredita su personalidad como Directora General del Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Colima, mediante Nombramiento otorgado en su favor en fecha 11 de febrero de 2016, por el Lic. José Ignacio Peralta Sánchez, Gobernador Constitucional del Estado de Colima, teniendo por ende facultades plenas para suscribir el presente Convenio.

II.4 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente Convenio, el ubicado en la calle Encino, número 530, Fraccionamiento Rinconada del Pereyra, en el municipio de Colima, Colima, con Código Postal 28078.

De conformidad con los artículos 1o. y 4o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 26, 29 fracción III, 48, 107, 111, 112 y 122 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; "LAS PARTES" se comprometen de conformidad con las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA. El objeto del presente Convenio Específico de Colaboración es impulsar la homologación de requisitos para constituirse como Familia de Acogida a través de la "Procuraduría Federal de Protección" y para dar cumplimiento al tercer eje temático del Convenio General de Colaboración firmado por "LAS PARTES" en fecha veintinueve de febrero del año dos mil dieciséis, respecto de diseñar mecanismos tendientes a homologar lineamientos y procedimientos de restitución de derechos; así como modelos, protocolos y demás herramientas metodológicas de prevención, promoción, protección y actuación en materia de infancia y adolescencia atendiendo a lo dispuesto en "LA LEY", y de conformidad con los respectivos ámbitos de competencia concurrente, federal y local.

Al respecto, para un mejor proveer en la aplicación del presente Convenio Específico de Colaboración se reproduce el tercer eje temático a saber:

III. Asesoría para el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos.

SEGUNDA. Derivado del fundamento jurídico que enmarca el presente Convenio Específico de Colaboración y en función del Interés Superior de la Niñez; "DIF ESTATAL COLIMA" se compromete a promover la homologación de los requisitos para constituirse como Familia de Acogida, con el fin de garantizar que las familias interesadas en solicitar la autorización para constituirse como Familia de Acogida, además de cumplir con los requisitos previstos en los artículos 62 en relación con el 72 del Reglamento de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, deberán proporcionar la siguiente información complementaria:

I. El escrito al que hace referencia el artículo 72 fracción primera, deberá de ir debidamente firmado por el o las partes interesadas. Cuando se trate de un matrimonio por ambos miembros;

II. Cédula Única del Registro de Población de cada uno de los integrantes de la familia;

III. Identificación oficial con fotografía de la o las personas solicitantes expedida por la autoridad oficial credencial de elector, pasaporte o cédula profesional;

IV. Comprobante de domicilio, en caso de que se cuente con más de un domicilio se presentará el comprobante de cada uno de los domicilios reportados;

V. Domicilio para oír y recibir notificaciones;

VI. Original y copia de título de propiedad del o los inmuebles señalado como domicilio familiar en donde se pretenda acoger a la niña, niño o adolescente o contrato de compraventa del inmueble realizado ante notario, o en su caso el contrato de arrendamiento a favor del o los solicitantes;

VII. En caso de no contar con el requisito anterior, se podrá presentar documento expedido por el Registro Público de la Propiedad del lugar donde se encuentre el inmueble, en donde se acredite la propiedad de éste;

VIII. Copia certificada del acta de nacimiento de la o las personas solicitantes del acogimiento;

IX. En su caso copia certificada del acta de matrimonio o acta, constancia o certificado de concubinato emitido por autoridad judicial;

X. Comprobante de ingresos el cual podrá ser recibo de nómina de los tres últimos meses expedido por la empresa o institución pública donde labora. En el caso de que ambos solicitantes trabajen, será requerido el comprobante de ingresos de ambos;

XI. Constancia de servicios, expedida por la empresa o institución donde labora(n) en la que señale como mínimo, la antigüedad en el trabajo laboral y sueldo mensual;

XII. En caso de no contar con ninguno de los requisitos señalados en las fracciones VI y VII del presente artículo, se podrán presentar los tres últimos estados de cuenta con sello y firma de la institución bancaria correspondiente; o declaración anual de impuestos en donde se avalen los ingresos del año fiscal inmediato anterior a que se presente la solicitud;

XIII. Resultado de la evaluación integral de la Familia de Acogida que determine su aptitud para proveer cuidados alternativos con base en las necesidades específicas de la niña, niño o adolescente;

XIV. Resultado de la evaluación del desempeño de la familia de acogida, realizada por el equipo multidisciplinario de la Procuraduría de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes del Estado de Colima.

XV. Examen médico practicado a cada integrante de la familia, expedido por el IMSS, ISSSTE o por Institución Pública del Sector Salud según sea el caso, (con vigencia de 45 días naturales a partir de su expedición).

XVI. Resultados de la valoración psicológica a cada integrante de la familia practicada por un profesional en la materia, que cuente con su debido nombramiento y con la autorización correspondiente para tal fin, expedida por el personal especializado del DIF Estatal Colima.

XVII. Estudio socioeconómico practicado por un profesionista en trabajo social, que cuente con su debido nombramiento y con la autorización correspondiente para tal fin, expedida por el DIF Estatal Colima.

XVIII. Constancia de haber tomado el Curso de Capacitación sobre Familia de Acogida a que hace referencia el artículo 63 del Reglamento de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; y

XIX. Carta de Antecedentes No Penales del o los solicitantes.

TERCERA. "LAS PARTES" acuerdan que la información señalada en la cláusula anterior, será considerada como requisitos mínimos para fungir como Familia de Acogida.

CUARTA. Para el adecuado funcionamiento del presente Instrumento, "LAS PARTES", acuerdan que la administración y el uso de la información en posesión de cada una de ellas será empleada para efectos de consulta, generación de estadísticas e indicadores, en términos de los lineamientos de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y de las disposiciones jurídicas aplicables.

QUINTA. "LAS PARTES", acuerdan nombrar como enlaces para efectos del cumplimiento del objetivo del presente Convenio Específico a:

a) Por "DIF ESTATAL COLIMA" se nombra al Lic. Adrián Menchaca García, en su carácter de Procurador de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes en el Estado de Colima, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

b) Por "DIF NACIONAL", se nombra al Lic. Luis Enrique Guerra García, en su carácter de Procurador Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

SEXTA. Las comunicaciones referentes a cualquier aspecto de este Convenio Específico de Colaboración, se deberán dirigir a los domicilios señalados en el apartado de declaraciones.

Los cambios de domicilio que efectúen "LAS PARTES", deberán notificarse dentro de los cinco días hábiles previos a la fecha del cambio, en caso contrario no se considerará como efectuado y cualquier notificación se entenderá como debidamente realizada cuando se envíe al domicilio originalmente declarado.

SÉPTIMA. "LAS PARTES" convienen que la vigencia del presente Convenio Específico de Colaboración aplicará a partir de la fecha de su firma y hasta el 30 de noviembre de 2018.

OCTAVA. El presente Convenio Específico de Colaboración se podrá dar por terminado mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

NOVENA. El presente Convenio Específico de Colaboración sólo podrá ser modificado y/o adicionado mediante la firma del Convenio Modificatorio o Addendum según corresponda.

DÉCIMA. "LAS PARTES" acuerdan que no existirá relación laboral alguna con la otra parte, respecto del personal que cada uno comisione para el cumplimiento del presente Convenio, por lo que en ningún caso se considerará patrón solidario, o sustituto, pues dicho personal conservará la relación laboral con la parte que originalmente le haya contratado.

DÉCIMA PRIMERA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es público de acuerdo con lo señalado en los artículos 12 y 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública; sin embargo, guardarán confidencialidad estricta, respecto de la información que mutuamente se proporcionen o por aquella a la que tengan acceso con motivo de la ejecución de este Instrumento Jurídico, de manera especial la clasificada como confidencial o reservada en términos de lo estipulado Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable en la materia, salvo que se cuente con la previa autorización escrita de quien sea responsable de dicha información, debiendo asegurarse que, la información que se proporcione por el personal de cada una de "LAS PARTES" designe, sea manejada bajo estricta confidencialidad.

Las obligaciones previstas en esta cláusula permanecerán vigentes y serán exigibles aun en el caso de que "LAS PARTES" dieran por terminado de manera anticipada el presente Instrumento Jurídico o éste termine su vigencia.

El incumplimiento de la obligación de confidencialidad prevista en la presenta cláusula podrá ser causa de responsabilidad en términos de lo previsto en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables.

DÉCIMA SEGUNDA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es producto de la buena fe, por lo que realizarán todas las acciones que estén a su alcance y sean inherentes a su cumplimiento; sin embargo, en caso de que existan controversias deberán solucionarse por las personas que para ello "LAS PARTES" designen por escrito para tal efecto.

Leído que fue el presente Convenio Específico de Colaboración y enteradas las partes de su contenido y alcance legal, lo firman por triplicado en la Ciudad de México, a los 10 días del mes de julio del año 2017.- Por el DIF Nacional: la Titular del Organismo, **Laura Barrera Fortoul**.- Rúbrica.- Por el DIF Estatal Colima: la Directora General, **Mayrén Polanco Gaytán**.- Rúbrica.

CONVENIO Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, para el intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN, QUE SE CELEBRA DERIVADO DE LA CLAÚSULA SÉPTIMA DEL CONVENIO GENERAL DE COLABORACIÓN CORRESPONDIENTE; POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO EL "DIF NACIONAL", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR SU TITULAR, LA MTRA. LAURA BARRERA FORTOUL; Y POR LA OTRA PARTE, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE HIDALGO EN ADELANTE "DIF ESTATAL HIDALGO", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR LA L.A.P, PATRICIA MARCELA GONZÁLEZ VALENCIA EN SU CALIDAD DE DIRECTORA GENERAL; A QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES" DE CONFORMIDAD CON LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone en su artículo 1o., que en los Estados Unidos Mexicanos todas las personas gozarán de los derechos humanos reconocidos en dicha Constitución y en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano sea parte; así mismo, señala que todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad.

Por su parte, el artículo 4o. de dicha Constitución Federal, consagra que en todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos, así como su desarrollo integral, y que este principio guiará el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez.

II. Que la Convención sobre los Derechos del Niño adoptada por la Organización de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por el Estado Mexicano el 21 de septiembre de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1991, mandata en su artículo 3o. que en todas las medidas concernientes a los niños que todas las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas o los órganos legislativos, una consideración primordial a que se atenderá será el interés superior del niño.

Por otro lado, el artículo 19 de la citada Convención, establece que los Estados parte adoptarán las medidas legislativas, administrativas, sociales y educativas apropiadas para proteger al niño contra toda forma de perjuicio o abuso, descuido o trato negligente, malos tratos o explotación.

III. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2013 - 2018, en su Estrategia 1.5.2. de un México en Paz menciona lo siguiente: "Hacer frente a la violencia contra los niños, niñas y adolescentes en todas sus formas, sobre la base de una coordinación eficiente que asegure la participación de todos los sectores responsables de su prevención, atención, monitoreo y evaluación", particularmente en sus líneas de acción, establece los compromisos tendentes a prohibir y sancionar efectivamente todas las formas de violencia contra las niñas, niños y adolescentes, así como asegurar que aquellos que la han sufrido no sean revictimizados en el marco de los procesos de justicia y atención institucional; priorizar la prevención de la violencia contra los niños, niñas y adolescentes, abordando sus causas subyacentes y factores de riesgo integralmente; crear sistemas de denuncia accesibles y adecuados para que los niños, niñas y adolescentes, sus representantes u otras personas, denuncien de manera segura y confidencial toda forma de violencia; y promover la recopilación de datos de todas las formas de violencia contra los niños, niñas y adolescentes, que asegure un monitoreo, evaluación y retroalimentación sistemática.

IV. Que el 4 de diciembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "LA LEY", teniendo por objeto reconocer a niñas, niños y adolescentes como titulares de derechos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad; en los términos que establece el artículo 1o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; garantizar el pleno ejercicio, respeto, protección y promoción de sus derechos humanos conforme a lo establecido en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano forma parte; crear y regular la integración, organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Protección Integral de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, a efecto de que el Estado cumpla con su responsabilidad en la protección, prevención y restitución integral de los derechos de niñas, niños y adolescentes que

hayan sido vulnerados; establecer los criterios que orientarán la política nacional en materia de derechos de niñas, niños y adolescentes, así como las facultades, competencias, concurrencia y bases de coordinación entre la Federación, las entidades federativas, los municipios, así como las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México; la actuación de los Poderes Legislativo, Judicial y organismos constitucionales autónomos; establecer las bases generales para la participación de los sectores privado y social en las acciones tendentes a garantizar la protección y el ejercicio de los derechos de niñas, niños y adolescentes, así como a prevenir su vulneración.

V. Que el Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, señala en su artículo 2 fracciones IV, VI y XXXIII, las atribuciones que tiene como organismo, entre otros, la atribución de promover el desarrollo de la familia y de la comunidad e impulsar el sano crecimiento de la niñez y celebrar los convenios de colaboración y coordinación con Sistemas para el Desarrollo Integral de la Familia y homólogos de las entidades federativas.

VI. Que la Procuraduría Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "Procuraduría Federal de Protección", depende de la estructura del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, a fin de procurar la protección de Niñas, Niños y Adolescentes que prevé la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los Tratados Internacionales y demás disposiciones aplicables.

DECLARACIONES

I. "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004, respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 Su titular está facultada para celebrar el presente Convenio de conformidad con los artículos 37, inciso h, de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; y 10, fracción XI de su Estatuto Orgánico, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

I.3 Tiene establecido su domicilio en el inmueble marcado con número 340 de la Avenida Emiliano Zapata, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, en la Ciudad de México, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio, así como; de manera conjunta e indistinta, el ubicado en la calle de Francisco Sosa número 439, Colonia del Carmen, Delegación Coyoacán, Código Postal 04100, en la Ciudad de México, mismo que se señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio.

II. "DIF ESTATAL HIDALGO" declara que:

II.1 Es un Organismo Descentralizado del Administración Pública con personalidad jurídica y patrimonio propio, sectorizado a la Secretaría de Desarrollo Social, de conformidad con el decreto No. 276 que contiene la Ley de Asistencia Social para el Estado de Hidalgo, publicado en alcance al Periódico Oficial de fecha 30 de julio del año 2012, que tiene como objeto promover y realizar servicios y acciones en materia de Asistencia Social en corresponsabilidad con las Instituciones Públicas, Privadas y de la Sociedad en General.

II.2 La L.A.P. Patricia Marcela González Valencia, es Directora General, quien tiene facultades para representarlo de conformidad por lo dispuesto en el artículo 36 fracciones I y XIII de la Ley de Asistencia Social para el Estado de Hidalgo.

II.3 La L.A.P. Patricia Marcela González Valencia, acredita su personalidad como Directora General del Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, mediante nombramiento otorgado en su favor en fecha 19 de septiembre de 2016, por el Lic. Omar Fayad Meneses, Gobernador Constitucional del Estado de Hidalgo, teniendo por ende facultades plenas para suscribir el presente Convenio.

II.4 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente Convenio, el ubicado en inmueble marcado con número 100 de la Calle Salazar Carlos Martínez Balmori, Colonia Centro, Código Postal 42000, Pachuca de Soto, Hidalgo.

De conformidad con los artículos 1o. y 4o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 26, 29 fracción III, 107, 111, 112 y 122 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; "LAS PARTES" se comprometen de conformidad con las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA. El objeto del presente Convenio Específico de Colaboración es establecer los mecanismos y procesos de coordinación para la captura, almacenamiento, envío y actualización de la información que conforma el sistema informático que administrará la "Procuraduría Federal de Protección" y para dar cumplimiento al segundo eje temático del Convenio General de Colaboración firmado por "LAS PARTES" en fecha veintinueve de febrero del año dos mil dieciséis, en materia de prevención, promoción, protección y restitución de derechos de niñas, niños y adolescentes, atendiendo a lo dispuesto en "LA LEY", y de conformidad con los respectivos ámbitos de competencia concurrente, federal y local.

Al respecto, para mejor proveer en la aplicación del presente Convenio Específico de Colaboración, se reproduce el segundo eje temático a saber:

II. Intercambio de información para la implementación y actualización de sistemas, registros y bases de datos.

SEGUNDA. Derivado del fundamento jurídico que enmarca el presente Convenio Específico de Colaboración y en función del Interés Superior de la Niñez; "DIF ESTATAL HIDALGO" realizará la captura y almacenamiento de los registros que a continuación se indican y que se han determinado mínimos para la implementación y actualización del sistema informático; para lo cual, de manera enunciativa y no limitativa, se señalan los siguientes módulos y registros:

1 DEL REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES SUSCEPTIBLES DE ADOPCIÓN A LOS QUE SE REFIERE LA FRACCIÓN III DEL ARTÍCULO 29 DE "LA LEY";

1.1 Respecto a las niñas, niños y adolescentes susceptibles de adopción

a. Número de expediente.

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre (s) de la niña, niño o adolescente

c. CURP

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Género

g. Escolaridad

h. Lugar donde se encuentra

i. Número de CAS

j. Acogimiento pre-adoptivo

k. Persona con Discapacidad, de qué tipo

1. Severidad de la discapacidad

2. Otro: Especifique

l. Situación jurídica

m. Diagnóstico médico

n. Diagnóstico psicológico

o. Diagnóstico de la vida diaria

p. Condición pedagógica

q. Información social

r. Perfil de necesidades de atención familiar

s. Requerimientos de atención a necesidades especiales

t. Hermanos: (de cada uno de ellos)

1. Número de hermanos

2. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

3. Edad

4. CURP

5. Número de expediente

1.2 Respecto a las personas solicitantes de adopción

a. Número de expediente del solicitante

b. Fecha de la solicitud de adopción

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. CURP

e. Fecha de nacimiento

f. Edad

g. Género

h. Domicilio

i. Teléfono

j. Correo electrónico

k. Escolaridad

l. Ocupación

m. Nacionalidad

n. País de residencia habitual

o. Estado de residencia habitual

p. Estado civil

q. Número de niñas, niños o adolescentes que tiene(n) la capacidad de adoptar

r. Género de la niña, niño o adolescente que desea(n) adoptar

s. Rango de edad de la niña, niño o adolescente que desea adoptar

t. Desea adoptar a una niña, niño o adolescente con algún tipo de discapacidad

u. ¿Cuenta con hijos?, ¿Cuántos?

v. ¿Tiene hijos biológicos o adoptivos?

w. ¿Edad de los hijos?

x. ¿Cuenta con dependientes económicos?, ¿Cuántos?

y. Diagnóstico social para adopción

z. Estudio psicológico para adopción.

aa. ¿Tipo de Certificado de Idoneidad?

bb. Certificado de idoneidad

cc. Tipo de adopción

1.3 Respecto a los procedimientos de adopción Nacional

a. Número de expediente Judicial

b. ¿Sistema en que se desarrolló el proceso judicial?

c. Tradicional

1. Fecha de inicio del procedimiento

2. Fecha del auto admisorio

3. Fecha de en que la sentencia causó ejecutoria

4. Fecha de conclusión del procedimiento

5. Razones por las que no se llevó a cabo la adopción

6. Resultado de la sentencia

7. Fecha de emisión de la sentencia

8. Autoridad que emite la sentencia

9. Fecha de inicio del procedimiento

10. Fecha del auto admisorio

d. Acusatorio adversarial

1. Fecha de audiencia
2. Fecha de emisión de la sentencia
3. Sentido de la sentencia
4. Autoridad que emite la sentencia
5. Información relevante
6. Fecha de Registro Civil
7. Número de acta

1.4 Respecto a los procedimientos de adopción Internacional

a. Número de Expediente Judicial

b. Fecha de inicio del procedimiento

c. Fecha de Auto Admisorio

d. Fecha de audiencia

e. Fecha de emisión de la sentencia

f. Fecha en que la sentencia causa ejecutoria

g. Autoridad que emite la sentencia

h. Fecha de certificación de Secretaría de Relaciones Exteriores

j. Fecha de inscripción al Registro Civil

k. Número de pasaporte

1.5 Respecto de las niñas, niños o adolescentes adoptados

a. Número de Expediente

b. Fecha de la entrega física de la niña, niño o adolescente, a los padres adoptivos

c. Fecha en la que la niña, niño o adolescente ingresó al país

d. Fecha en la que la niña, niño o adolescente salió del país

e. Primer apellido actual

f. Segundo apellido actual

g. Nombre (s) actual

h. CURP actual

i. Informe de seguimiento postadoptivo

j. Número de visitas

k. Fecha de la visita

l. Comentarios

m. Información sobre procedimientos previos de adopción

n. Especificar las causas

o. Cuenta con Expediente concluido

p. (En caso de haberlo) Resguardo del expediente

2 MÓDULO DE REGISTRO DE AUTORIZACIONES Y CANCELACIONES DE PROFESIONALES EN MATERIA DE TRABAJO SOCIAL, PSICOLOGÍA O CARRERAS AFINES QUE INTERVIENEN EN LOS PROCEDIMIENTOS DE ADOPCIÓN, ESTABLECIDOS EN LOS ARTÍCULOS 32 FRACCIÓN VII Y 33 DE "LA LEY";

2.1 Datos generales y específicos

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Género

c. Profesión

d. Fecha de expedición del título

e. Número de cédula profesional

f. RFC

g. Número de folio de autorización

h. Revocación de autorización, ¿sí o no, por qué?

i. Renovación, ¿sí o no?

j. Institución que propone al profesional

k. Constancia laboral

l. Organismo público que otorgó la autorización

3. MÓDULO DE REGISTRO DE REPORTES DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES EN SITUACIÓN DE MALTRATO, ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 47 DE "LA LEY";

3.1 Respecto de niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

a. Número de registro del caso

b. Fecha de recepción

c. Hora de recepción

d. Vía de recepción

De las niñas, niños y adolescentes en situación de maltrato

e. Número de niñas, niños y adolescentes reportados

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. CURP

h. Género

i. Edad

j. Escolaridad

k. ¿Es persona con discapacidad?

Maltrato reportado

l. Tipos de maltrato que vive la niña, niño o adolescente

m. Descripción sucinta de los hechos

Domicilio donde ocurrieron los hechos

n. Domicilio

3.2 Respecto de quien reporta

De la persona que reporta

a. Anónimo ¿sí o no?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. CURP

d. Sexo

e. Edad

f. Teléfono fijo

g. Teléfono celular

h. Domicilio

i. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.3 Datos de los presuntos agresores

a. Agresor identificado

b. ¿Cuántos agresores son?

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Apodo

e. Sexo

f. Edad

g. Ocupación

h. Parentesco o relación con la niña, niño o adolescente

3.4. Datos del reporte

a. Nombre del servidor público que atiende el reporte

b. Fecha de inicio del trámite

c. Fecha de conclusión del trámite

d. Autoridad competente para la atención

e. Conclusión del reporte

4. MÓDULO DE REGISTRO DE FAMILIAS DE ACOGIDA, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 26 Y 111 FRACCIÓN II DE "LA LEY";

4.1) Datos generales de los integrantes de la familia

Del padre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudios

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudios

p. Teléfono laboral/estudios

De la madre

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Fecha de nacimiento

c. Edad

d. Nacionalidad

e. Lugar de nacimiento

f. Escolaridad

g. Ocupación

h. Religión

i. Nombre de los padres

j. Estado civil

k. Profesión

l. Lugar de trabajo/estudio

m. Teléfono fijo

n. Teléfono móvil

o. Domicilio laboral/estudio

p. Teléfono laboral/estudio

Datos Generales

a. ¿Cuántos hijos tienen?

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Fecha de nacimiento de cada uno de ellos

d. Edad

e. Nacionalidad

f. Lugar de nacimiento

g. Escolaridad

4.2) Domicilio de la familia

a. Domicilio

b. Media filiación de la niña, niño o adolescente que se acogerá a la familia

4.3) Datos generales de la persona que ejerce la guarda y custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre (s)

b. Estado civil

c. Profesión

d. Lugar de trabajo/estudio

e. Domicilio laboral/estudio

f. Teléfono fijo

g. Teléfono móvil

h. Correo electrónico

i. ¿Ha tenido a una niña, niño o adolescente acogido con anterioridad?

4.4) Dependientes económicos

a. Número de dependientes económicos

Integrantes

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Edad

4.5) Ingresos y egresos mensuales de la familia

a. Ingresos

b. Egresos

4.6) Seguimiento

a. Frecuencia de visitas

b. Responsable del seguimiento

c. Fecha de visitas

d. Tipo de seguimiento

e. Observaciones

f. Informe mensual

4.7) Temporalidad

a. Inicio del acogimiento

b. Término del acogimiento

5. MÓDULO DE REGISTRO NACIONAL DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 112 Y 122 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

5.1) Datos de identificación del CAS

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. RFC

d. Tipo de CAS

e. Número de acta constitutiva

f. Notaría Pública

g. Titular y/o responsable del CAS

h. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

i. Representante legal del CAS

j. Número de autorización/licencia expedida por la Procuraduría de Protección

k. Fecha de autorización o licencia

l. Domicilio del CAS

m. Teléfono fijo del CAS

n. Teléfono celular del CAS

o. Correo electrónico 1 del CAS

p. Correo electrónico 2 del CAS

q. Dimensiones físicas de superficie total del inmueble (en mts^2)

r. Dimensiones físicas de construcción del inmueble (en mts^2)

Servicios que brinda

a. Medicina

b. Nutrición

c. Psicología

d. Trabajo Social

e. Pedagogía

f. Jurídico

g. Puericultura

h. Fisioterapia

i. Otros servicios, ¿Cuáles?

5.2) Características del CAS

a. Rango de edades de las niñas, niños y adolescentes alojados

b. Género de las niñas, niños y adolescentes alojados

c. Capacidad máxima de alojamiento

d. Cantidad de niñas, niños y adolescentes que se está en condiciones de atender de conformidad con la capacidad presupuestal

e. ¿Brinda atención a niñas, niños o adolescentes con discapacidad?, ¿Cuáles?

f. Número de niñas, niños y adolescentes con discapacidad atendidos en los últimos 12 meses

g. ¿Brinda atención a niñas, niños y adolescentes víctimas de delito?

h. Número de niñas, niños y adolescentes víctimas de delitos, atendidos en los últimos 12 meses

i. Ingresos y egresos de niñas, niños y adolescentes al CAS durante los últimos 12 meses

j. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

k. ¿Cuántos ingresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

l. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes mexicanos?

m. ¿Cuántos egresos de niñas, niños y adolescentes migrantes?

n. ¿Recibe a niñas, niños y adolescentes de otras entidades federativas?

o. ¿Brinda acogimiento a NNA migrantes no acompañados?

p. ¿Cuenta con instalaciones para acogimiento residencial en otras entidades federativas?

q. ¿Cuenta con servicios en modalidad de puerta abierta?

5.3) Profesiones en el CAS

a. Total de Personal Profesional

b. Medicina

c. Nutrición

d. Psicología

e. Trabajo Social

f. Pedagogía

g. Jurídico

h. Puericultura

i. Fisioterapia

j. Otros: especificar

5.4) Relación de personal (Se deberá capturar la siguiente información de cada uno de los Directivos, representantes legales, profesionales, no profesionales bajo contrato y voluntarios)

a. Tipo de personal

b. Puesto

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Instrucción profesional

e. Disciplina/Profesión

f. Cédula profesional

g. Función que desempeña

h. Jornada de trabajo

i. Teléfono 1

j. Teléfono 2

k. Correo electrónico 1

l. Correo electrónico 2

6. MÓDULO DE REGISTRO DE NIÑAS, NIÑOS Y ADOLESCENTES BAJO CUSTODIA DE CENTROS DE ASISTENCIA SOCIAL (CAS), ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 111 FRACCIÓN II Y 112 FRACCIÓN XII DE "LA LEY";

6.1) Censo de población

a. Número de CAS

b. Número de expediente de la niña, niño o adolescente

c. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

d. Fecha de ingreso al CAS

e. Motivo de ingreso al CAS

f. Género

g. Edad

h. País de origen

i. ¿Pertenece a alguna etnia o grupo indígena?

j. ¿Es persona con discapacidad?

k. ¿Padece de alguna enfermedad crónica o grave?

l. Descripción de la enfermedad

m. Último domicilio completo antes del ingreso al CAS (entidad federativa)

n. Escolaridad

Persona que ejerce la guarda o custodia

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

b. Domicilio

c. Teléfono 1:

d. Teléfono 2:

e. Correo electrónico

De la persona que ejerce la Tutela

a. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s).

b. Teléfono 1:

c. Teléfono 2:

d. Correo electrónico

Del registro de niñas, niños y adolescentes

a. Documentos de identidad de la niña, niño o adolescente

b. Situación jurídica

c. Fecha de egreso

d. Motivo de egreso

e. Seguimiento al proceso de reincorporación social o familiar

7. MÓDULO DE REGISTRO DE RESULTADOS DE VISITAS DE SUPERVISIÓN A CAS, MANDATADO EN LOS ARTÍCULOS 112 PENÚLTIMO PÁRRAFO Y 113 DE "LA LEY";

7.1) Antecedentes-visitas previas

a. Número de CAS

b. Nombre o razón social del CAS

c. Tipo de CAS

d. Domicilio del CAS

e. Teléfono 1

f. Teléfono 2

g. Correo electrónico

h. Número de visitas previas durante los últimos 12 meses

i. Desglose las fechas de visitas y autoridad que practicó las visitas

j. Observaciones de las visitas

k. Se dio cumplimiento a las observaciones de las visitas

l. Motivo del incumplimiento

m. ¿Cuenta con material soporte de las visitas?

7.2) Resultados-visitas

a. Número de CAS

b. Fecha de la visita

c. Motivo de la visita

d. Autoridad responsable que realizó la visita

e. Personal del CAS que atendió la visita

f. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

g. Tipo de identificación

h. Observaciones formuladas

i. Recomendaciones formuladas

j. Temporalidad para atender observaciones y/o recomendaciones

k. Especificar si se dio intervención a una autoridad con motivo del resultado de la visita

Visitas de seguimiento de observaciones

a. ¿Cuántas visitas de seguimiento de observaciones?

b. Fecha de la visita

c. Tipo de observaciones y/o recomendaciones

d. Sanciones

e. Notas adicionales

8. MÓDULO DE EMISIÓN DE PLANES DE RESTITUCIÓN DE DERECHOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN, ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 116 FRACCIÓN IV Y 121 ÚLTIMO PÁRRAFO DE "LA LEY";

8.1) Datos generales de la niña, niño o adolescente

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Sexo

d. Fecha de nacimiento

e. Edad

f. Lugar de nacimiento

g. Nacionalidad

h. Idioma

i. Religión

j. ¿Pertenece a algún grupo étnico?, ¿Cuál?

k. Peso

l. Talla

m. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

n. Escolaridad

o. Domicilio

8.2 Datos de ingreso

a. Número de expediente

b. Fecha de ingreso

c. Motivo de ingreso

d. Situación migratoria

8.3) Ficha de identificación

a. Expediente

b. Huellas dactilares

8.4) Datos generales de la persona que funja como tutor o representante jurídico

a. Número de expediente

b. Primer apellido, segundo apellido, nombre(s)

c. Género

d. Edad

e. Parentesco

f. Estado civil

g. Número telefónico con lada

h. ¿Es persona con discapacidad?, ¿Cuál?

i. Escolaridad

j. Correo electrónico

k. Domicilio

8.5) Restitución de derechos

a. ¿Cuál es la medida de protección dictada?

b. ¿Qué derecho restituye la medida, acorde al artículo 13 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes?

c. ¿Qué se solicita en la medida?

d. ¿A quién se solicita la medida?

e. ¿Cuál es el estado del cumplimiento de la medida?

8.6) Egreso

a. Causas de egreso

b. Fecha de egreso

TERCERA. "DIF ESTATAL HIDALGO" se compromete a enviar a la "Procuraduría Federal de Protección", la información que se genere de los registros a que alude la cláusula anterior, de forma trimestral, dentro de los primeros cinco días hábiles del mes siguiente, en formato electrónico definido previamente por "LAS PARTES" y separado acorde a los módulos que le correspondan.

CUARTA. "LAS PARTES" acuerdan que la información proporcionada será empleada para la publicación de resultados en su versión pública, en el portal electrónico del "DIF NACIONAL", así como para la generación de indicadores que alimenten al Sistema Nacional de Información que administra el Sistema Nacional de Protección Integral de Niñas, Niños y Adolescentes.

QUINTA. Para el adecuado funcionamiento del presente Instrumento, "LAS PARTES", acuerdan que la administración y el uso de la información en posesión de cada una de ellas será empleada para efectos de consulta, generación de estadísticas e indicadores, en términos de los lineamientos de la Ley General de Protección de Datos personales y de las disposiciones jurídicas aplicables.

SEXTA. "LAS PARTES", acuerdan nombrar como enlaces para efectos del cumplimiento del objetivo del presente Convenio Específico a:

a) Por "DIF ESTATAL HIDALGO" se nombra a la Lic. Laura Karina Ramírez Jiménez, en su carácter de Procuradora de Protección de Niñas, Niños, Adolescentes y la Familia del Estado de Hidalgo, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

b) Por el "DIF NACIONAL", se nombra al Lic. Luis Enrique Guerra García, en su carácter de Procurador Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

SÉPTIMA. En torno al manejo de la diversa información señalada en las cláusulas que anteceden, "LAS PARTES" se comprometen a realizar dicho intercambio de información con apego a lo dispuesto por la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y demás normatividad aplicable. La información generada para el cumplimiento del objeto del presente Instrumento Jurídico deberá sujetarse a los principios de confidencialidad y reserva previstos en los citados ordenamientos.

OCTAVA. Las comunicaciones referentes a cualquier aspecto de este Convenio Específico de Colaboración, se deberán dirigir a los domicilios señalados en el apartado de declaraciones.

Los cambios de domicilio que efectúen "LAS PARTES", deberán notificarse dentro de los cinco días hábiles previos a la fecha del cambio, en caso contrario no se considerará como efectuado el cambio y cualquier notificación se entenderá como debidamente realizada cuando se envíe al domicilio originalmente declarado.

NOVENA. "LAS PARTES" convienen que la vigencia del presente Convenio Específico de Colaboración aplicará a partir de la fecha de su firma y hasta el 30 de noviembre de 2018.

DÉCIMA. El presente Convenio Específico de Colaboración se podrá dar por terminado mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

DÉCIMA PRIMERA. El presente Convenio Específico de Colaboración sólo podrá ser modificado y/o adicionado mediante la firma del Convenio Modificatorio o Addendúm según corresponda.

DÉCIMA SEGUNDA. "LAS PARTES" acuerdan que no existirá relación laboral alguna con la otra parte, respecto del personal que cada uno comisione para el cumplimiento del presente Convenio, por lo que en ningún caso se considerará patrón solidario, o sustituto, pues dicho personal conservará la relación laboral con la parte que originalmente le haya contratado.

DÉCIMA TERCERA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es público de acuerdo con lo señalado en los artículos 12 y 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública; sin embargo, guardarán confidencialidad estricta, respecto de la información que mutuamente se proporcionen o por aquella a la que tengan acceso con motivo de la ejecución de este Instrumento Jurídico, de manera especial la clasificada como confidencial o reservada en términos de lo estipulado Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable en la materia, salvo que se cuente con la previa autorización escrita de quien sea responsable de dicha información, debiendo asegurarse que, la información que se proporcione por el personal de cada una de "LAS PARTES" designe, sea manejada bajo estricta confidencialidad.

Las obligaciones previstas en esta cláusula permanecerán vigentes y serán exigibles aun en el caso de que "LAS PARTES" dieran por terminado de manera anticipada el presente Instrumento Jurídico o éste termine su vigencia.

El incumplimiento de la obligación de confidencialidad prevista en la presenta cláusula podrá ser causa de responsabilidad en términos de lo previsto en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables.

DÉCIMA CUARTA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es producto de la buena fe, por lo que realizarán todas las acciones que estén a su alcance y sean inherentes a su cumplimiento; sin embargo, en caso de que existan controversias deberán solucionarse por las personas que para ello "LAS PARTES" designen por escrito para tal efecto.

Leído que fue el presente Convenio Específico de Colaboración y enteradas las partes de su contenido y alcance legal, lo firman por triplicado en la Ciudad de México, a los 5 días del mes de julio de 2017.- Por el DIF Nacional: el Titular del Organismo, **Laura Barrera Fortoul**.- Rúbrica.- Por el DIF Estatal Hidalgo: la Directora General, **Patricia Marcela González Valencia**.- Rúbrica.

CONVENIO Específico de Colaboración, derivado de la cláusula séptima del Convenio General de Colaboración correspondiente, que celebran el Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia y el Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, para asesoría en el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Salud.- Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.

CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN, QUE SE CELEBRA DERIVADO DE LA CLAÚSULA SÉPTIMA DEL CONVENIO GENERAL DE COLABORACIÓN CORRESPONDIENTE; POR UNA PARTE, EL SISTEMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA, EN LO SUCESIVO EL "DIF NACIONAL", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR SU TITULAR, LA MTRA. LAURA BARRERA FORTOUL; Y POR LA OTRA PARTE, EL SISTEMA PARA EL DESARROLLO INTEGRAL DE LA FAMILIA DEL ESTADO DE HIDALGO EN ADELANTE "DIF ESTATAL HIDALGO", REPRESENTADO EN ESTE ACTO POR LA L.A.P. PATRICIA MARCELA GONZÁLEZ VALENCIA EN SU CALIDAD DE DIRECTORA GENERAL; A QUIENES ACTUANDO DE MANERA CONJUNTA SE LES DENOMINARÁ "LAS PARTES" DE CONFORMIDAD CON LOS ANTECEDENTES, DECLARACIONES Y CLÁUSULAS SIGUIENTES:

ANTECEDENTES

I. Que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone en su artículo 1o., que en los Estados Unidos Mexicanos todas las personas gozarán de los derechos humanos reconocidos en dicha Constitución y en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano sea parte; así mismo, señala que todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad.

Por su parte, el artículo 4o. de dicha Constitución Federal, consagra que en todas las decisiones y actuaciones del Estado se velará y cumplirá el principio del interés superior de la niñez, garantizando de manera plena sus derechos, así como su desarrollo integral, y que este principio guiará el diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas dirigidas a la niñez.

II. Que la Convención sobre los Derechos del Niño adoptada por la Organización de las Naciones Unidas el 20 de noviembre de 1989, ratificada por el Estado Mexicano el 21 de septiembre de 1990 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1991, mandata en su artículo 3o. que en todas las medidas concernientes a los niños que todas las instituciones públicas o privadas de bienestar social, los tribunales, las autoridades administrativas o los órganos legislativos, una consideración primordial a que se atenderá será el interés superior del niño.

Por otro lado, el artículo 19 de la citada Convención, establece que los Estados parte adoptarán las medidas legislativas, administrativas, sociales y educativas apropiadas para proteger al niño contra toda forma de perjuicio o abuso, descuido o trato negligente, malos tratos o explotación.

III. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en su Estrategia 1.5.2. de un México en Paz menciona lo siguiente: "Hacer frente a la violencia contra los niños, niñas y adolescentes en todas sus formas, sobre la base de una coordinación eficiente que asegure la participación de todos los sectores responsables de su prevención, atención, monitoreo y evaluación", particularmente en sus líneas de acción, establece los compromisos tendentes a prohibir y sancionar efectivamente todas las formas de violencia contra las niñas, niños y adolescentes, así como asegurar que aquellos que la han sufrido no sean revictimizados en el marco de los procesos de justicia y atención institucional; priorizar la prevención de la violencia contra los niños, niñas y adolescentes, abordando sus causas subyacentes y factores de riesgo integralmente; crear sistemas de denuncia accesibles y adecuados para que los niños, niñas y adolescentes, sus representantes u otras personas, denuncien de manera segura y confidencial toda forma de violencia; y promover la recopilación de datos de todas las formas de violencia contra los niños, niñas y adolescentes, que asegure un monitoreo, evaluación y retroalimentación sistemática.

IV. Que el 4 de diciembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "LA LEY", teniendo por objeto reconocer a niñas, niños y adolescentes como titulares de derechos, de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad; en los términos que establece el artículo 1o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; garantizar el pleno ejercicio, respeto, protección y promoción de sus derechos humanos conforme a lo establecido en los tratados internacionales de los que el Estado Mexicano forma parte; crear y regular la integración, organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Protección Integral de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, a efecto de que el Estado cumpla con su responsabilidad en la protección, prevención y restitución integral de los derechos de niñas, niños y adolescentes que hayan sido vulnerados; establecer los criterios que orientarán la política nacional en materia de derechos de niñas, niños y adolescentes, así como las facultades, competencias, concurrencia y

bases de coordinación entre la Federación, las entidades federativas, los municipios, así como las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México; la actuación de los Poderes Legislativo, Judicial y organismos constitucionales autónomos; establecer las bases generales para la participación de los sectores privado y social en las acciones tendentes a garantizar la protección y el ejercicio de los derechos de niñas, niños y adolescentes, así como a prevenir su vulneración.

V. Que el Estatuto Orgánico del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, señala en su artículo 2 fracciones IV, VI y XXXIII, las atribuciones que tiene como organismo, entre otros, la atribución de promover el desarrollo de la familia y de la comunidad e impulsar el sano crecimiento de la niñez y celebrar los convenios de colaboración y coordinación con Sistemas para el Desarrollo Integral de la Familia y homólogos de las entidades federativas.

VI. Que la Procuraduría Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, en lo sucesivo "Procuraduría Federal de Protección", depende de la estructura del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia, a fin de procurar la protección de Niñas, Niños y Adolescentes que prevé la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los Tratados Internacionales y demás disposiciones aplicables.

DECLARACIONES

I. "DIF NACIONAL" declara que:

I.1 Es un Organismo Público Descentralizado, con patrimonio y personalidad jurídica propios, normado por la Ley General de Salud y la Ley de Asistencia Social, publicadas en el Diario Oficial de la Federación los días 7 de febrero de 1984 y 2 de septiembre de 2004, respectivamente, teniendo como objetivos, la promoción de la asistencia social, la prestación de servicios en ese campo, así como la realización de las demás acciones que establezcan las disposiciones legales aplicables y entre sus atribuciones y funciones actúa en coordinación con dependencias federales, estatales y municipales en el diseño de las políticas públicas, operación de programas, prestación de servicios y la realización de acciones en la materia.

I.2 Su titular está facultada para celebrar el presente Convenio de conformidad con los artículos 37, inciso h, de la Ley de Asistencia Social; 22, fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; y 10, fracción XI de su Estatuto Orgánico, publicado el 11 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

I.3 Tiene establecido su domicilio en el inmueble marcado con número 340 de la Avenida Emiliano Zapata, Colonia Santa Cruz Atoyac, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03310, en la Ciudad de México, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio, así como; de manera conjunta e indistinta, el ubicado en la calle de Francisco Sosa número 439, Colonia del Carmen, Delegación Coyoacán, Código Postal 04100, en la Ciudad de México, mismo que se señala para todos los fines y efectos legales de este Convenio.

II. "DIF ESTATAL HIDALGO" declara que:

II.1 Es un Organismo Descentralizado de la Administración Pública con personalidad jurídica y patrimonio propios, sectorizado a la Secretaría de Desarrollo Social, de conformidad con el Decreto No. 276 que contiene la Ley de Asistencia Social para el Estado de Hidalgo, Publicado en alcance al Periódico Oficial de fecha 30 de julio del año 2012, que tiene como objeto promover y realizar servicios y acciones en materia de Asistencia Social en corresponsabilidad con las Instituciones Públicas, Privadas y de la Sociedad en General.

II.2 La L.A.P. Patricia Marcela González Valencia, es Directora General, quien tiene facultades para representarlo de conformidad por lo dispuesto en el artículo 36 fracciones. I y XIII de la Ley de Asistencia Social para el Estado de Hidalgo.

II.3 La L.A.P. Patricia Marcela González Valencia, acredita su personalidad como Directora General del Sistema para el Desarrollo Integral de la Familia del Estado de Hidalgo, mediante Nombramiento otorgado en su favor en fecha 19 de septiembre de 2016, por el Lic. Omar Fayad Meneses, Gobernador Constitucional del Estado de Hidalgo, teniendo por ende facultades plenas para suscribir el presente Convenio.

II.4 Señala como domicilio legal para todos los fines y efectos legales que se deriven del presente Convenio, el ubicado en inmueble marcado con número 100 de la Calle Salazar Carlos Martínez Balmori, Colonia Centro, Código Postal 42000, Pachuca de Soto, Hidalgo.

De conformidad con los artículos 1o. y 4o. de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 26, 29 fracción III, 48, 107, 111, 112 y 122 de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes; "LAS PARTES" se comprometen de conformidad con las siguientes:

CLÁUSULAS

PRIMERA. El objeto del presente Convenio Específico de Colaboración es impulsar la homologación de requisitos para constituirse como Familia de Acogida a través de la "Procuraduría Federal de Protección" y para dar cumplimiento al tercer eje temático del Convenio General de Colaboración firmado por "LAS PARTES" en fecha veintinueve de febrero del año dos mil dieciséis, respecto de diseñar mecanismos tendientes a homologar lineamientos y procedimientos de restitución de derechos; así como modelos, protocolos y demás herramientas metodológicas de prevención, promoción, protección y actuación en materia de infancia y adolescencia atendiendo a lo dispuesto en "LA LEY", y de conformidad con los respectivos ámbitos de competencia concurrente, federal y local.

Al respecto, para mejor proveer en la aplicación del presente Convenio Específico de Colaboración se reproduce el tercer eje temático a saber:

III. Asesoría para el diseño de lineamientos, modelos de atención, protocolos de actuación y procedimientos de restitución de derechos.

SEGUNDA. Derivado del fundamento jurídico que enmarca el presente Convenio Específico de Colaboración y en función del Interés Superior de la Niñez; "DIF ESTATAL HIDALGO" se compromete a promover la homologación de los requisitos para constituirse como Familia de Acogida, con el fin de garantizar que las familias interesadas en solicitar la autorización para constituirse como Familia de Acogida, además de cumplir con los requisitos previstos en los artículos 62 en relación con el 72 del Reglamento de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes, deberán proporcionar la siguiente información complementaria:

I. El escrito al que hace referencia el artículo 72 fracción primera, deberá de ir debidamente firmado por el o las partes interesadas. Cuando se trate de un matrimonio por ambos miembros.

II. Cédula Única del Registro de Población de cada uno de los integrantes de la familia.

III. Identificación oficial con fotografía de la o las personas solicitantes expedida por la autoridad oficial credencial de elector, pasaporte o cédula profesional.

IV. Comprobante de domicilio, en caso de que se cuente con más de un domicilio se presentará el comprobante de cada uno de los domicilios reportados.

V. Domicilio para oír y recibir notificaciones.

VI. Original y copia de título de propiedad del o los inmuebles señalado como domicilio familiar en donde se pretenda acoger a la niña, niño o adolescente o contrato de compraventa del inmueble realizado ante notario, o en su caso el contrato de arrendamiento a favor del o los solicitantes.

VII. En caso de no contar con el requisito anterior, se podrá presentar documento expedido por el Registro Público de la Propiedad del lugar donde se encuentre el inmueble, en donde se acredite la propiedad de éste.

VIII. Copia certificada del acta de nacimiento de la o las personas solicitantes del acogimiento.

IX. En su caso copia certificada del acta de matrimonio o acta, constancia o certificado de concubinato emitido por autoridad judicial.

X. Comprobante de ingresos el cual podrá ser recibo de nómina de los tres últimos meses expedido por la empresa o institución pública donde labora. En el caso de que ambos solicitantes trabajen, será requerido el comprobante de ingresos de ambos.

XI. Constancia de servicios, expedida por la empresa o institución donde labora(n) en la que señale como mínimo, la antigüedad en el trabajo laboral y sueldo mensual.

XII. En caso de no contar con ninguno de los requisitos señalados en las fracciones VI y VII del presente artículo, se podrán presentar los tres últimos estados de cuenta con sello y firma de la institución bancaria correspondiente; o declaración anual de impuestos en donde se avalen los ingresos del año fiscal inmediato anterior a que se presente la solicitud.

XIII. Resultado de la evaluación integral de la Familia de Acogida que determine su aptitud para proveer cuidados alternativos con base en las necesidades específicas de la niña, niño o adolescente.

XIV. Resultado de la evaluación del desempeño de la familia de acogida, realizada por el equipo multidisciplinario de la Procuraduría de Protección de Niñas, Niños, Adolescentes y la Familia del Estado de Hidalgo.

XV. Examen médico practicado a cada integrante de la familia, expedido por el IMSS, ISSSTE o por Institución Pública del Sector Salud según sea el caso, (con vigencia de 45 días naturales a partir de su expedición).

XVI. Resultados de la valoración psicológica a cada integrante de la familia practicada por un profesional en la materia, que cuente con su debido nombramiento y con la autorización correspondiente para tal fin, expedida por el personal especializado del DIF Estatal Hidalgo.

XVII. Estudio socioeconómico practicado por un profesionista en trabajo social, que cuente con su debido nombramiento y con la autorización correspondiente para tal fin, expedida por el DIF Estatal Hidalgo.

XVIII. Constancia de haber tomado el Curso de Capacitación sobre Familia de Acogida a que hace referencia el artículo 63 del Reglamento de la Ley General de los Derechos de Niñas, Niños y Adolescentes.

XIX. Carta de Antecedentes No penales del o los solicitantes.

TERCERA. "LAS PARTES" acuerdan que la información señalada en la cláusula anterior, será considerada como requisitos mínimos para fungir como Familia de Acogida.

CUARTA. Para el adecuado funcionamiento del presente Instrumento, "LAS PARTES", acuerdan que la administración y el uso de la información en posesión de cada una de ellas será empleada para efectos de consulta, generación de estadísticas e indicadores, en términos de los lineamientos de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y de las disposiciones jurídicas aplicables.

QUINTA. "LAS PARTES", acuerdan nombrar como enlaces para efectos del cumplimiento del objetivo del presente Convenio Específico a:

a) Por "DIF ESTATAL HIDALGO" se nombra a la Lic. Laura Karina Ramírez Jiménez, en su carácter de Procuradora de Protección de Niñas, Niños, Adolescentes y la Familia del Estado de Hidalgo, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

b) Por "DIF NACIONAL", se nombra al Lic. Luis Enrique Guerra García, en su carácter de Procurador Federal de Protección de Niñas, Niños y Adolescentes, el cual lo desempeñará durante la vigencia del presente Convenio Específico o cuando las partes decidan su cambio.

SEXTA. Las comunicaciones referentes a cualquier aspecto de este Convenio Específico de Colaboración, se deberán dirigir a los domicilios señalados en el apartado de declaraciones.

Los cambios de domicilio que efectúen "LAS PARTES", deberán notificarse dentro de los cinco días hábiles previos a la fecha del cambio, en caso contrario no se considerará como efectuado y cualquier notificación se entenderá como debidamente realizada cuando se envíe al domicilio originalmente declarado.

SÉPTIMA. "LAS PARTES" convienen que la vigencia del presente Convenio Específico de Colaboración aplicará a partir de la fecha de su firma y hasta el 30 de noviembre de 2018.

OCTAVA. El presente Convenio Específico de Colaboración se podrá dar por terminado mediante aviso por escrito, con 30 días naturales previos a que surta efectos.

NOVENA. El presente Convenio Específico de Colaboración sólo podrá ser modificado y/o adicionado mediante la firma del Convenio Modificatorio o Addendum según corresponda.

DÉCIMA. "LAS PARTES" acuerdan que no existirá relación laboral alguna con la otra parte, respecto del personal que cada uno comisione para el cumplimiento del presente Convenio, por lo que en ningún caso se considerará patrón solidario, o sustituto, pues dicho personal conservará la relación laboral con la parte que originalmente le haya contratado.

DÉCIMA PRIMERA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es público de acuerdo con lo señalado en los artículos 12 y 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública; sin embargo, guardarán confidencialidad estricta, respecto de la información que mutuamente se proporcionen o por aquella a la que tengan acceso con motivo de la ejecución de este Instrumento Jurídico, de manera especial la clasificada como confidencial o reservada en términos de lo estipulado Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable en la materia, salvo que se cuente con la previa autorización escrita de quien sea responsable de dicha información, debiendo asegurarse que, la información que se proporcione por el personal de cada una de "LAS PARTES" designe, sea manejada bajo estricta confidencialidad.

Las obligaciones previstas en esta cláusula permanecerán vigentes y serán exigibles aun en el caso de que "LAS PARTES" dieran por terminado de manera anticipada el presente Instrumento Jurídico o éste termine su vigencia.

El incumplimiento de la obligación de confidencialidad prevista en la presente cláusula podrá ser causa de responsabilidad en términos de lo previsto en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables.

DÉCIMA SEGUNDA. "LAS PARTES" manifiestan que el presente Convenio Específico de Colaboración es producto de la buena fe, por lo que realizarán todas las acciones que estén a su alcance y sean inherentes a su cumplimiento; sin embargo, en caso de que existan controversias deberán solucionarse por las personas que para ello "LAS PARTES" designen por escrito para tal efecto.

Leído que fue el presente Convenio Específico de Colaboración y enteradas las partes de su contenido y alcance legal, lo firman por triplicado en la Ciudad de México, a los 5 días del mes de julio de 2017.- Por el DIF Nacional: la Titular del Organismo, **Laura Barrera Fortoul**.- Rúbrica.- Por el DIF Estatal Hidalgo: la Directora General, **Patricia Marcela González Valencia**.- Rúbrica.