

TERCERA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Mediano Plazo.

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 53 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el Centro Nacional de Control de Energía y que los términos para llevar a cabo dichas subastas y asignar los Contratos respectivos se dispondrán en las Reglas del Mercado;

Que el Transitorio Tercero de la Ley de la Industria Eléctrica establece en su tercer párrafo, que por única ocasión la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista, 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 Subastas de Mediano Plazo desarrolla el contenido de la Base 14.2 de las Bases del Mercado Eléctrico, que permite la participación de Entidades Responsables de Carga que deseen adquirir bajo este mecanismo de Contratos de Cobertura Eléctrica y que abarcan Energía Eléctrica y Potencia, además señala que dichas Subastas se llevarán a cabo anualmente, 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 Subastas de Mediano Plazo.

TRANSITORIO

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

Ciudad de México, a 29 de mayo de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.**- Rúbrica.

Manual de Subastas de Mediano Plazo**Capítulo 1: Introducción**

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Naturaleza, propósito y contenido de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

Capítulo 2: Características de las Subastas de Mediano Plazo

- 2.1 Objeto de las Subastas
- 2.2 Periodicidad de las Subastas de Mediano Plazo
- 2.3 Convocatoria y Bases de Licitación
- 2.4 Productos que podrán ser objeto de las Subastas
- 2.5 Potencia
- 2.6 Energía

Capítulo 3: Participación en las Subastas

- 3.1 Compradores Potenciales
- 3.2 Cámara de Compensación de Contratos de Subastas de Mediano Plazo
- 3.3 Costo de participación en las Subastas
- 3.4 Garantías de Seriedad para las Ofertas de Compra
- 3.5 Garantías de Seriedad para las Ofertas de Venta
- 3.6 Vendedores Potenciales
- 3.7 Asignación de los Contratos entre Compradores y Vendedores
- 3.8 Conflictos de Interés

Capítulo 4: Contratos asignados a través de Subastas de Mediano Plazo

- 4.1 Modelo del Contrato
- 4.2 Ajustes después de la Subasta
- 4.3 Vigencia del Contrato
- 4.4 Fecha de Inicio de Entrega
- 4.5 Pago y Liquidación
- 4.6 Administración del riesgo de Oferta
- 4.7 Condiciones de entrega de Productos
- 4.8 Garantías de cumplimiento del Vendedor
- 4.9 Garantías de cumplimiento del Comprador
- 4.10 Ampliación de las Cantidades del Contrato
- 4.11 Rescisión por incumplimiento de los Vendedores

Capítulo 5: Procedimiento para realizar Subastas

- 5.1 Disposiciones generales
- 5.2 Convocatoria
- 5.3 Datos a publicarse
- 5.4 Bases de Licitación
- 5.5 Información Técnica del CENACE
- 5.6 Juntas de aclaraciones
- 5.7 Definición de los Productos que serán objeto de la Subasta

- 5.8 Precalificación de Ofertas de Venta
- 5.9 Presentación, recepción y evaluación de ofertas de venta
- 5.10 Fallo de la Subasta y adjudicación de Contratos
- 5.11 Elaboración y suscripción de Contratos
- 5.12 Medios de impugnación

Capítulo 6: Disposiciones Transitorias

- 6.1 Fecha de Inicio de Entrega de los Productos

Anexo 1: Formulación del Modelo Matemático de la Subasta de Mediano Plazo

Anexo 2: Ejemplo 1. Compra y venta de Producto de Potencia con escasez en Zonas anidadas.

Anexo 3: Ejemplo 2. Compra y venta de Producto de Potencia con escasez fuera de la zona anidada

Anexo 4: Ejemplo 3. Cantidades asignadas de Potencia en los contratos

Anexo 5: Ejemplo 4 Compra y venta de Productos de Energía Eléctrica.

Anexo 6: Ejemplo 5. Cantidades asignadas de Energía Eléctrica en los contratos

Anexo 7: Zonas de Carga Mercado de Corto Plazo

Anexo 8: Formulación del Modelo Matemático para la definición de Zonas de Carga Agrupadas

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 y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Naturaleza, propósito y contenido de este Manual

- 1.2.1 El presente Manual de Subastas de Mediano Plazo es el Manual de Prácticas del Mercado que tiene por objeto:
 - (a) desarrollar con mayor detalle el contenido de la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico en lo referente a las Subastas de Mediano Plazo, y
 - (b) establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Mediano Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley.
- 1.2.2 El contenido de este Manual comprende los temas siguientes:
 - (a) su naturaleza, propósito y contenido; términos definidos que se utilizan en el mismo, y reglas para su interpretación (Capítulo 1);
 - (b) el objeto de las Subastas, la periodicidad con la que se llevarán a cabo, características de la Convocatoria, y las características de los Productos que se podrán ofrecer comprar y ofrecer vender a través de las mismas (Capítulo 2);
 - (c) las características y los requisitos que deberán cumplir quienes deseen participar en las Subastas como Compradores Potenciales o Vendedores Potenciales, la función de la Cámara de Compensación, el costo de participación en las Subastas, la Garantía de Seriedad la forma en que se asignarán los Contratos correspondientes, los causales de Conflicto de Interés y las declaraciones que los Vendedores Potenciales y los Compradores Potenciales deberán manifestar al respecto (Capítulo 3);

- (d) las características esenciales de los Contratos que serán asignados a través de las Subastas, el pago, liquidación, las condiciones de entrega de Productos, las Garantías de Cumplimiento del Vendedor y del Comprador (Capítulo 4), y
- (e) el procedimiento que deberá seguirse para realizar las Subastas, desde la publicación de la Convocatoria hasta la suscripción de los Contratos (Capítulo 5).

1.3 Términos definidos

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

- 1.3.1 **Bases de Licitación:** El instrumento emitido por el CENACE de conformidad con lo previsto en la Ley, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico y este Manual para regular el procedimiento al que se sujetará una Subasta determinada.
- 1.3.2 **Bloques de carga:** Clasificación de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, o cuando aplique la Cantidad Complementaria la carga total del Sistema Interconectado, en cada hora, en cada Zona de Carga Agrupada, a las que se refieren los productos de Energía de las Subastas de Mediano Plazo. Los Bloques de Carga son Base, Intermedia y Punta según lo que se establece en la base 14.2.5 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.3.3 **Calendario de la Subasta:** El calendario previsto por el CENACE para el desarrollo de una Subasta determinada y que formará parte de las Bases de Licitación.
- 1.3.4 **Cámara de Compensación:** Persona moral que administrará de manera centralizada los Contratos que sean asignados a través de Subastas de Mediano Plazo, que será garante de las obligaciones financieras que se generen diariamente por el ejercicio de los Productos de Energía contratados, de conformidad con lo previsto en la sección 3.2 y la guía operativa de la Cámara de Compensación de la Subasta de Mediano Plazo.
- 1.3.5 **Comprador:** La persona que suscribe un Contrato en el que se obliga a comprar al Vendedor una cantidad determinada de Potencia y/o Energía Eléctrica.
- 1.3.6 **Comprador Potencial:** La Entidad Responsable de Carga, ya sea Suministrador de Servicios Básicos, otro tipo de Entidad Responsable de Carga u otro Participante de Mercado registrado ante el CENACE y facultado para presentar Ofertas de Compra en una Subasta determinada.
- 1.3.7 **Constancia de Precalificación:** Instrumento emitido por el CENACE para hacer constar que el solicitante acreditó contar con suficiente capacidad legal, y en caso de ser requerida, capacidad financiera y/o técnica para cumplir con una Oferta de Venta que pretende presentar en la Subasta; que ha realizado los pagos correspondientes al registro y a la evaluación de su solicitud de precalificación de la Oferta de Venta, y que ha presentado su Garantía de Seriedad, por lo cual se encuentra legitimado para presentar dicha Oferta de Venta, según lo previsto en la propia constancia y hasta el límite que le permita el monto de su Garantía de Seriedad.
- 1.3.8 **Contrato:** Contrato de Cobertura Eléctrica que se asigne o se suscriba como resultado de las Subastas.
- 1.3.9 **Convocatoria:** El instrumento que emita el CENACE para invitar al público en general a participar en una Subasta determinada. En dicha Convocatoria se publicarán el calendario indicativo, etapas y tiempos contemplados para participar en la subasta, así como la forma en que podrán consultarse las Bases de Licitación.
- 1.3.10 **Dólar:** Moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.
- 1.3.11 **Energía:** Producto que se compra y vende en las Subastas de Mediano Plazo, cuyo concepto se define en la sección 2.6.1 de este Manual.
- 1.3.12 **Energía Contratada:** Producto de Energía que el Vendedor se haya obligado a transferir al Comprador y que corresponde a una Zona de Carga Agrupada determinada, en un Bloque de carga determinado, en los términos del Contrato que hayan suscrito como resultado de una Subasta de Mediano Plazo. Consiste de la Cantidad Base, y en caso de que aplique, la Cantidad Complementaria, en términos de los numerales 2.6.2 y 2.6.3 de este Manual.

- 1.3.13 **Fallo:** El acto jurídico mediante el cual el CENACE define cuáles de las Ofertas de Venta presentadas por los Vendedores Potenciales en una Subasta han sido seleccionadas como ganadoras y les asigna el o los Contratos correspondientes para que las mismas queden vinculadas con la respectiva Oferta de Compra.
- 1.3.14 **Garantía de Cumplimiento:** Instrumento mediante el cual el Vendedor garantiza al Comprador, o el Comprador garantiza al Vendedor, el cumplimiento de las obligaciones que asume en un Contrato de acuerdo con lo establecido en el mismo. En caso de que una Cámara de Compensación se utilice para una Subasta, será ésta la que calcule, reciba, gestione y ejecute dichas garantías. La Cámara de Compensación, cuando se utilice para una Subasta dada, fungirá como contraparte de todos los Contratos derivados de dicha Subasta.
- 1.3.15 **Garantía de Seriedad:** Instrumento debidamente otorgado por el Vendedor Potencial o Comprador Potencial de que se trate en favor del CENACE, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que el interesado asuma en una Subasta determinada, específicamente, la obligación de celebrar los Contratos asignados como resultado de la Subasta.
- 1.3.16 **Manual:** El presente Manual de Subastas de Mediano Plazo.
- 1.3.17 **Manual de Garantías de Cumplimiento:** El Manual de Prácticas del Mercado que establece los principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para que el CENACE pueda administrar adecuadamente el riesgo de que los Participantes del Mercado incumplan con las obligaciones de pago que asuman frente al CENACE respecto a su participación y a las transacciones que realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.18 **Oferta de Compra:** La oferta para comprar una cantidad determinada de Potencia o Energía Eléctrica, presentada en una Subasta por un Suministrador de Servicios Básicos, otra Entidad Responsable de Carga u otro Participante del Mercado en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico, este Manual y las Bases de Licitación.
- 1.3.19 **Ofertas de Compra Aceptadas:** Ofertas de Compra que han sido verificadas por el CENACE en los términos de este Manual.
- 1.3.20 **Ofertas de Compra Seleccionadas:** Ofertas de Compra o la parte de dichas Ofertas que han sido vinculadas con las Ofertas de Venta Seleccionadas en una Subasta.
- 1.3.21 **Oferta de Venta:** La oferta realizada en una Subasta de Mediano Plazo para vender una cantidad determinada de Potencia, o Energía Eléctrica en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico, este Manual y las Bases de Licitación correspondientes, que se compone de una oferta técnica y una Oferta Económica. La oferta técnica se presenta mediante la solicitud de precalificación de la Oferta de Venta, y se ratifica mediante la presentación de la oferta económica.
- 1.3.22 **Ofertas de Venta Aceptadas:** Ofertas de Venta que han sido verificadas por el CENACE en los términos de este Manual.
- 1.3.23 **Ofertas de Venta Seleccionadas:** Ofertas de Venta o la parte de dichas Ofertas que han sido seleccionadas como ganadoras en una Subasta.
- 1.3.24 **Participante del Mercado:** Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.
- 1.3.25 **Peso:** Moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos.
- 1.3.26 **Precio Marginal Local:** Precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Tiempo Real.
- 1.3.27 **Precio Sombra:** El precio que resulta de la maximización del Excedente Económico Total, tal que la cantidad comprada es igual a la cantidad vendida de cada Producto, para cada año.
- 1.3.28 **Potencia:** Producto que se compra y vende en las Subastas de Mediano Plazo, cuyo concepto se define en la sección 2.5.1 de este Manual.
- 1.3.29 **Producto:** Cualquiera de los productos que podrán adquirir los Compradores Potenciales, y que son: Potencia y Energía.

- 1.3.30 **Producto de Energía:** Producto que corresponde a los Contratos de Cobertura eléctrica que se utiliza para satisfacer las obligaciones establecidas por la CRE en los términos del artículo 52 de la Ley de la Industria Eléctrica. Los Productos de Energía en las Subastas de Mediano Plazo se expresarán en términos de un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que se utilice la Cantidad Complementaria en porcentaje de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en un Bloque de Carga, en una Zona de Carga Agrupada específica, en cada hora.
- 1.3.31 **Producto de Potencia:** tiene el significado que se le atribuye en las Bases 2.1.97, 11.1.4(b) y 11.1.4(e), y corresponde al producto comercial que un Generador puede vender a través de Contratos de Cobertura Eléctrica cuando ese Generador: (a) obtenga ese producto comercial en función de su Capacidad Entregada, es decir, de la cantidad de Potencia que las Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista efectivamente hayan puesto a disposición del SEN en las horas críticas de cada año de acuerdo con el cálculo que al efecto realice el CENACE después de transcurrido dicho año, o bien, (b) quede obligado a adquirir ese producto comercial de conformidad con lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico y los manuales de prácticas del mercado correspondientes. Los Productos de Potencia se referirán por Zona de Potencia.
- 1.3.32 **Sistema Interconectado:** El Sistema Interconectado Baja California Sur, el Sistema Interconectado Mulegé, el Sistema Interconectado Nacional o el Sistema Interconectado de Baja California.
- 1.3.33 **Sistema Interconectado Baja California:** Sistema interconectado que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado a WECC y aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé.
- 1.3.34 **Sistema Interconectado Baja California Sur:** Sistema interconectado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé.
- 1.3.35 **Sistema Interconectado Mulegé:** Sistema interconectado que abastece las comunidades del municipio de Mulegé al norte de Baja California Sur, así como, la localidad de Bahía de los Ángeles, Baja California, y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Baja California Sur.
- 1.3.36 **Sistema Interconectado Nacional:** Sistema interconectado principal del país, que abastece desde Puerto Peñasco hasta Cozumel.
- 1.3.37 **Sitio:** Plataforma electrónica de las Subastas de Mediano Plazo a la que se podrá tener acceso a través del portal de CENACE www.cenace.gob.mx, en la liga expresamente creada para ello.
- 1.3.38 **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.3.39 **Subasta:** Subasta de Mediano Plazo.
- 1.3.40 **Testigo Social:** Tiene el significado que a dicho término se le atribuye en el Acuerdo por el que se establecen los lineamientos que regulan la participación de los testigos sociales en las contrataciones que realicen las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de diciembre de 2004.
- 1.3.41 **UDI:** La unidad de cuenta llamada "Unidad de Inversión" es una unidad de valor que se basa en el incremento de los precios, es usada para solventar las obligaciones de créditos hipotecarios o cualquier acto mercantil o financiero y cuyo valor en Pesos para cada día es publicado periódicamente por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación. Los montos denominados en UDIs serán solventados en Pesos para la realización de pagos, con base en el valor vigente del UDI 5 días hábiles antes de la realización del pago o la presentación del instrumento.
- 1.3.42 **Valor-en-Riesgo:** Método para cuantificar la exposición al riesgo de mercado, que mide la pérdida que una contraparte de los Contratos asignados a través de la Subastas podría sufrir en condiciones normales de mercado en un intervalo de tiempo y con un nivel de probabilidad determinados.

- 1.3.43 **Vendedor:** La persona que ha suscrito un Contrato como resultado de una Subasta obligándose a vender una cantidad determinada de Potencia y/o Energía Eléctrica, y a cumplir con lo dispuesto en el numeral 3.6 de este manual.
- 1.3.44 **Vendedor Potencial:** La persona que participa en una Subasta de Mediano Plazo determinada mediante la presentación de una o varias Ofertas de Venta.
- 1.3.45 **Zonas de Carga Agrupadas:** Las Zonas de Carga Agrupadas son conjuntos de Zonas de Carga que tienen como finalidad incrementar la liquidez en la Subasta. Las Zonas de Carga Agrupadas serán las únicas Zonas de Carga donde se entregarán los productos de Energía en la Subasta. Cada Zona de Carga Agrupada se define por vectores de distribución, los cuales consistirán de factores de ponderación para una combinación de las Zonas de Carga que comprenden la Zona de Carga Agrupada. La metodología con la cual se calculan dichos vectores y Zonas Agrupadas, así como sus definiciones iniciales se encuentran en los Anexos 8 de este Manual.
- 1.3.46 **Zonas de Carga:** Cuando se refiere a las Zonas de Carga que comprenden cada Zona de Carga Agrupada, son las Zonas de Carga usadas en el Mercado de Corto Plazo; los NodosP Distribuidos en los cuales las Entidades Responsables de Carga compran energía en el Mercado de Corto Plazo para atender a los Centros de Carga Directa e Indirectamente Modelados. Cuando se refiere a las Zonas de Carga que definen el Producto de Energía incluido en la Subasta, se refiere a los conjuntos ponderados de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo con las definiciones establecidas en el Anexo 8 del presente manual.
- 1.3.47 **Zonas de Potencia:** Las zonas a que se refieren la Base 11.1.3 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- 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 al 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 Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

Capítulo 2: Características de las Subastas de Mediano Plazo

2.1 Objeto de las Subastas

2.1.1 Las Subastas tendrán por objeto:

- (a) Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica en forma competitiva y en condiciones de prudencia, para que los Suministradores de Servicios Básico satisfagan las necesidades de Potencia y Energía en el mediano plazo, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo, así como cumplir con los requisitos de cobertura eléctrica que establezca la CRE;
- (b) Permitir a cualquier Participante de Mercado participar en ellas cuando así lo decidan a fin de celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Productos de Potencia y/o de Energía;
- (c) Permitir a los Generadores presentar Ofertas de Venta de Productos de Energía a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo, y presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia que no tengan comprometida;
- (d) Permitir que los Comercializadores no Suministradores presenten Ofertas de Venta de Productos de Energía que sirvan de cobertura eléctrica para las Entidades Responsables de Carga;

- (e) Permitir a cualquier Participante del Mercado presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia y Energía correspondientes a sus excedentes de Potencia y Productos de Energía;
- (f) Todo lo anterior se sujetará a los términos y condiciones que se establecen en este Manual y en las Bases de Licitación de las Subastas.

2.2 Periodicidad de las Subastas de Mediano Plazo

- 2.2.1 El CENACE convocará a una Subasta de Mediano Plazo cada año y procurará que la Convocatoria correspondiente sea publicada vía su página de Internet. El Calendario de la Subasta se definirá en las Bases de Licitación correspondientes.
- 2.2.2 El CENACE podrá convocar Subastas adicionales a las previstas en el numeral 2.2.1 en los casos cuando un Suministrador de Servicios Básicos se lo solicite para poder cumplir con sus requerimientos de cobertura conforme a lo previsto en la Ley.
- 2.2.3 En caso de que no se presenten Ofertas de Compra de Potencia o de Energía, el CENACE podrá determinar que no existe interés en la subasta. La Subasta se declarará desierta con respecto a un Sistema Interconectado cuando:
 - (a) No existe un mínimo de 2% de la Demanda Máxima integrada para el Sistema Interconectado solicitado en las Ofertas de Compra de Potencia Aceptadas, y
 - (b) Las Ofertas de Compra de Energía aceptadas son menores a 2% de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, en todos los Bloques de Carga, en las Zonas de Carga Agrupadas.

2.3 Convocatoria y Bases de Licitación

- 2.3.1 La publicación de la Convocatoria en el portal de Internet del CENACE, dará inicio al procedimiento de la Subasta, la cual se sujetará a lo previsto en este Manual y en las Bases de Licitación.
- 2.3.2 El procedimiento para la elaboración y autorización de la Convocatoria y de las Bases de Licitación, así como el modelo de Contrato, será el siguiente:
 - (a) El CENACE elaborará una versión preliminar de la Convocatoria y de las Bases de Licitación que contenga lo señalado en el numeral 5.4.3 y la remitirá a la CRE;
 - (b) La CRE contará con 5 días hábiles para emitir comentarios o autorizar la versión preliminar. Si la CRE no emite comentarios o la resolución de autorización dentro del plazo indicado, se entenderá que la CRE autoriza la Convocatoria y las Bases de Licitación;
 - (c) Si la CRE emite comentarios dentro del periodo señalado en el inciso anterior, el CENACE incorporará aquellos que estime pertinentes en un plazo no mayor a 5 días hábiles, y enviará la nueva versión a la CRE, y
 - (d) La CRE contará con 5 días hábiles para autorizar la nueva versión o instruir al CENACE los cambios requeridos. Si la CRE no emite la resolución correspondiente dentro del plazo indicado, la Convocatoria y las Bases de Licitación se tendrán por autorizadas.
- 2.3.3 Para las primeras dos Subastas que se lleven a cabo, la autorización de la Convocatoria y las Bases de Licitación se realizará por la Secretaría en lugar de la CRE, resultando aplicable en lo conducente el procedimiento antes señalado.

2.4 Productos que podrán ser objeto de las Subastas

- 2.4.1 Los Suministradores de Servicios Básicos y demás Entidades Responsables de Carga, podrán ofrecer comprar, a través de las Subastas, la Potencia y Energía que requieran para satisfacer las necesidades de cobertura que tengan. Todos los Participantes del Mercado podrán ofrecer comprar estos productos para fines de sus estrategias comerciales, sin perjuicio de las restricciones que la CRE establezca para los Suministradores de Servicios Básicos.
- 2.4.2 Las personas que deseen participar como Vendedores en el Mercado Eléctrico Mayorista podrán ofrecer vender, a través de las Subastas y mediante Contratos, la Potencia y la Energía que requieran las Entidades Responsables de Carga.

- 2.4.3 Los Suministradores de Servicios Básicos podrán determinar libremente la cantidad de Potencia y los porcentajes de sus volúmenes de carga que ofrecerán comprar en cada subasta, tomando en cuenta los requisitos establecidos por la CRE y los Contratos de Cobertura Eléctrica que ya hayan celebrado, y considerando que no pueden celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica fuera de las subastas.
- 2.4.4 Las Entidades Responsables de Carga que no sean Suministradores de Servicios Básicos podrán determinar libremente la cantidad de Potencia y los porcentajes de sus volúmenes de carga que ofrecerán comprar en cada Subasta, tomando en cuenta los requisitos establecidos por la CRE, los Contratos de Cobertura Eléctrica que ya hayan celebrado y los que pudieran celebrar por fuera de las subastas, así como las estrategias comerciales que hayan establecido.
- 2.4.5 Los demás Participantes del Mercado podrán determinar libremente los valores de sus Ofertas de Venta en cada Subasta, tomando en cuenta las estrategias comerciales que hayan establecido.
- 2.4.6 Los Compradores Potenciales podrán presentar Ofertas de Compra con cantidades distintas de Producto en cada uno de los tres años que son objeto de la Subasta.
- 2.4.7 Los Vendedores Potenciales podrán presentar Ofertas de Venta con cantidades distintas de Producto en cada uno de los tres años que son objeto de la Subasta.
- 2.4.8 En conformidad con la Base 14.2.6(e) de las Bases del Mercado Eléctrico, la CRE podrá establecer precios máximos que los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar en sus Ofertas de Compra para cada Producto. Dichos precios máximos podrán expresarse como curvas de demanda para Potencia y para cada producto de Energía incluido en las Subastas. Si en los diez días hábiles después de la publicación de las Bases de Licitación la CRE no ha establecido tales precios máximos, los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar precios libremente en sus Ofertas de Compra.

2.5 Potencia

2.5.1 Concepto.

- (a) La Potencia tiene el significado que se le atribuye en las Bases 2.1.97 y 11.1 y el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, y corresponde al producto comercial que un Generador puede vender a través de Contratos de Cobertura Eléctrica cuando ese Generador:
- i. Obtenga ese producto comercial en función de su Capacidad Entregada, es decir, de la cantidad de Potencia que las Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista efectivamente hayan puesto a disposición del SEN en las horas críticas de cada año de acuerdo con el cálculo que para tal efecto realice el CENACE después de transcurrido el año, o bien,
 - ii. Quede obligado a adquirir ese producto comercial de conformidad con lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico y los manuales de prácticas del mercado correspondientes.
- (b) Los compromisos de Potencia que se establezcan en los Contratos asignados a través de las Subastas de Mediano Plazo consisten en el compromiso que asume el Vendedor de transferir al Comprador la cantidad determinada de Potencia en la Zona de Potencia y año correspondiente a través del mecanismo de Transacción Bilateral de Potencia o, en su defecto, asumir la responsabilidad de esa Potencia ante la CRE.
- (c) Dichos compromisos son firmes, por lo cual los Contratos derivados de las Subastas no contarán con cláusulas de Fuerza Mayor relacionadas con la disponibilidad de las Centrales Eléctricas que el Vendedor pretendió usar.

2.5.2 Zonas de Potencia.

- (a) Las Ofertas de Compra que incluyan Potencia deberán especificar la Zona de Potencia en la que ésta se recibirá.
- (b) Cuando el CENACE establezca Zonas de Potencia específicas para una Subasta, éstas serán notificadas a través de las Bases de Licitación.

- (c) Si el CENACE establece Zonas de Potencia para años futuros, la Subasta usará esas Zonas para los años correspondientes.
- (d) Cuando no se definan Zonas de Potencia específicas en los términos del inciso anterior, las Zonas de Potencia que se utilizarán para la Subasta serán las siguientes:
 - i. Sistema Interconectado Nacional;
 - ii. Sistema Interconectado Baja California, y
 - iii. Sistema Interconectado Baja California Sur.
- (e) No se definirán Zonas de Potencia para los Pequeños Sistemas Eléctricos y no se permitirán Ofertas de Venta de Potencia ubicadas en los mismos; la comercialización de Potencia en esos sistemas se realizará en los términos del Manual de Pequeños Sistemas Eléctricos.
- (f) Los compromisos de entrega de Potencia que se establezcan en los Contratos asignados a través de Subastas establecerán la obligación del Vendedor de entregar la Potencia contratada dentro de la Zona de Potencia asociada al Contrato correspondiente, en conformidad con la definición existente para esta Zona a la fecha de la Convocatoria de la Subasta, independientemente de que la Zona sea posteriormente eliminada o la extensión geográfica de esa Zona de Potencia sea modificada.

2.6 Energía

2.6.1 Concepto

- (a) La Energía corresponde a los Contratos de Cobertura Eléctrica utilizados para satisfacer las obligaciones de un Suministrador conforme a la definición contenida en la Base 2.1.31 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- (b) Los compromisos de Energía que se establezcan en los Contratos asignados a través de las Subastas de Mediano Plazo consisten en el compromiso que asume el Vendedor de transferir al Comprador la cantidad determinada de energía en el Mercado de Tiempo Real en la Zona de Carga Agrupada y hora correspondiente a través del instrumento de Transacción Bilateral Financiera.

2.6.2 Cantidad Base

- (a) Los Productos de Energía en las Subastas se expresarán en términos de un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en un Bloque de Carga, en una Zona de Carga Agrupada específica, en cada hora.

2.6.3 Cantidad Complementaria

- (a) Para términos de la Energía entregada, a la Cantidad Base establecida en el numeral 2.6.2 se le podrá añadir una Cantidad Complementaria que se calculará de la siguiente manera:

$$\text{Cantidad Complementaria} = (L_{SI} - L_{SSB}) * p_{of}$$

Donde:

L_{SI} es la carga total del Sistema en una Zona de Carga Agrupada, Bloque de Carga, en cada hora

L_{SSB} es la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en una Zona de Carga Agrupada, Bloque de Carga, en cada hora.

p_{of} es el porcentaje ofertado

- (b) Las Bases de Licitación para cada Subasta especificarán si la Cantidad Complementaria será aplicable para los Contratos derivados de esa Subasta.
- (c) Si las Bases de Licitación especifican el uso de la Cantidad Complementaria para una Subasta, está no será opcional y las Ofertas serán la suma de la Cantidad Base y la Cantidad Complementaria.
- (d) Si el CENACE incluye en las Bases de Licitación los datos necesarios para que los Vendedores Potenciales pronostiquen la carga de los Suministradores de Servicios Básicos, entonces no se aplicará la Cantidad Complementaria. Los datos antes referidos serán al menos los siguientes:

- i. Historial de carga horaria por Zona de Carga Agrupada por un periodo de al menos 3 años, a partir del inicio del Mercado Eléctrico Mayorista, desglosando la carga de los Suministradores de Servicios Básicos.
 - ii. División de la carga horaria de los Suministradores de Servicios Básicos para los centros de carga en alta tensión, y los totales mensuales para los centros de carga en media y baja tensión, por Zona de Carga Agrupada por un mínimo de dos años. En caso que el CENACE no cuente con dicha información, está deberá ser proporcionada por los Suministradores de Servicios Básicos.
 - iii. Para los usuarios en alta tensión, segmentación de la carga horaria de los Suministradores de Servicios Básicos por tipo de usuario (comercial, industrial, etc.) y bloque de demanda máxima (25 kW, 25-1,000 kW, más de 1,000 kW); para los usuarios en media y baja tensión, segmentación de carga total mensual por tipo de usuario y bloque de demanda máxima. En ambos casos, dichos datos se proporcionarán por Zona de Carga Agrupada. En caso que el CENACE no cuente con dicha información, esta deberá ser proporcionada por los Suministradores de Servicios Básicos.
 - iv. Para los datos descritos en los incisos (ii) y (iii) del presente numeral, en caso de que estos tengan que ser proporcionados por los Suministradores de Servicios Básicos, estos tendrán un máximo de 5 días hábiles a partir de la publicación de la Convocatoria de la Subasta para hacérselos llegar al CENACE.
- (e) En caso de que la Cantidad Complementaria no se utilice para una Subasta, el CENACE y los Suministradores de Servicios Básicos se comprometerán a notificar a los Vendedores de los siguientes datos, que son necesarios para que los Vendedores Potenciales pronostiquen la carga de los Suministradores de Servicios Básicos:
- i. El CENACE notificará a los Vendedores de la carga atendida en cada hora por los Suministradores de Servicios Básicos, por Zona de Carga Agrupada, inmediatamente después de completar los cálculos respectivos para la liquidación inicial de cada día operativo, e inmediatamente después de completar los cálculos respectivos para cada reliquidación de cada día operativo.
 - ii. Los Suministradores de Servicios Básicos notificará a los Vendedores respecto a los Centros de Carga que dejen de representar, incluyendo los siguientes datos específicos:
 1. Zona de Carga Agrupada, demanda máxima y consumo del último año desagregado por mes y periodos tiempo (de acuerdo a la información recopilada para aplicar la tarifa correspondiente) de cualquier Centro de Carga con demanda mayor a 1 MW.
 2. Demanda máxima y consumo anual del año anterior desagregado por mes, de la totalidad de los Centros de Carga.
- (f) Para efectos del inciso (e) anterior, la información señalada se publicará a partir del primer día que no se incluye en la información publicada en términos del inciso (d).
- (g) La información del inciso anterior se publicará o se notificará a los Vendedores en el Sitio o a través del Sistema de Información de Mercado.
- 2.6.4 La demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos, incluye las pérdidas técnicas y no técnicas de las RGD's en la Zona de Carga Agrupada y hora respectiva que se asignen a los Suministradores de Servicios Básicos. La demanda total del Sistema Interconectado incluye las pérdidas técnicas y no técnicas de las RGD's en la Zona de Carga Agrupada y hora respectiva que se asignen a todas las Entidades Responsables de Carga. Para tal efecto:
- (a) En caso de que se realice algún cambio en la metodología de asignación de pérdidas, ya sea por cambios a las Reglas del Mercado, cambios a los criterios de aplicación de la CRE, cambios en los procesos internos del CENACE o cualquier otra disposición, el cálculo para la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos y la demanda total del Sistema se llevará a cabo utilizando la metodología más reciente.
- 2.6.5 La demanda total, tanto de los Suministradores de Servicios Básicos como del Sistema Interconectado, incluirá las cargas directa e indirectamente modeladas que conforman la Zona de Carga Agrupada.

- 2.6.6 Las Zonas de Carga Agrupadas serán conjuntos de Zonas de Carga en los que se venderán los productos de Energía en la Subasta. Todas las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo deberán pertenecer a una Zona de Carga Agrupada. Asimismo, ninguna Zona de Carga podrá pertenecer a más de una Zona de Carga Agrupada.
- 2.6.7 La definición inicial de las Zonas de Carga Agrupadas, así como la metodología para actualizar los vectores de distribución y su ponderación se presentan en el Anexo 8 de este Manual. El CENACE podrá actualizar la definición de las Zonas de Carga Agrupadas para una Subasta, de acuerdo con la metodología del Anexo 8, mediante la publicación de nuevos vectores de ponderación en las Bases de Licitación de la Subasta correspondiente. En su defecto, aplicarán las definiciones establecidas en este manual. En caso de actualizar la definición de las Zonas de Carga Agrupadas para una Subasta, no se afectará la definición que aplica a las Subastas realizadas con anterioridad.
- 2.6.8 El precio de las Zonas de Carga Agrupadas se basará en los Precios Marginales Locales de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo incluidas en su vector de distribución, ponderados por los elementos de dicho vector. Dicho precio se podrá calcular para el MDA o MTR y se define conforme a la siguiente fórmula:

$$PML_{v,a} = \sum_{l \in L} PML_{l,a} \cdot pa_v^l \quad \forall ZA_v \in V, \quad a \in A$$

Donde:

- l Índice para el número de Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo, tal que $zm_l \in ZA_v \subset L, l \in IL$.
- a Es el índice para las horas del año tal que $a \in A$
- v Es el índice para la Zona de Carga Agrupadas tal que $ZA_v \in V$,
- $PML_{v,a}$ Es el Precio Marginal Local Ponderado, en el MDA ó MTR, de la Zona de Carga Agrupada ZA_v , para la hora a . Medido en \$/MWh.
- $PML_{l,a}$ Es el Precio Marginal Local, en el MDA ó MTR, de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , para la hora a .
- pa_v^l Es la ponderación de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l dentro de la Zona de Carga Agrupada ZA_v
- ZA_v Zona de Carga Agrupada ZA_v , que contiene Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , donde

$$ZA_v = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_l\}$$

- L Es el conjunto de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo
- V Conjunto de las Zonas de Carga Agrupadas ZA_l , donde:

$$V = \{ZA_1, ZA_2, \dots, ZA_v\}.$$

- A Es el conjunto de horas

2.6.9 Los Bloques de Carga que se considerarán en las Subastas serán los siguientes:

- Bloque de carga Base;
- Bloque de carga Intermedia, y
- Bloque de carga Punta.

- 2.6.10 Los Bloques de carga se definirán en función de dos parámetros fijos de referencia en MW por cada Zona de Carga Agrupada: el umbral de carga base y el umbral de carga intermedia.
- (a) El umbral de carga base será el valor en MW que, en el 90% de las horas del año anterior al año en el que se entrega la energía, fue igual o menor a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada.
 - (b) El umbral de carga intermedia será el valor en MW que, en el 10% de las horas en el año anterior al año en el que se entrega la energía, fue menor o igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada.
 - (c) En caso de que las Bases de Licitación establezcan que para la Subasta en curso se aplicará la Cantidad Complementaria, los umbrales establecidos en el numeral 2.6.10 (a) y (b) se definirán en función de la demanda total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada.
 - (d) Los umbrales establecidos en los incisos (a) y (b) anteriores se podrán modificar para una Subasta dada a solicitud de los Suministradores de Servicios Básicos o a propuesta del CENACE, a fin de que los bloques de carga correspondan al despacho esperado de los distintos tipos de generación. El cambio de los valores de los umbrales deberá contar con la opinión favorable de la CRE. En todo caso, los valores de los umbrales que usarán como referencia deberán establecerse en las Bases de Licitación de cada Subasta, y los cambios realizados para una Subasta no tendrán impacto en las Subastas anteriores.
 - (e) Para los efectos del inciso anterior, CENACE deberá presentar a la CRE la solicitud de cambio de umbrales en la que se deberán expresar los motivos y fundamentos correspondientes. La CRE tendrá 5 días hábiles para emitir su opinión, en caso contrario se dará por aceptada. Si la opinión de la CRE es favorable, se adoptará la nueva definición para los umbrales en conformidad con la propuesta.
 - (f) Para efecto la metodología descrita en los incisos (a) y (b), el CENACE podrá calcular umbrales utilizando los valores del año previo al “año anterior” citada en dichos incisos, hasta que estén disponibles los datos completos del “año anterior” para calcular los umbrales aplicables. Los datos que se utilicen del “año anterior” deberán ser publicados a más tardar a finales de febrero del año en curso. Las correcciones que resulten del cambio en los umbrales, se liquidarán usando la metodología descrita en el numeral 4.7.3(d).
 - (g) En las Bases de Licitación se especificará la fecha de corte para la elaboración de las curvas de duración que se utilizarán para el cálculo de los umbrales iniciales. Cualquier ajuste en las cargas después de esta fecha, no se tomará en cuenta para los umbrales que se utilizarán durante la ejecución de la Subasta.
- 2.6.11 Los Productos incluidos en las Subastas se basarán en las siguientes cantidades de energía en cada Zona de Carga Agrupada:
- (a) Cantidad de carga base total por hora:
 - i. Cuando la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria es el valor menor de:
 - 1. La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada en cada hora del año, y
 - 2. El umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada.
 - ii. Cuando la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, es el valor menor de:
 - 1. La carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada en cada hora del año, y
 - 2. El umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada.
 - (b) Cantidad de carga intermedia total por hora:
 - i. Cuando la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria será el valor menor de:
 - 1. La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada menos el umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada en cada hora del año, o cero cuando dicha diferencia es negativa, y

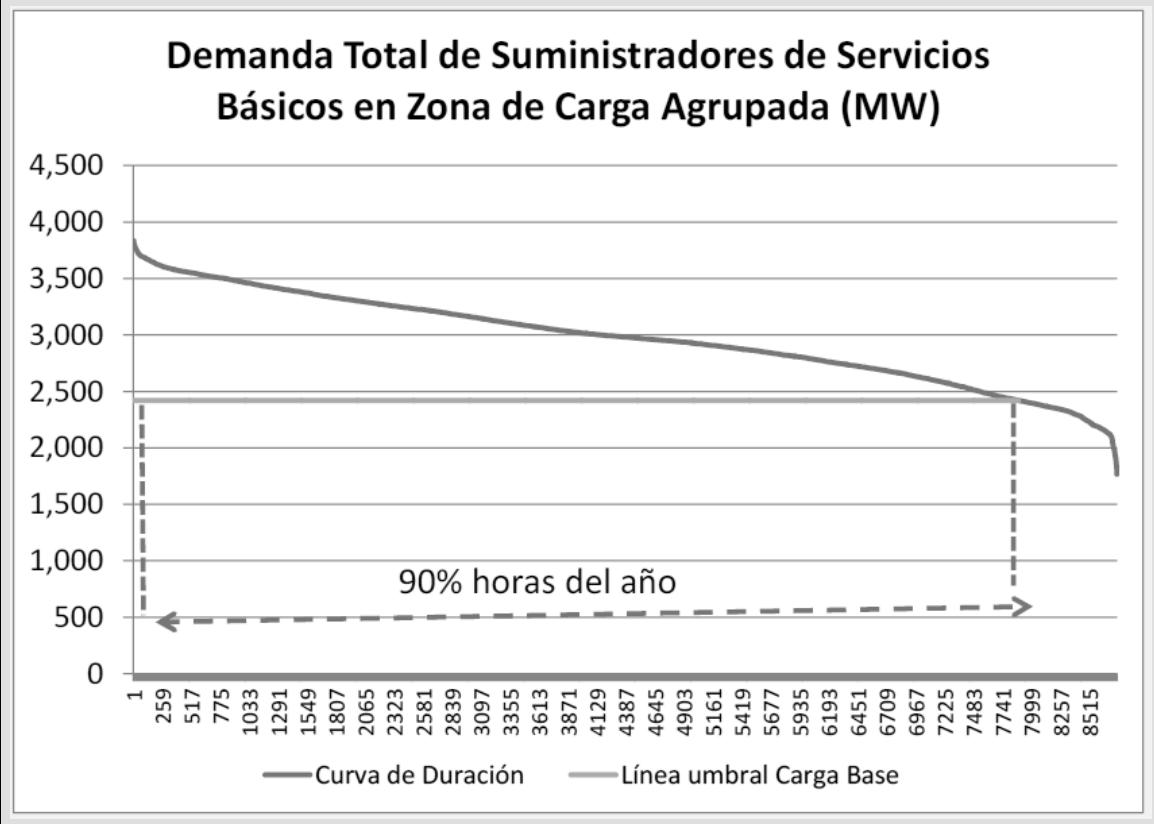
2. El umbral de carga intermedia menos el umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada.
- ii. Cuando la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, será el valor menor de:
 1. La carga total Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada menos el umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada en cada hora del año, o cero cuando dicha diferencia es negativa, y
 2. El umbral de carga intermedia menos el umbral de carga base de la Zona de Carga Agrupada.
- (c) Cantidad de carga punta total por hora:
 - i. Cuando la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria será la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada menos el umbral de carga intermedia de la Zona de Carga Agrupada. Cuando dicha diferencia sea negativa, la cantidad de carga punta total en la hora será cero.
 - ii. Cuando la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, será la carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada menos el umbral de carga intermedia de la zona de carga. Cuando dicha diferencia sea negativa, la cantidad de carga punta total en la hora será cero.

Ejemplo - Determinación del umbral de carga base en Zona de Carga Agrupada

1. Caso sin uso de Cantidad Complementaria

El propósito de este ejemplo es ilustrar el concepto del umbral de carga base para una Subasta en donde no se contempla el uso de la Cantidad Complementaria.

La gráfica presenta los consumos horarios totales de los Suministradores de Servicios Básicos en una Zona de Carga Agrupada. Los consumos del año anterior a la fecha en que se entrega la energía se presentan ordenados del mayor al menor. En ese orden, el umbral de carga base corresponde al valor número 7884 (90 % de las horas del año) y es igual a 2,421 MW. Así, el umbral de carga base es menor que el consumo total de los Suministradores de Servicios Básicos en el 90 % de las horas del año.

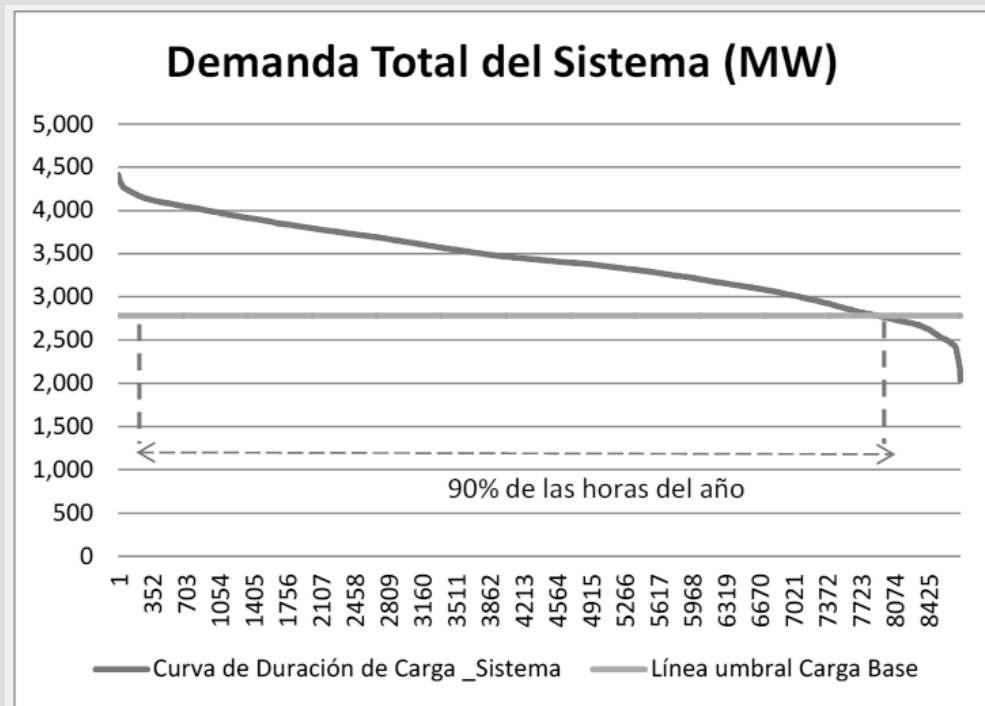


Ejemplo - Determinación del umbral de carga base en Zona de Carga Agrupada

2. Caso con uso de Cantidad Complementaria

El propósito de este ejemplo es ilustrar el concepto del umbral de carga base para una Subasta en donde se contempla el uso de la Cantidad Complementaria. En estos casos, los umbrales se determinan usando la curva de duración del Sistema. Para este ejemplo, se considera que la carga del Sistema en la Zona de Carga Agrupada es 10% mayor a la carga de los SSB.

La gráfica presenta los consumos horarios totales del Sistema en una Zona de Carga Agrupada. Los consumos del año anterior a la fecha en que se entrega la energía se presentan ordenados del mayor al menor. En ese orden, el umbral de carga base corresponde al valor número 7884 (90 % de las horas del año) y es igual a 2,784 MW. Así, el umbral de carga base es menor que el consumo total del Sistema en la Zona de Carga Agrupada en el 90 % de las horas del año.



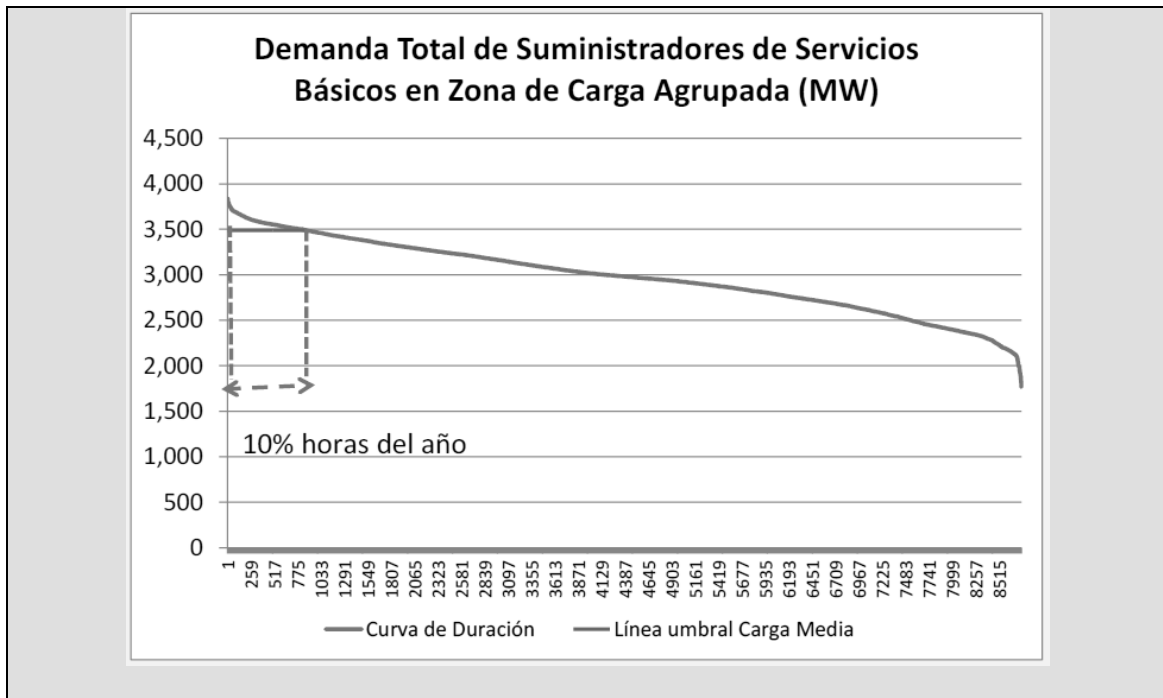
Ejemplo

Determinación del umbral de carga intermedia para una Zona de Carga Agrupada

3: Caso sin uso de Cantidad Complementaria

El propósito de este ejemplo es ilustrar el concepto del umbral de carga intermedia. Para este ejemplo, se considera que la Subasta se lleva a cabo sin el uso de la Cantidad Complementaria, por lo que el umbral se define en función de la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en cada Zona de Carga Agrupada.

La gráfica presenta los consumos horarios totales de los Suministradores de Servicios Básicos en una Zona de Carga Agrupada. Los consumos del año anterior a la fecha en que se entra la energía se presentan ordenados del mayor al menor. En ese orden, el umbral de carga intermedia corresponde al valor número 876 (10 % de las horas del año) y es igual a 3,488 MW. Así, el umbral de carga intermedia es menor que el consumo total de los Suministradores de Servicios Básicos en el 10 % de las horas del año.



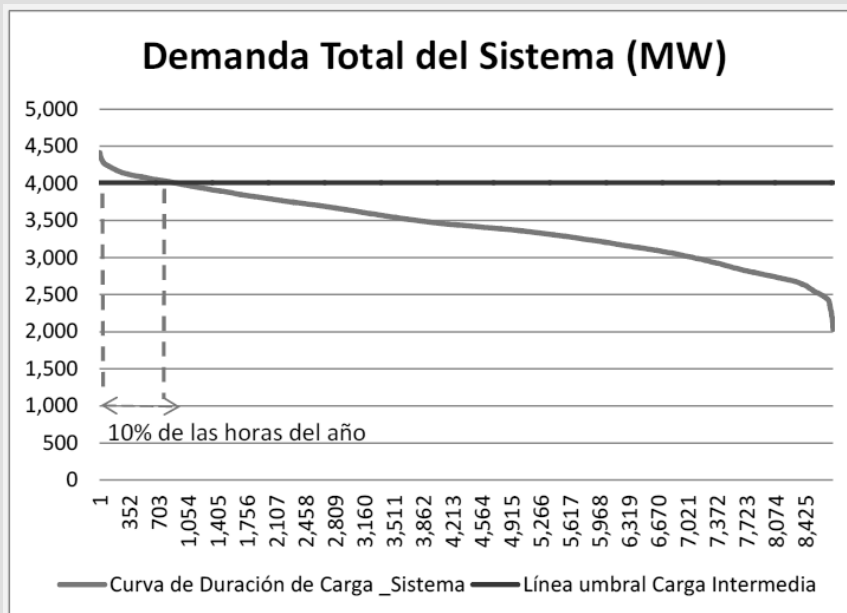
Ejemplo

Determinación del umbral de carga intermedia para una Zona de Carga Agrupada 4: Caso con uso de Cantidad Complementaria

El propósito de este ejemplo es ilustrar el concepto del umbral de carga intermedia. Para este ejemplo, se considera que la Subasta se lleva usando el concepto de Cantidad Complementaria y que la carga total del Sistema es 10% mayor a la carga de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada.

Para este caso, el umbral se define en función de la demanda total Sistema en la Zona de Carga Agrupada.

La gráfica presenta los consumos horarios del Sistema para una Zona de Carga Agrupada. Los consumos del año anterior a la fecha en que se entra la energía se presentan ordenados del mayor al menor. En ese orden, el umbral de carga intermedia corresponde al valor número 876 (10 % de las horas del año) y es igual a 4,010 MW. Así, el umbral de carga intermedia es menor que el consumo total del Sistema en el 10 % de las horas del año.



Ejemplo**Determinación de Cantidades de carga base, intermedia y punta para una Zona de Carga Agrupada para el caso en que no se utiliza la Cantidad Complementaria**

En una Zona de Carga Agrupada los umbrales de carga base y carga intermedia se establecen en los siguientes valores:

- a) Umbral de carga base: 2,421 MW.
- b) Umbral de carga intermedia: 3,488 MW.

Caso 1: Demanda total mayor que el umbral de carga intermedia

Suponga que la demanda total de los Suministradores de Servicios en una hora es 3,820 MW. Las cantidades en los bloques de carga base, intermedia y punta se determinan de acuerdo al numeral 2.6.11, dando como resultado:

- a) La cantidad de carga base total en esta hora es 2,421 MW (el menor de 3,820 y 2,421).
- b) La cantidad de carga intermedia total en esta hora es 1,067 MW. Este valor es el menor de $(3,820 - 2,421)$ y $(3,488 - 2,421)$.
- c) La cantidad de carga punta total en esta hora es 332 MW, resultado de la resta $3,820 - 3,488$.

Para verificar que los cálculos se hicieron de forma correcta, se comprueba que la suma de las cantidades (carga base, intermedia y punta) es igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la hora: $2,421 + 1,067 + 332 = 3,820$.

Caso 2: Demanda total entre los umbrales de carga intermedia y base.

Suponga que la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en otra hora es 3,480 MW. Las cantidades en los bloques de carga base, intermedia y punta se determinan de acuerdo al numeral 2.6.11, dando como resultado:

- a) La cantidad de carga base total en la hora es 2,421 MW (el menor de 3,480 y 2,421).
- b) La cantidad de carga intermedia total en la hora es 1,059 MW. Este valor es el menor de $(3,480 - 2,421)$ y $(3,488 - 2,421)$.
- c) La cantidad de carga punta total en la hora es 0 MW, pues la diferencia $3,480 - 3,488$ es negativa.

Para verificar que los cálculos se hicieron de forma correcta, se comprueba que la suma de las cantidades (carga base, intermedia y punta) es igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la hora: $2,421 + 1,059 + 0 = 3,480$.

Caso 3: Demanda total menor al umbral de carga base.

Suponga que la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en otra hora es 2,400 MW. Las cantidades en los bloques de carga base, intermedia y punta se determinan de acuerdo al numeral 2.6.11, dando como resultado:

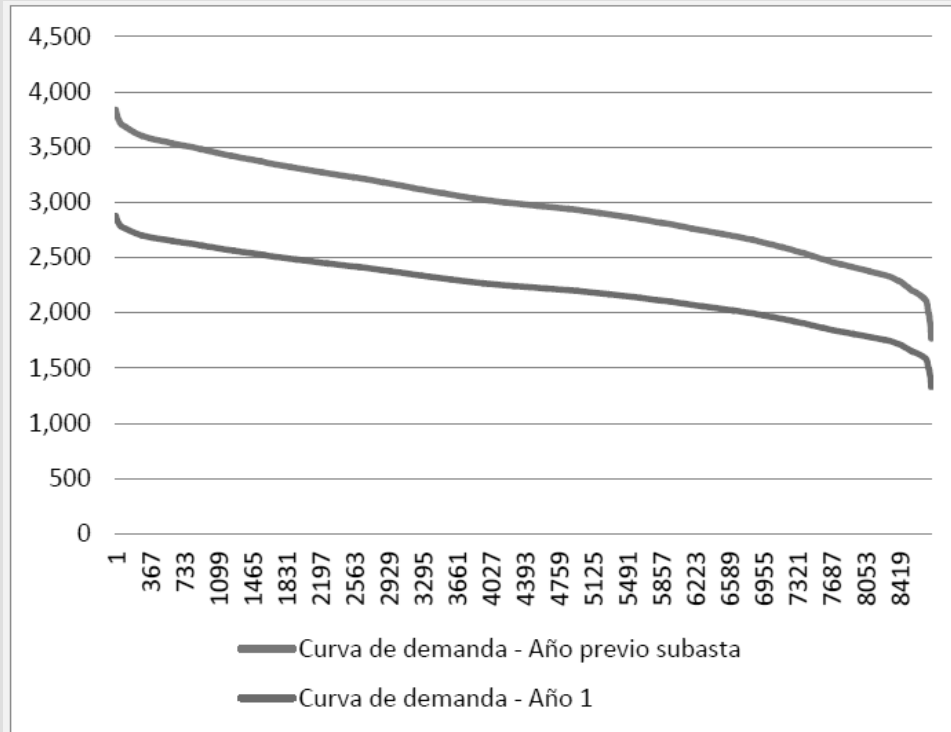
- a) La cantidad de carga base total en la hora es 2,400 MW (el menor de 2,400 y 2,421).
- b) La cantidad de carga intermedia total en la hora es 0 MW, pues la diferencia $2,400 - 2,421$ es negativa.
- c) La cantidad de carga punta total en la hora es 0 MW, pues la diferencia $2,400 - 3,488$ es negativa.

Para verificar que los cálculos se hicieron de forma correcta, se comprueba que la suma de las cantidades (carga base, intermedia y punta) es igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos multiplicada por el factor de ajuste en la hora: $2,400 + 0 + 0 = 2,400$.

Ejemplo**Impacto del cambio en la demanda en una Zona de Carga Agrupada en el cálculo de los umbrales****Caso 1: Caso sin considerar el uso de la Cantidad Complementaria**

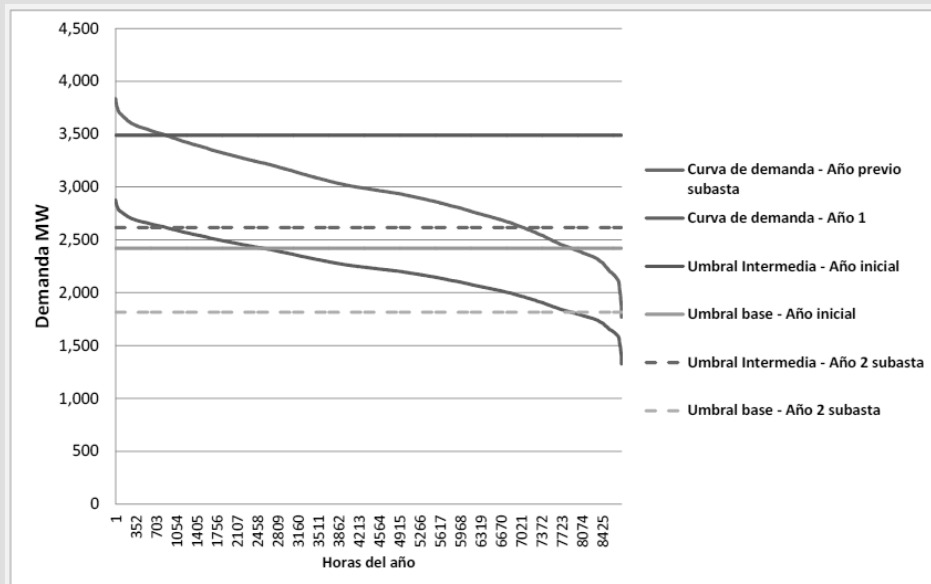
El propósito de este ejemplo es ilustrar cómo se recalculan los umbrales de carga ante un cambio en la demanda total en una Zona de Carga Agrupada. Este ejemplo no considera el uso de la Cantidad Complementaria.

Suponga que la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada se reduce en un 25% entre el año de la subasta y el primer año de entrega de energía. La gráfica presenta los consumos horarios totales de los Suministradores de Servicios Básicos en una Zona de Carga Agrupada para el año previo a la subasta y el primer año del contrato, ordenados del mayor al menor.



Dado que los umbrales se definen en función de las horas del año anterior al año en el que se entrega la energía, los umbrales de carga base e intermedia para el segundo año de la subasta se recalculan usando la curva de demanda del año 1. Así, el umbral de carga intermedia se reduce entre el año 1 y 2 de 3,488 MW a 2,616 MW, el nuevo valor que corresponde al 10% de las horas del año.

De igual forma, el umbral de carga base para el año 2 se disminuye de 2,421 MW (umbral año 1) a 1,815 MW, el valor que corresponde al 90% de las horas para la nueva curva de demanda.



Ejemplo**Impacto del cambio en la demanda en una Zona de Carga Agrupada en el cálculo de los umbrales.
Caso 2: con el uso de la Cantidad Complementaria**

Para los casos en que la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el proceso para la redefinición de umbrales derivado de un cambio en la demanda será idéntico al descrito en el ejemplo anterior. La única diferencia será que para el caso en que se contemple el uso de la Cantidad Complementaria, se utilizará la demanda total del Sistema, y no la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos, para calcular la curva de duración para cada año para definir los umbrales.

Capítulo 3: Participación en las Subastas**3.1 Compradores Potenciales**

3.1.1 Las siguientes Entidades Responsables de Carga podrán participar en las Subastas como compradores Potenciales siempre y cuando cumplan con los requisitos y condiciones que para ello se establecen en las Bases del Mercado Eléctrico, en las Bases de Licitación y en este Manual:

- (a) Suministradores de Servicios Básicos;
- (b) Suministradores de Servicios Calificados;
- (c) Comercializadores;
- (d) Suministradores de Último Recurso, y
- (e) Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

3.1.2 Las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos y los demás Participantes del Mercado podrán participar en las Subastas como Compradores Potenciales siempre y cuando se cumplan las condiciones siguientes:

- (a) El Comprador Potencial de que se trate tenga conocimiento y esté de acuerdo en que la Oferta de Compra que presentará en la Subasta deberá ajustarse a lo previsto en la Base 14.1.4(b) y la Base 14.1.4(h) de las Bases del Mercado Eléctrico; en particular:
 - (i) Los parámetros de las subastas, en particular los términos en que se presentarán las ofertas de compra de Energía se ajustarán a las necesidades de los Suministradores de Servicios Básicos, como se establece en el apartado 2.6.2. de este Manual.
 - (ii) La participación en cada Subasta para la compra de Productos durante el primer año incluido en la Subasta se limita a Participantes del Mercado que cuenten con el permiso correspondiente de la CRE y cuenten con contratos de Participante de Mercado con el CENACE. Cualquier participante en las subastas que no sea Participante del Mercado al momento de entregar sus ofertas, sólo podrá ofrecer comprar Productos en el segundo y/o tercer año contemplado en la Subasta, y deberá comprometerse a que, en caso de recibir una asignación en la Subasta, se registre como Participante del Mercado a fin de dar cumplimiento a las obligaciones correspondientes.
- (b) El Comprador Potencial cumpla con los requisitos y obligaciones previstos en las Bases del Mercado, este Manual y en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para ser registrado por el CENACE como Comprador Potencial en la Subasta de Mediano Plazo correspondiente.
- (c) El Comprador Potencial no se encuentre impedido en los términos de la legislación aplicable.

3.1.3 Los Compradores Potenciales que resulten asignatarios de uno o más Contratos en las Subastas suscribirán dichos Contratos directamente, según lo hayan establecido en la o las Ofertas de Compra que resulten seleccionadas y cumpliendo con lo previsto en este Manual, las Bases de Licitación correspondientes y la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.

3.2 Cámara de Compensación de Contratos de Subastas de Mediano Plazo

3.2.1 La Cámara de Compensación administrará de manera centralizada los Contratos que sean asignados por el CENACE a través de Subastas convocadas después de que esa cámara haya sido creada, incluyendo los Contratos que celebren los Suministradores de Servicios Básicos en dichas Subastas.

- 3.2.2 La función de la Cámara de Compensación será fungir como contraparte de los Vendedores y Compradores que como resultado de la Subasta sean asignatarios de cantidades de Producto, para que las partes Compradora y Vendedora no se obliguen entre sí, sino que lo hagan respecto a la Cámara.
- (a) La Cámara de Compensación representará a todos los Compradores frente a los Vendedores, y a todos los Vendedores frente a los Compradores, con el propósito de fungir como contraparte que asegure que los Compradores reciban las Transacciones Bilaterales de Potencia y las Transacciones Bilaterales Financieras correspondientes a los Productos contratados que deban ser entregados por los Vendedores, y que los Vendedores reciban los pagos que deban realizar los Compradores, conforme a lo estipulado en los Contratos correspondientes, en los términos de la Guía Operativa correspondiente.
 - (b) La Cámara será garante de las obligaciones financieras que se generen diariamente por el ejercicio de los Productos de Energía contratados:
 - (i) Transacciones Bilaterales Financieras relacionadas con los Productos de Energía valorados al PML ponderado de la Zona de Carga Agrupada correspondiente (*PML_{v,e}*) del Mercado de Tiempo real.
 - (ii) Cobro y pago del Producto contratado al precio determinado en la Subasta.
- 3.2.3 La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo establecerá lo que resulte necesario para asegurar que los Contratos asignados a través de las Subastas puedan ser suscritos conforme a lo previsto en el numeral inmediato anterior y se mantenga el equilibrio necesario respecto a los Productos y los pagos estipulados en esos contratos.
- 3.2.4 La Cámara aplicará los parámetros de riesgo aplicables a los contratos, determinará las Garantías de Cumplimiento mínimas iniciales y requerirá las garantías adicionales necesarias para administrar el riesgo.
- (a) La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo establecerá los procedimientos necesarios para establecer el perfil crediticio de los participantes.
 - (b) La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo establecerá los requisitos de márgenes y los procedimientos para calcular el Valor-en-Riesgo de las posiciones tomadas por cada contraparte.
 - (c) La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo también definirá los procedimientos y requisitos para exigir la presentación de garantías adicionales, o la liquidación de posiciones, en caso de que los márgenes de garantías existentes sean insuficientes para cubrir el Valor-en-Riesgo.
- 3.2.5 La Cámara de Compensación recibirá y administrará las Garantías de Cumplimiento con el objetivo de garantizar el cumplimiento de las operaciones financieras y minimizar el costo neto de incumplimiento.
- (a) En caso necesario, la Cámara de Compensación ejecutará las Garantías de Cumplimiento que hayan sido otorgadas en los términos de los Contratos correspondientes para asegurar que los pagos se realicen.
 - (b) La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo establecerá la manera como se asignarán y asumirán los costos netos de incumplimiento.
- 3.2.6 La Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo, definirá la forma de participación de la Cámara de Compensación en el Mercado de Energía de Corto Plazo y los mecanismos para que ésta pueda compensar las posiciones de los compradores y los vendedores.
- 3.2.7 Los costos de operación que la Cámara de Compensación podrá cobrar se fijarán y se supervisarán en los términos establecidos en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo.
- 3.2.8 El funcionamiento y las reglas de operación de la Cámara de Compensación se establecerán con mayor detalle en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo.
- 3.3 Costo de participación en las Subastas
- 3.3.1 El interesado en participar en la Subasta deberá pagar al CENACE por los siguientes conceptos, conforme a lo que se indica a continuación:
- (a) Quienes deseen participar en las juntas de aclaraciones y demás actos subsecuentes de la Subasta, así como quienes deseen solicitar su registro como "Compradores Potenciales" o la precalificación de las "Ofertas de Venta", deberán cubrir una cuota de inscripción de la Subasta.

- (b) La cuota de inscripción de la Subasta será de 5,000 UDIs
 - (c) Si el interesado no es Participante de Mercado al momento de hacer su oferta de Compra, este deberá pagar un monto por concepto de la evaluación de solicitud de registro como Comprador Potencial equivalente a 50,000 UDIs. En caso de que el Comprador Potencial ya sea Participante de Mercado, este no pagará una cuota por evaluación de solicitud.
 - (d) Si el interesado no es Participante de Mercado al momento de presentar Ofertas de Venta, este deberá pagar un monto por concepto de la evaluación de solicitud de precalificación de Ofertas de Venta, sin importar el número de ofertas que pretenda presentar, equivalente a 50,000 UDIs. En caso de que el interesado sea Participante de Mercado al momento de presentar su solicitud, este no pagará una cuota por evaluación de solicitud.
- 3.3.2 El pago correspondiente deberá realizarse en los bancos autorizados, conforme al procedimiento que se indique en el Sitio o en el Sistema de Información de Mercado.
- 3.3.3 Los pagos que reciba el CENACE por los conceptos antes señalados tendrán por objeto asegurar la seriedad de los participantes. Estos pagos no tienen el objetivo de cubrir los costos del CENACE para operar las Subastas, toda vez que el Capítulo VI de la Ley de la Industria Eléctrica faculta a la CRE para expedir las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE, y que es la determinación de estas Tarifas Reguladas que tiene como objetivo “permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente”. A fin de que estas tarifas se ajusten en cada año para permitir que ese organismo público pueda recuperar la diferencia entre los ingresos percibidos por la operación de la Subasta y los costos eficientes de operarla, el CENACE deberá informar a la CRE de los ingresos antes mencionados y los costos en que incurra para:
- (a) Elaborar y publicar la Convocatoria;
 - (b) Emitir y modificar los documentos técnicos requeridos;
 - (c) Registrar a los Compradores Potenciales, recibir las Ofertas de Compra y definir las Ofertas de Compra Aceptadas;
 - (d) Evaluar las solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta, recibir las Ofertas de Venta, evaluar las Ofertas de Venta, elaborar y notificar el Fallo de la Subasta;
 - (e) Tramitar y resolver las solicitudes de reconsideración, procedimientos de solución de controversias e impugnaciones que presenten los Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales;
 - (f) Elaborar los modelos de Contratos y asegurar que los mismos se suscriban por quienes estén obligados a hacerlo;
 - (g) Cubrir el costo del Testigo Social que participe en las Subastas, y
 - (h) En su caso, cubrir el costo de los consultores que sean contratados por el CENACE para que le asistan en la realización de las actividades antes referidas.
- 3.3.4 El CENACE no reembolsará por ningún motivo los pagos que reciba por los conceptos mencionados en los apartados 3.3.1 y 3.3.3.
- 3.4 Garantías de Seriedad para las Ofertas de Compra
- 3.4.1 A más tardar en la fecha límite que se señale en el Calendario de la Subasta o las Bases de Licitación, las Entidades Responsables de Carga que se hayan registrado ante el CENACE como Comprador Potencial en la Subasta de Mediano Plazo correspondiente deberán entregar al CENACE su Garantía de Seriedad conforme a lo previsto en este Manual, la guía operativa de la Cámara de Compensación o las Bases de Licitación correspondientes.
- 3.4.2 Las Garantías de Seriedad se liberarán total o parcialmente, según corresponda, cuando la o las Ofertas de Compra cuya seriedad garanticen no hayan resultado asignadas. Asimismo, en caso de que la o las Ofertas de Compra sean seleccionadas, se liberarán los montos de la Garantía de Seriedad una vez que el o los Contratos correspondientes hayan sido suscritos por parte del Comprador.
- 3.4.3 La Garantía de Seriedad deberá ser presentada conforme a los términos establecidos para la Garantía de Cumplimiento en el Manual de Garantías de Cumplimiento. En caso de que se encuentre en operación la Cámara de Compensación, la Guía Operativa de la Cámara definirá los procedimientos y requisitos para calcular la Garantía de Seriedad, cuyo monto será función de la calidad crediticia del Participante del Mercado.
- 3.4.4 Para las Subastas en las cuales no opera la Cámara de Compensación, el monto mínimo de la Garantía de Seriedad para cada Comprador Potencial se calculará conforme a lo siguiente:

- (a) 100,000 UDIs por MW-año de Potencia que pretenda comprar en la Subasta, más
 - (b) 75 UDIs por MWh que pretenda comprar en la Subasta por Zona de Carga Agrupada y por Bloque de carga, para cada año de Contrato.
 - (c) Para el cálculo del monto de la Garantía de Seriedad correspondiente al inciso (b) anterior, el porcentaje de la demanda ofertada se convertirá a MWh utilizando el siguiente valor:
 - i. En caso de que la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el valor será igual a la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, para la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente en el año anterior al que se entregue la energía
 - ii. En caso de que la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el valor será igual a la carga total del Sistema Interconectado, para la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente en el año anterior al que se entregue la energía.
 - (d) El valor descrito en el inciso (c) anterior, se publicará en el Sitio y será parte de las Bases de Licitación.
 - (e) En caso de que se encuentre en operación la Cámara de Compensación, la Guía Operativa de la Cámara definirá los procedimientos y requisitos para calcular la Garantía de Seriedad, cuyo monto será función de la calidad crediticia del Comprador Potencial.
- 3.4.5 Una vez presentada la Garantía de Seriedad, el CENACE sólo emitirá las Constancias correspondientes a las Ofertas de Compra Aceptadas cuando el Comprador Potencial haya presentado una Garantía de Seriedad suficiente para cubrir las cantidades de los Productos incluidos en la Oferta, de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4.4.
- 3.5 Garantías de Seriedad para las Ofertas de Venta
- 3.5.1 Antes de la recepción de Ofertas de Venta, y a más tardar en la fecha límite que se señale en el Calendario de la Subasta, quienes hayan solicitado la precalificación de Ofertas de Venta deberán entregar al CENACE su Garantía de Seriedad conforme a lo previsto en este Manual y en las Bases de Licitación correspondientes.
- 3.5.2 Las Garantías de Seriedad se liberarán total o parcialmente, según corresponda, cuando la o las Ofertas de Venta cuya seriedad garanticen no hayan sido seleccionadas. Asimismo, en caso de que la o las Ofertas de Venta sean seleccionadas, se liberarán los montos de la Garantía de Seriedad una vez que el o los Contratos correspondientes hayan sido suscritos por parte del Vendedor Potencial.
- 3.5.3 La Garantía de Seriedad deberá ser presentada conforme a los términos establecidos para la Garantía de Cumplimiento en el Manual de Garantías de Cumplimiento. En caso de que se encuentre en operación la Cámara de Compensación, la Garantía de Seriedad deberá ser presentada conforme a lo descrito en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- 3.5.4 Para las Subastas en las cuales no opera la Cámara de Compensación, el monto mínimo de la Garantía de Seriedad para cada Vendedor Potencial se calculará conforme a lo siguiente:
- (a) 100,000 UDIs, sin importar el número de Ofertas de Venta que pretenda presentar, más
 - (b) 100,000 UDIs por MW-año de Potencia que pretenda ofrecer en la Subasta, más
 - (c) 75 UDIs por MWh que pretenda ofrecer en la Subasta por Zona de Carga Agrupada y por Bloque de carga, para cada año de contrato.
 - (d) Para el cálculo del monto de la Garantía de Seriedad correspondiente al inciso (c) anterior, el porcentaje de la demanda ofertada se convertirá a MWh utilizando el siguiente valor:
 - i. En caso de que la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el valor será igual a la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, para la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente en el año anterior al que se entregue la energía
 - ii. En caso de que la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el valor será igual a la carga total del Sistema Interconectado, para la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente en el año anterior al que se entregue la energía.
 - (e) El valor descrito en el inciso (d) anterior, se publicará en el Sitio y será parte de las Bases de Licitación.
 - (f) En caso de que se encuentre en operación la Cámara de Compensación, la Guía Operativa de la Cámara definirá los procedimientos y requisitos para calcular la Garantía de Seriedad, cuyo monto será función de la calidad crediticia del Vendedor Potencial.

Ejemplo**Determinación de Garantías de Seriedad**

Suponga que las Ofertas de Venta de un Participante, para una Subasta que contempla el uso de la Cantidad Complementaria, contienen los siguientes productos:

- Potencia: 300 MW por año, en el Sistema Interconectado 1.
- Energía de Base: 10% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada 1, en el bloque de carga Base, por año.
- Energía Intermedia: 15% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada 1, en el bloque de carga Intermedia, por año.
- Energía de Punta: 20% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada 1, en el bloque de carga Punta, por año.

El CENACE establece los siguientes parámetros mediante publicación en el sitio:

Zona de Carga Agrupada	Bloque de Carga	Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga
1	Base	1.076472603
1	Intermedia	0.277166413
1	Punta	0.040273973

La Garantía de Seriedad se determina de acuerdo al numeral 3.5, de la siguiente manera:

- 100,000 UDIs/MW_año * 300 MW = 30,000,000 UDIs por año.
- 9,583,672.50 UDIs por año, que se desglosa como sigue:

Zona de Carga Agrupada	Bloque de Carga	Número estimado de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Cantidad Ofrecida de Producto en % de la carga total del Sistema Interconectado	UDIs por MWh	Horas por año por Bloque de Carga	Subtotal (UDIs por año)
1	Base	1.076472603	10	75	8,760	7,072,425.00
1	Intermedia	0.277166413	15	75	7,884	2,458,327.50
1	Punta	0.040273973	20	75	876	52,920.00
Total						9,583,672.50

- 3.5.5 Una vez presentada la Garantía de Seriedad, el CENACE sólo emitirá las Constancias de Precalificación correspondientes a las Ofertas de Venta cuando el Vendedor Potencial haya presentado una Garantía de Seriedad suficiente para cubrir las cantidades de los Productos incluidos en la Oferta, de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.5.4.
- 3.5.6 Si el monto de la Garantía de Seriedad presentada es inferior al monto mínimo establecido conforme al numeral 3.5.4 para respaldar una oferta de venta, el CENACE no emitirá la Constancia de Precalificación para dicha oferta. Cuando un Vendedor Potencial presente varias Ofertas de Venta para precalificación, la suficiencia de la Garantía de Seriedad se evaluará el orden de prioridad de sus Ofertas de Venta que indique en la etapa de precalificación. Para esto se seguirá la siguiente metodología:
- (a) Las ofertas serán aceptadas y evaluadas de acuerdo a la prioridad que deberá definir el participante.
 - (b) Si así lo desea el participante, se permitirá que ciertos instrumentos, como lo son las cartas de crédito, sean designados a alguna oferta en particular.
 - (c) Las Ofertas recibidas no podrán ser modificadas con el fin de disminuir la Oferta para poder incrementar el número de Ofertas que pueden ser cubiertas por la Garantía de Seriedad.
 - (d) Una vez que el número de Ofertas evaluadas representen el monto equivalente al de la Garantía de Seriedad, el CENACE automáticamente rechazará las Ofertas restantes que no fueron cubiertas por la Garantía de Seriedad.
- 3.6 Vendedores Potenciales
- 3.6.1 Cualquier Participante de Mercado podrá participar en las Subastas como Vendedor Potencial para ofrecer vender uno o más de los Productos que sean objeto de la misma, siempre y cuando cumpla con las condiciones siguientes:
- (a) El Vendedor Potencial de que se trate tenga conocimiento y esté de acuerdo a lo previsto en la Base 14.1.4(d) de las Bases del Mercado Eléctrico, la cual establece que únicamente los Generadores y Participantes del Mercado que puedan identificar las Unidades de Central Eléctrica con las que planean honrar sus ofertas, podrán participar en Subastas de Mediano Plazo como vendedores de Potencia;
 - (b) El Vendedor Potencial cumpla con los requisitos y obligaciones previstos en las Bases del Mercado, este Manual, en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación y en las respectivas Bases de Licitación para ser registrado por el CENACE como Vendedor Potencial en la Subasta de Mediano Plazo que se trate, y
 - (c) El Vendedor Potencial no se encuentre impedido en los términos de la legislación aplicable.
 - (d) La participación en cada Subasta para la venta de Productos durante el primer año incluido en la Subasta se limita a Participantes del Mercado que cuenten con el permiso correspondiente de la CRE y cuenten con contratos de Participante de Mercado con el CENACE. Cualquier participante en las Subasta que no sea Participante del Mercado al momento de entregar sus ofertas, sólo podrá ofrecer vender Productos en el segundo y/o tercer año contemplado en la Subasta, y deberá comprometerse a que, en caso de recibir una asignación en la Subasta, se registre como Participante del Mercado a fin de dar cumplimiento a las obligaciones correspondientes.
- 3.6.2 Los Vendedores Potenciales que resulten asignatarios de uno o más Contratos en las Subastas suscribirán dichos Contratos directamente según lo hayan establecido en la o las Ofertas de Venta que resulten seleccionadas y cumpliendo con lo previsto en este Manual, las Bases de Licitación correspondientes y la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- 3.6.3 Únicamente los Vendedores Potenciales que identifiquen las Centrales Eléctricas con las que tengan contemplado honrar sus Ofertas de Venta de Potencia podrán realizar Ofertas de Venta de Potencia en las Subastas. Para efectos de lo anterior, los Vendedores Potenciales podrán realizar Ofertas de Venta de Potencia en las Subastas a partir de cualquier tecnología proveniente de:
- (a) Centrales Eléctricas existentes, es decir, que se encuentren en operación comercial al momento de la presentación de la solicitud de precalificación, o
 - (b) Centrales Eléctricas nuevas, es decir, que no hayan iniciado su operación comercial, que al momento de la presentación de la solicitud de precalificación se encuentren en etapas de pruebas de inicio de operación comercial.
 - (c) Las Centrales Eléctricas nuevas identificadas, deberán haber recibido la declaración de Operación Comercial al menos 30 días hábiles antes de que inicie el primer año de entrega de Potencia en caso de resultar adjudicatarias.
- 3.6.4 Para las Ofertas de Venta de Energía, se permitirán las posiciones que no se respaldan por activos físicos y cualquier Participante de Mercado podrá participar sin tener que identificar las Centrales Eléctricas con las que tendría que honrar dichas Ofertas.

- 3.6.5 Los Vendedores Potenciales deberán observar las siguientes reglas respecto a las Centrales Eléctricas que hayan identificado en sus Ofertas de Venta de Potencia:
- (a) Las Centrales Eléctricas deberán ser capaces de entregar, bajo condiciones operativas normales, la Potencia ofertada.
 - (b) Las capacidades de las Centrales Eléctricas no pueden estar comprometidas mediante otros contratos ni haber sido otorgadas como garantía para otros contratos. Como excepción a lo anterior, los Contratos de Interconexión Legados no se considerarán un compromiso.
 - (c) En caso de que una Central Eléctrica tenga capacidad asociada a un Contrato de Interconexión Legado y esta capacidad sea adjudicada durante la Subasta, el permisionario tendrá la obligación de migrar la capacidad adjudicada del Contrato de Interconexión Legado a un contrato del nuevo régimen de la Ley de la Industria Eléctrica.
 - (d) En conformidad con la Base 3.6.2, no se permitirá el retiro de las Centrales Eléctricas incluidas en los Contratos que resulten de las Subastas durante la vigencia de dichos Contratos, a menos que el Vendedor establezca una fuente alternativa para sustituir la Potencia comprometida dentro del mismo año y Zona de Potencia. Lo anterior, sin perjuicio de las obligaciones establecidas en los artículos 18 y 135 de la Ley, y en la Base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico. Para llevar a cabo la sustitución:
 - (i) El Vendedor deberá identificar y comprometer la capacidad de otras Centrales Eléctricas que sean capaces de cumplir con las obligaciones correspondientes por el periodo restante del Contrato, bajo las mismas condiciones estipuladas en el Contrato original, y
 - (ii) El Vendedor deberá notificar la sustitución al CENACE para los fines de la actualización del registro del Contrato de Cobertura Eléctrica y sustitución del activo de referencia de la o las Transacciones Bilaterales de Potencia correspondientes, según lo dispuesto en el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- 3.6.6 Las Ofertas de Venta de Potencia deben incluir información con respecto a la Central Eléctrica que hayan identificado en la oferta y a sus compromisos adquiridos mediante otros Contratos.
- (a) La identificación de la Central Eléctrica;
 - (b) La capacidad de la Central Eléctrica, avalada por un dictamen pericial que se presentará en la etapa de precalificación. Las características del dictamen pericial y el perfil del perito se detallará en las Bases de Licitación;
 - (c) La siguiente información respecto a compromisos previos realizados en relación con la Central Eléctrica, avalada por una carta suscrita bajo protesta de decir verdad por los Vendedores Potenciales y que se presentará en la etapa de precalificación, así como la consulta del registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica, a realizarse por el CENACE en la etapa de precalificación:
 - (i) la cantidad de Potencia de la Central Eléctrica, en MW, comprometida mediante otros Contratos o identificada como fuente de referencia en los Contratos Legados para el Suministro Básico;
- 3.6.7 En caso de existir compromisos sobre una parte de las capacidades de la Central Eléctrica o que ésta esté identificada como fuente de referencia en los Contratos Legados para el Suministro Básico, se considerará que la capacidad de cada Producto disponible para la Oferta de Venta es la capacidad de dicho Producto avalada por el perito, menos la capacidad de dicho Producto previamente comprometida o identificada como fuente de referencia en los Contratos Legados para el Suministro Básico, ambas calculadas en términos del numeral anterior.
- 3.7 Asignación de los Contratos entre Compradores y Vendedores
- 3.7.1 Los Contratos asignados en las Subastas convocadas antes de la creación de la Cámara de Compensación serán suscritos directamente por los Compradores Potenciales, como Compradores, y por los Vendedores Potenciales, como Vendedores.
- 3.7.2 Las cantidades de cada Producto seleccionado (Potencia y Energía) en la Subasta se asignarán en los contratos entre cada Vendedor y cada Comprador de manera proporcional a las ventas totales de dicho Producto por cada Vendedor, y de manera proporcional a las compras totales del Producto por cada Comprador.
- 3.7.3 Los Contratos asignados en las Subastas convocadas después de la creación de la Cámara de Compensación serán suscritos por los Compradores Potenciales registrados como Compradores y la Cámara de Compensación como Vendedor, y por los Vendedores Potenciales registrados como Vendedores y la Cámara de Compensación como Comprador.
- 3.7.4 De existir la Cámara de Compensación, la cantidad de cada Producto vendido por los Vendedores se asignarán de forma individual entre la Cámara y los Vendedores. Asimismo, la cantidad de Producto comprado por los Compradores se asignará entre la Cámara y cada Comprador.

Ejemplo – Asignación de ofertas ganadoras: Potencia

En una Subasta de Mediano Plazo, para una Zona de Potencia se seleccionan ofertas de venta de Potencia de dos Vendedores Potenciales: el Vendedor Potencial A y el Vendedor Potencial B.

	Vendedor A	Vendedor B	Total
Cantidad anual de Potencia vendida (MW)	10	5	15

En la misma Subasta, para la misma Zona de Potencia, hay ofertas de compra de Potencia de dos Entidades Responsables de Carga: el Suministrador de Servicios Básicos SSB y la otra Entidad Responsable de Carga ERC.

	SSB	ERC	Total
Cantidad anual de Potencia comprada (MW)	10	5	15

- a) Si la Subasta hubiese sido convocada antes de la creación de la Cámara de Compensación, las cantidades asignadas a los contratos entre Vendedor y Comprador se muestran en la siguiente tabla:

Cantidades asignadas a los contratos entre el Vendedor y el Comprador		
Vendedor	Comprador	Cantidad (MW)
Vendedor A	SSB	$(10) \cdot (10) / 15 = 6.67$
Vendedor B	SSB	$(5) \cdot (10) / 15 = 3.33$
Vendedor A	ERC	$(10) \cdot (5) / 15 = 3.33$
Vendedor B	ERC	$(5) \cdot (5) / 15 = 1.67$

Se verifica que las cantidades totales asignadas en los contratos son iguales a las cantidades totales de las ofertas seleccionadas de cada una de las Partes.

- b) Si la Subasta hubiese sido convocada después de la creación de la Cámara de Compensación, las cantidades asignadas a los contratos entre Vendedor y Comprador se muestran en la siguiente tabla:

Cantidades asignadas a los contratos entre el Vendedor y la Cámara de Compensación		
Vendedor	Comprador	Cantidad (MW)
Vendedor A	Cámara de Compensación	$(10) \cdot (15) / 15 = 10.00$
Vendedor B		$(5) \cdot (15) / 15 = 5.00$

Ejemplo – Asignación de ofertas ganadoras: Energía

En una Subasta de Mediano Plazo que contempla el uso de la Cantidad Complementaria, para una Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga Base, en un año específico, se seleccionan ofertas de venta de Energía Eléctrica de dos Vendedores: el Vendedor A y el Vendedor B.

	Vendedor A	Vendedor B	Total
Cantidad asignada de Energía en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga Base (en % de carga del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga Base)	35	6	41

En la misma Subasta, para la misma Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga, se seleccionan ofertas de compra de Energía Eléctrica de dos Entidades Responsables de Carga, el Suministrador de Servicios Básicos SSB y la Entidad Responsable de Carga ERC.

	SSB	ERC	Total
Cantidad asignada de Energía en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga Base (en % de carga del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga Base)	36	5	41

- a) Si la Subasta hubiese sido convocada antes de la creación de la Cámara de Compensación, las cantidades asignadas a los contratos entre Vendedor y Comprador se muestran en la siguiente tabla:

Cantidades asignadas a los contratos entre el Vendedor y el Comprador		
Vendedor	Comprador	Cantidad asignada (en % de carga total del SSB, en el Bloque de carga Base)
Vendedor A	SSB	$(35) \cdot (36) / 41 = 30.73$
Vendedor B	SSB	$(6) \cdot (36) / 41 = 5.27$
Vendedor A	ERC	$(35) \cdot (5) / 41 = 4.27$
Vendedor B	ERC	$(6) \cdot (5) / 41 = 0.73$

Se verifica que las cantidades totales asignadas en los contratos son iguales a las cantidades totales de las ofertas seleccionadas de cada una de las Partes.

- b) Si la Subasta hubiese sido convocada después de la creación de la Cámara de Compensación, las cantidades asignadas a los contratos entre Vendedor y Comprador se muestran en la siguiente tabla:

Cantidades asignadas a los contratos entre el Vendedor y el Comprador		
Vendedor	Comprador	Cantidad asignada (en % de carga total del SSB, en el Bloque de carga Base)
Vendedor A	Cámara de	$(36) \cdot (41) / 41 = 36.00$
Vendedor B	Compensación	$(6) \cdot (41) / 41 = 6.00$

3.8 Conflictos de Interés

- 3.8.1 Los Interesados, Vendedores Potenciales y Compradores Potenciales no deberán ser, ni tener a la fecha de publicación de la Convocatoria de la Subasta y 12 meses antes de la publicación de la misma, entre sus empleados, contratistas y miembros remunerados de su Consejo u órganos de toma de decisión a personas físicas o morales que hayan sido contratadas o remuneradas, bajo cualquier figura o modalidad, de forma directa o indirecta con persona alguna que haya participado en la elaboración del Manual o las Bases de Licitación de las Subasta para lo cual, la Secretaría, la CRE y el CENACE, publicarán cada uno, un listado de personas impedidas para participar en la Subasta.
- 3.8.2 A más tardar cinco días hábiles después de la publicación de las Bases de Licitación correspondientes, la Secretaría, la CRE y el CENACE publicarán la lista de personas impedidas para participar en la Subasta conforme a los dos numerales anteriores.
- 3.8.3 Cada oferta económica de las Ofertas de Compra u Ofertas de Venta deberá incluir una declaración bajo protesta de decir verdad, firmada por el representante legal del Comprador Potencial o Vendedor Potencial, en la que manifieste que para el desarrollo de dicha oferta no contó con la participación de las personas identificadas por la Secretaría, la CRE y el CENACE conforme al numeral 3.8.1, ni como empleados ni como contratistas ni miembros remunerados de su Consejo u órganos de toma de decisión.

Capítulo 4: Contratos asignados a través de Subastas de Mediano Plazo

4.1 Modelo del Contrato

- 4.1.1 Dentro de los 10 días hábiles después de la publicación de las Bases de Licitación, el CENACE publicará en el Sitio el modelo de Contrato que el CENACE utilizará para elaborar los Contratos que deberán suscribir los Compradores Potenciales y los Vendedores Potenciales que hayan resultado asignatarios de los mismos, o bien, cada uno de ellos y la Cámara de Compensación.
- 4.1.2 El modelo antes referido deberá cumplir con lo previsto en la Ley, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico y este Manual, así como, en su caso, la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.

4.2 Ajustes después de la Subasta

- 4.2.1 No se permitirán ajustes a las cantidades de Producto asignados en la Subasta.
- 4.2.2 Con al menos 20 días hábiles de anterioridad al inicio de la vigencia del contrato, el Vendedor debe ratificar las Centrales Eléctricas específicas que producirán la Potencia. Las capacidades de cada Central Eléctrica deberán corresponder con las cantidades incluidas en la Oferta de Venta, pero se permitirán sustituciones, siempre y cuando las Centrales Eléctricas que sustituyen se encuentren en la misma Zona de Potencia indicada en la Oferta de Venta y se proporcione la información señalada en el numeral 3.6.6, para la Central Eléctrica nueva. Los MW contratados se incluirán en el Contrato.

4.3 Vigencia del Contrato

- 4.3.1 La vigencia de los Contratos que sean asignados a través de Subastas surtirá efecto a partir de su suscripción, y en ellos se preverá que:
- las obligaciones de entregar Potencia o Energía tendrán una duración máxima de 3 años, contados a partir de la Fecha de Inicio de Entrega de la Subasta;
 - Las cantidades a entregar de Productos de Potencia y Energía corresponderán a los años en que las Ofertas de Venta fueran seleccionadas, las cuales podrán ser diferentes para cada uno de los años de vigencia, siendo posible que la cantidad asignada de algún Producto sea igual a cero en uno o varios de los años considerados en el periodo de vigencia.

4.4 Fecha de Inicio de Entrega

- 4.4.1 La Fecha de Inicio de Entrega de los Productos para los Contratos que sean asignados a través de la Subasta, corresponderá al primero de enero del primer año calendario siguiente a la fecha de asignación del Contrato correspondiente.

4.5 Pago y Liquidación

- 4.5.1 Los pagos y cobros se harán en Pesos.
- 4.5.2 El precio por unidad de Producto de Potencia o de Energía que se asigne a cada Contrato será el precio sombra correspondiente al equilibrio de la cantidad vendida y la cantidad comprada de cada Producto para cada año.

- 4.5.3 Mientras no exista la Cámara de Compensación, el Comprador pagará directamente a cada Vendedor el monto correspondiente a cada Producto comprado, al precio pactado en la Subasta.
- 4.5.4 Una vez establecida la Cámara de Compensación, el Comprador pagará a la Cámara el monto correspondiente a cada Producto comprado, al precio pactado en la Subasta. La Cámara de Compensación pagará a cada Vendedor la cantidad de Producto vendido, al precio pactado en la Subasta.
- 4.5.5 Los pagos relacionados con cada Producto de Potencia se realizarán en dos parcialidades para cada año:
- El primer 50% del monto anual se pagará entre 5 y 10 días hábiles antes de la operación del Mercado de Balance de Potencia para el año en cuestión.
 - El segundo 50% del monto anual se pagará entre 5 y 10 días hábiles después de la operación del Mercado de Balance de Potencia para el año en cuestión.
- 4.5.6 Los montos que cada Participante deberá pagar y cobrar por Producto de Energía se calcularán diariamente con base en las cantidades calculadas en función de los resultados del MTR. Conforme a lo descrito en la sección 4.7.2, los Vendedores estarán obligados a programar las ofertas de compra en el MDA en nombre de los Suministradores y Usuarios Calificados Participantes para la cantidad de energía que se prevé entregar en términos del Contrato.
- 4.5.7 Para efectos de la liquidación de los Contratos, el CENACE calculará las cantidades de Producto y las reportará diariamente a los Participantes:
- El CENACE determinará diariamente, en términos horarios y expresada en MWh, la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, por Bloque de Carga y por Zona de Carga Agrupada, conforme a lo establecido en el apartado 2.6.6 de este Manual.
 - En caso de utilizarse la Cantidad Complementaria, el CENACE determinará diariamente, en términos horarios y expresada en MWh, la cantidad de carga total de cada Sistema Interconectado, por Bloque de Carga y por Zona de Carga Agrupada, conforme a lo establecido en el apartado 2.6.6 de este Manual. Para el caso en que se utilice la Cantidad Complementaria, no se calculará la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos por separado y únicamente se reportará la carga total de los Sistemas Interconectados.
 - El CENACE determinará diariamente, en términos horarios y expresada en MWh, la Cantidad Base y, en caso de ser aplicable, la Cantidad Complementaria, de Producto de Energía, por Bloque de Carga y Zona de Carga Agrupada que corresponde a cada Participante Vendedor y a cada Participante Comprador.
 - Se aclara que las cantidades de Producto de Energía pueden rebasar los límites definidos por cada Vendedor, en los términos de lo establecido en la Base 14.2.4(e) de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos límites asegurarán que los compromisos asignados en la subasta tengan una cantidad estimada por el Vendedor Potencial que no rebase la cantidad que el Vendedor Potencial desee ofrecer, mas no protegerán al Vendedor en caso de que sus cantidades estimadas resulten diferentes a las cantidades reales calculadas en función de la demanda real de los Suministradores de Servicios Básicos, y en el caso que aplique la Cantidad Complementaria, la demanda real del Sistema Interconectado.
 - Para los fines del apartado 4.5.7(c), el CENACE determinará la cantidad de Producto de Energía Eléctrica, por hora, Bloque de Carga y Zona de Carga Agrupada que corresponde a cada Comprador aplicando el siguiente procedimiento:
 - Por hora, Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, se calculará la cantidad total de Producto de Energía eléctrica sumando las cantidades de Producto de Energía correspondientes a todos los Vendedores.
 - Para cada Comprador, en cada hora, Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga, se determina la Cantidad Base de Producto de Energía que le corresponde. Ésta será igual a la cantidad total de Producto de Energía del inciso anterior, multiplicada por la proporción del Producto contratado por el Comprador en relación al total del Producto contratado por todos los Compradores en la hora, Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente.
 - En caso de que las Bases de Licitación de la Subasta hayan autorizado el uso de la Cantidad Complementaria, la cantidad de Producto de Energía para cada Vendedor será igual al porcentaje de carga adjudicado, por Zona de Carga Agrupada y Bloque de Carga, multiplicado por la demanda total de la Zona de Carga Agrupada, por Bloque de Carga, para cada hora.

Ejemplo: Cantidad de Producto de Energía

En este ejemplo se muestra cómo se determina la cantidad de producto, por hora, Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada que corresponde al Comprador "SSB", en la hora "h", según lo establecido en el apartado 4.5.6(d).

En este caso, la proporción del Producto contratado por el Comprador en relación al total del Producto contratado por todos los Compradores es igual a 1, pues el ejemplo considera un único Comprador.

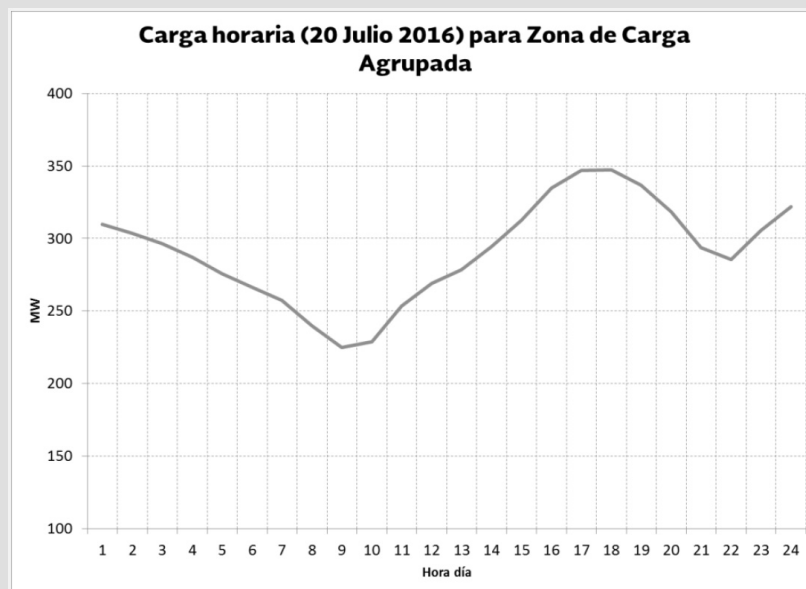
En la tabla siguiente se presentan las cantidades de Producto vendido en la hora, por Bloque de carga y por Zona de Carga Agrupada; la proporción del Producto contratada por el Comprador y la cantidad de Producto comprado por "SSB" en la hora.

Bloque de carga	Cantidad de Producto Vendido en la hora "h" (Mwh/h)		proporción del Producto contratado por el Comprador en relación al total del Producto contratado por todos los Compradores		Cantidad de Producto comprado por "SSB" en la hora "h" (MWh/h)	
	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2	Zona 1	Zona 2
Base	300	180	1.00	1.00	300	180
Intermedia	60	24	1.00	1.00	60	24
Punta	10	5	1.00	1.00	10	5

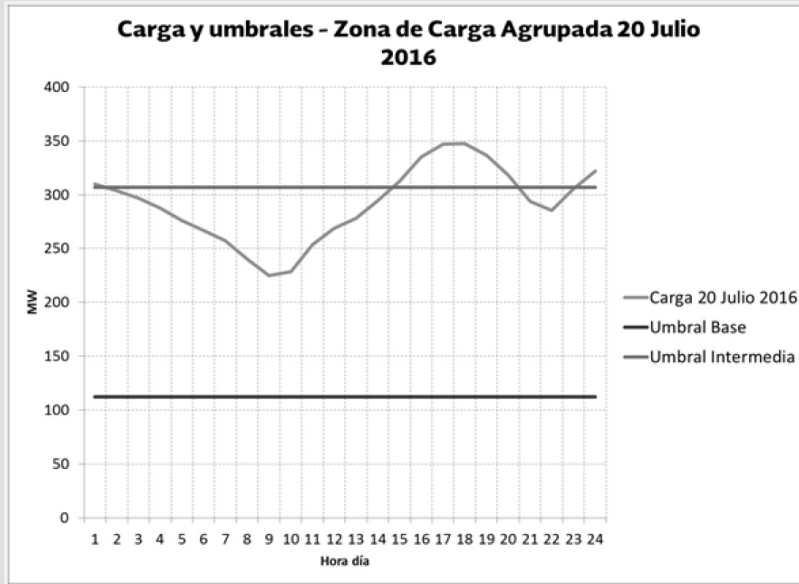
Ejemplo: Asignación de producto de energía en un Día para Subasta sin Cantidad Complementaria**A. Determinación de productos por hora sin Cantidad Complementaria**

El siguiente ejemplo detalla cómo se convierte la carga diaria del SSB en una Zona de Carga Agrupada, en una asignación horaria de los productos de Energía. Para efectos de este ejemplo, se determina que el Umbral de Carga base para el año correspondiente se encuentra en **112 MW** y el Umbral de Carga Intermedia en **307 MW**.

Supongamos que durante las 24 horas del 20 de Julio del primer año de vigencia de la subasta, el SSB tiene la siguiente demanda en la Zona de Carga Agrupada:



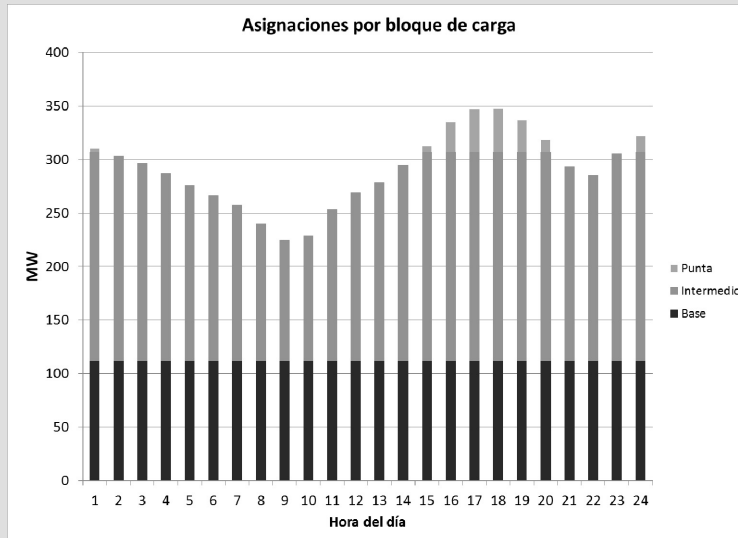
Usando los umbrales indicados con anterioridad, éstos se añaden al perfil de carga para determinar los Productos para cada Bloque de Carga:



Una vez que se tiene los umbrales carga, se procede a determinar los productos por hora del día. Las horas del día en las que la carga del SSB se encuentra entre el umbral Base (línea roja) e Intermedia (línea azul), serán horas en las que haya carga en los bloques base e intermedia.

Asimismo, las horas del día en las que la carga del SSB se encuentra por encima del umbral de carga intermedia, son horas para las cuales habrá productos en los bloques de carga base, intermedia y punta. De esta forma, el perfil de carga se traduce a una asignación horaria por producto.

Como se puede apreciar en la figura siguiente, para este día en particular en esta Zona de Carga Agrupada, se asignan productos de bloque Base y bloque Intermedia para las 24 horas del día y productos de bloque Punta para las horas 1, 15, 16, 17, 18, 19 20 y 24.



B. Determinación de productos por hora con Cantidad Complementaria

La determinación de los productos por hora para las Subastas que contemplen el uso de la Cantidad Complementaria seguirá el mismo proceso que se describe en el ejemplo anterior. La única diferencia sería que los umbrales se determinarían con la curva de duración del Sistema Interconectado, y el perfil de carga horario sería el del Sistema Interconectado y no el de los Suministradores de Servicios Básicos.

C. Asignación a un Generador

Supongamos que el Generador A hace una oferta de venta por el 20% de la carga del SSB en la Zona de Carga Agrupada para el Bloque de Carga Punta en Subasta que no contempla el uso del Cantidad Complementaria. Usando los resultados del ejemplo anterior, la siguiente tabla detalla las horas en las que el Generador tendrá un compromiso con el SSB:

Hora	1	15	16	17	18	19	20	24
MW punta (MW)	2.8	6	28	39.7	40.3	29.6	11.3	14.8

El compromiso del Generador A se calcula multiplicando la carga en bloque Punta por el % contratado durante la subasta, en este caso 20%:

Hora	1	15	16	17	18	19	20	24
MW punta (MW)	0.6	1	5.59	7.94	8.06	5.92	2.26	2.95

4.6 Administración del riesgo de Oferta

- 4.6.1 Los precios de las ofertas de compra y de las ofertas de venta de Productos en la Subasta serán fijos y estarán establecidos en Pesos. Los precios de las ofertas de venta podrán ser diferentes para cada año del periodo de vigencia.
- 4.6.2 Las Bases de Licitación podrán determinar si los pagos derivados de la operación de los Contratos serán indexados para el tipo de cambio o inflación. Si las Bases de Licitación no contienen una provisión específica, no se aplicará ninguna indexación.
- 4.6.3 Si las Bases de Licitación no incluyen la opción para la indexación de pagos, los Participantes que presenten ofertas de venta de Productos podrán reflejar en sus precios ofertados los costos de cobertura cambiaria, cobertura de precios de combustibles y cobertura que deseen para otros riesgos que les aplique.

4.7 Condiciones de entrega de Productos

4.7.1 Transmisión de la propiedad de la Potencia

- (a) Antes de las fechas límite establecidas en el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, cada Vendedor y Comprador programará una Transacción Bilateral de Potencia a fin de transferir Potencia entre ellos.

4.7.2 Posiciones de energía en el MDA

- (a) El presente numeral se fundamenta en las Bases de Mercado en su numeral 9.3.2 (e), el cual establece que cuando un Suministrador haya celebrado Contratos de Cobertura Eléctrica que obligan a otros Participantes de Mercado a atender un porcentaje de carga, se le podrá transferir la obligación a dichos participantes (los Vendedores) de realizar las ofertas de compra que correspondan a los porcentajes de carga que tengan la obligación de cubrir.
- (b) Cuando los productos de energía de la Subasta sean adquiridos por Suministradores o Usuarios Calificados Participantes, se aplicarán los siguientes criterios con respecto a la programación de su carga diaria en el MDA:
- i. La obligación de los Suministradores o Usuarios Calificados Participantes que haya comprado productos de energía en la Subasta para realizar las ofertas de compra en el MDA para la demanda de sus Centros de Carga, se reducirá por la cantidad que corresponde a los porcentajes contratados en la Subasta.
 - ii. Dicha obligación se le transferirá de manera automática a los Vendedores que hayan resultado ganadores de dichos productos en la Subasta.

- iii. En caso de que la Subasta estipule el uso de la Cantidad Complementaria, los Vendedores estarán obligados a pronosticar la demanda diaria horaria del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada y de programar en el MDA las ofertas de compra por los MWh equivalentes al porcentaje de carga adjudicado durante la Subasta.
 - iv. En caso de que la Subasta no estipule el uso de la Cantidad Complementaria, los Vendedores estarán obligados a pronosticar la demanda diaria horaria de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada y de programar en el MDA las ofertas de compra por los MWh equivalentes al porcentaje de carga adjudicado durante la Subasta.
 - v. El CENACE mantendrá un registro donde se llevará la relación entre las obligaciones de programación de carga de los Vendedores en el MDA, y la carga total que los Suministradores o Usuarios Calificados Participantes están obligados a programar en el MDA.
- (c) A fin de facilitar la programación de ofertas de compra por parte de los Vendedores, el SIM contará con la capacidad de recibir ofertas de compra para una Zona de Carga Agrupada y convertirlas a ofertas del Mercado de Corto Plazo, utilizando los factores de ponderación aplicables para cada Zona de Carga Agrupada.
- (d) Cuando los productos de energía de la Subasta sean adquiridos por Generadores o Comercializadores no Suministradores, no se transferirán obligaciones de hacer ofertas de compra en el MDA.

4.7.3 Transmisión del valor de mercado de la Energía

- (a) A más tardar tres días después de la operación del Mercado de Corto Plazo de cada día operativo, por encargo de las partes tenedoras del Contrato, los sistemas del CENACE programarán automáticamente las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Corto Plazo, mediante la cual:
- i. El Comprador se registrará como adquirente de la energía contratada en el MTR para el NodoP Distribuido de la Zona de Carga Agrupada correspondiente, en cada hora.
 - ii. El Vendedor se registrará como emisor por la cantidad de la energía contratada en el MTR para el NodoP Distribuido de la Zona de Carga Agrupada correspondiente, en cada hora.
- (b) Para los fines de lo establecido en 4.7.3(a), las partes tenedoras del Contrato deberán ajustarse a lo siguiente:
- i. Un mes antes de la Fecha de Inicio de Entrega, deberán registrar el Contrato ante el CENACE.
 - ii. Optar por el registro automático de Transacciones Bilaterales Financieras, de conformidad con lo establecido el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, para que, por su encargo, los sistemas del CENACE programen diariamente y durante la Vigencia del Contrato las Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado de Corto Plazo, correspondientes a los Productos de energía contratados.
- (c) La programación de las Transacciones Bilaterales Financieras hasta 3 días después del día de operación permitirá al CENACE incluir dichas transacciones en la liquidación inicial de cada día, la cual ocurre 7 días después del día de operación. El CENACE actualizará los cálculos de las cantidades de energía eléctrica a transferirse, 47 días después del día de operación.
- (d) Dado que las Reglas del Mercado no permiten la modificación de Transacciones Bilaterales Financieras más de 3 días después de cada día de operación, en caso de realizarse ajustes en las cantidades registradas, dichas correcciones se liquidarán directamente entre las partes mediante la facturación del producto tomando en cuenta la diferencia entre lo contratado y lo facturado. Dicha diferencia se calculará como el producto entre los siguientes dos valores:
- i. La diferencia entre la cantidad considerada en la Transacción Bilateral Financiera y la cantidad actualizada por el CENACE.
 - ii. La diferencia entre el Precio Marginal Local de la energía en el MTR y el precio contractual de la energía.

Ejemplo**Liquidaciones de los productos en el MTR****Caso 1: No se contempla la Cantidad Complementaria**

El objetivo de este ejemplo es detallar el mecanismo, detallado en la 4.7, con el cual se liquidarán las posiciones de los Compradores y Vendedores en el MTR.

Suponga que un Generador tiene un compromiso de entregar 10% de la carga del Suministrador Básico en el bloque de carga Base en la Zona de Carga Agrupada "Norte" y que no se contempla el uso de la Cantidad Complementaria. También suponga que el Comprador es un Suministrador y el Vendedor es un Generador. Para simplificar el problema, el ejemplo sólo muestra la liquidación durante una hora del día. Por último, suponga que el Generador tiene un costo de generación de \$1,500/MWh

La siguiente tabla muestra el PML en MDA y MTR para el Nodo del Generador, el PML en MDA y MTR para la Zona de Carga Agrupada y el precio acordado

PML Nodo y contrato	MDA (\$/MWh)	MTR (\$/MWh)	General (\$/MWh)
01ACC-230 (Nodo Generador)	1,900	1,970	
Zona "Norte"	1,700	1,890.	
Precio Contrato Subasta			2,000
Costo de Generación			1,500

El Generador pronostica que la demanda del Suministrador Básico en el bloque de Carga Base durante esa hora será de 1000 MW, y que por lo tanto será responsable de cubrir 100 MW. Asimismo, el Generador tiene una capacidad de generación de 100 MW. Siguiendo las obligaciones descritas en la sección 4.7 del manual, el Generador programa una oferta de compra por 100 MW en el MDA y una oferta de Venta (su generación) por 100 MW en el MDA

Oferta Generador	MDA (MW)
Oferta venta (generación)	100
Oferta de compra	100

Durante la hora de operación (MTR), el CENACE mide que el Generador inyectó 105 MW al sistema y que la demanda del Suministrador Básico fue de 1100 MW, de los cuales el Generador es responsable del 10% (110 MW), como lo indica la tabla siguiente:

	MTR (MW)
Generación real	105
Carga real	110

Usando la información proporcionada con anterioridad, las siguientes tablas indican las posiciones y las liquidaciones correspondientes del Suministro Básico y del Generador en el MDA y MTR:

Posición MDA			
Generador:	PML	Cantidad (MW)	TOTAL
Generador recibe gen pronosticada	\$ 1,900	100	\$ 190,000
Generador paga carga pronosticada	\$ 1,700	(100)	\$ (170,000)
SSB:			
No tiene posición (el Generador programa la carga en el MDA)	0	-	0

Posición MTR:			
Generador	PML	Cantidad (MW)	TOTAL
Recibe: Gen real-gen pronosticada	\$ 1,970	5	\$ 9,850
Recibe: Carga Pronosticada	\$ 1,890	100	\$ 189,000
Paga: Carga Real (TBFIn al SSB)	\$ 1,890	(110)	\$ (207,900)
SSB:			
Recibe carga real (TBFIn del Generador)	\$ 1,890	110	\$ 207,900
Paga carga real (consumo)	\$ 1,890	(110)	\$ (207,900)

Posición Contrato:			
Generador	Precio	Cantidad (MW)	TOTAL
Recibe: Carga Real	\$ 2,000	110	\$ 220,000
SSB:			
Paga: Carga real	\$ 2,000	(110)	\$ (220,000)

Posición General:			
Generador	Precio	Cantidad (MW)	TOTAL
Paga: Costo de Generación	\$ 1,500	105	\$ 157,500

Tomando esto en cuenta, los ingresos netos del generador se calculan de la siguiente manera:

$$Ingreso_{Gen} = Gen_{pron} * PML_{G,MDA} + (Gen_{real} - Gen_{pron}) * PML_{G,MTR} - Carga_{pron} * PML_{C,MDA} + (Carga_{pron} - Carga_{real}) * PML_{C,MTR} + Carga_{real} * P_{contrato} - Gen_{real} * Costo_{gen}$$

$$Ingreso_{Gen} = \$190,000 + \$9,850 - \$170,000 + (-\$18,900) + \$220,000 - \$157,500$$

$$Ingreso_{Gen} = \$73,450$$

Asimismo, el ingreso neto del Suministrador es simplemente la TBFin programada en MTR:

$$Ingreso_{Suministrador} = Carga_{real} * P_{contrato}$$

$$Ingreso_{Suministrador} = -\$220,000$$

Liquidaciones de los productos en el MTR

Caso 2: Subasta con Cantidad Complementaria

El objetivo de este ejemplo es detallar el mecanismo, descrito en el ejemplo anterior, con el cual se liquidarán las posiciones de los Compradores y Vendedores en el MTR, bajo el supuesto de que es un Contrato que se deriva de una Subasta donde se utilizó la Cantidad Complementaria.

El problema es igual al anterior, excepto que en este caso el % de energía contratado es función de la demanda total del Sistema Interconectado en un Bloque de Carga y Zona de Carga Agrupada.

Suponga que un Generador tiene un compromiso de entregar el 8% de la carga total del Sistema Interconectado en el bloque de carga Base en la Zona de Carga Agrupada "Norte" al Suministrador de Servicios Básicos. También suponga que el Comprador es un Suministrador y el Vendedor es un Generador. Para simplificar el problema, el ejemplo sólo muestra la liquidación durante una hora del día. Por último, suponga que el Generador tiene un costo de generación de \$1,500/MWh

La siguiente tabla muestra el PML en MDA y MTR para el Nodo del Generador, el PML en MDA y MTR para la Zona de Carga Agrupada y el precio acordado

PML Nodo y contrato	MDA (\$/MWh)	MTR (\$/MWh)	General (\$/MWh)
01ACC-230 (Nodo Generador)	1,900	1,970	
Zona "Norte"	1,700	1,890.	
Precio Contrato Subasta			2,000
Costo de Generación			1,500

El Generador pronostica que la demanda del Sistema en el bloque de Carga Base durante esa hora será de 1,250 MW, y que por lo tanto será responsable de cubrir 100 MW. Asimismo, el Generador tiene una capacidad de generación del 100 MW. Siguiendo las obligaciones descritas en la sección 4.7 del manual, el Generador programa una oferta de compra por 100 MW en el MDA y una oferta de Venta (su generación) por 100 MW en el MDA

Oferta Generador	MDA (MW)
Oferta venta (generación)	100
Oferta de compra	100

Durante la hora de operación (MTR), el CENACE mide que el Generador inyectó 105 MW al sistema y que la demanda del Sistema fue de 1,375 MW, de los cuales el Generador es responsable del 8%, es decir 110 MW. Por último la carga real del SSB es de 108 MW:

	MTR (MW)
Generación real	105
Carga real (sistema)	110
Carga real (SSB)	108

Las siguientes tablas indican las posiciones y las liquidaciones correspondientes del Suministro Básico y del Generador en el MDA y MTR:

Posición MDA			
Generador:	PML	Cantidad (MW)	TOTAL
Generador recibe gen pronosticada	\$ 1,900	100	\$ 190,000
Generador paga carga pronosticada	\$ 1,700	(100)	\$ (170,000)
SSB:			
No tiene posición (el Generador programa la carga en el MDA)		0	-
			0

Posición MTR:			
Generador	PML	Cantidad (MW)	TOTAL
Recibe: Gen real-gen pronosticada	\$ 1,970	5	\$ 9,850
Recibe: Carga Pronosticada	\$ 1,890	100	\$ 189,000
Paga: Carga Real (TBFIn al SSB)	\$ 1,890	(110)	\$ (207,900)
SSB:			
Recibe carga real (TBFIn del Generador)	\$ 1,890	110	\$ 207,900
Paga carga real (consumo)	\$ 1,890	(110)	\$ (207,900)

Posición Contrato:			
Generador	Precio	Cantidad (MW)	TOTAL
Recibe: Carga Real	\$ 2,000	110	\$ 220,000
SSB:			
Paga: Carga real	\$ 2,000	(110)	\$ (220,000)

Posición General:			
Generador	Precio	Cantidad (MW)	TOTAL
Paga: Costo de Generación	\$ 1,500	105	\$ 157,500

Tomando esto en cuenta, los ingresos netos del generador se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Ingreso}_{Gen} = \text{Gen}_{pron} * \text{PML}_{G,MDA} + (\text{Gen}_{real} - \text{Gen}_{pron}) * \text{PML}_{G,MTR} - \text{Carga}_{pron} * \text{PML}_{C,MDA} + (\text{Carga}_{pron} - \text{Carga}_{real}) * \text{PML}_{C,MTR} + \text{Carga}_{real} * P_{contrato} - \text{Gen}_{real} * \text{Costo}_{gen}$$

$$\text{Ingreso}_{Gen} = \$190,000 + \$9,850 - \$170,000 + (-\$18,900) + \$220,000 - \$157,500$$

$$\text{Ingreso}_{Gen} = \$73,450$$

Asimismo, el ingreso neto del Suministrador es simplemente la TBFin programada en MTR:

$$\text{Ingreso}_{Suministrador} = \text{Carga}_{real} * P_{contrato}$$

$$\text{Ingreso}_{Suministrador} = -\$220,000$$

Para los casos en que el total de TBFin que recibe el Suministrador de Servicios Básicos por Contratos Legados, Subastas de Mediano Plazo y Subastas de Largo Plazo, sea mayor a su carga real, éste estará en todo su derecho de vender el diferencial directamente en el mercado

4.8 Garantías de cumplimiento del Vendedor

- 4.8.1 Para las Subastas realizadas a partir de la creación de la Cámara de Compensación, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Vendedor en favor del Comprador se determinará como se establece en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de Contratos de Subasta de Mediano Plazo.
- 4.8.2 Cuando la Subasta se realice antes de la existencia de la Cámara de Compensación, para Contratos en los que el Vendedor se obligue a entregar Productos de Potencia, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Vendedor en favor del Comprador se calculará con base en los montos siguientes:
- (a) 200,000 UDIs por MW de Potencia asignada por año.
- 4.8.3 Una vez que la Transacción Bilateral de Potencia para el año correspondiente sea acreditada por el CENACE, una porción de la Garantía de Cumplimiento correspondiente a la parte del Producto de Potencia será liberada. Dicha porción, será equivalente al porcentaje de Producto de Potencia entregado con respecto al total acordado en el Contrato.
- 4.8.4 Cuando la Subasta se realice antes de la existencia de la Cámara de Compensación, para Contratos en los que el Vendedor compromete un activo físico que se utilizará para cumplir con la obligación de entregar los Productos de Energía, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Vendedor en favor del Comprador será:
- (a) 150 UDIs por cada MWh de Producto de Energía contratado por año.
- 4.8.5 Cuando la Subasta se realice antes de la existencia de la Cámara de Compensación, para Contratos en los que el Vendedor no compromete un activo físico que se utilice para cumplir con la obligación de entregar los Productos de Energía, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Vendedor en favor del Comprador será:
- (a) 300 UDIs por cada MWh de Producto de Energía contratado por año.
- 4.8.6 El uso de un activo físico para respaldar una Oferta de Venta de Producto de Energía se estipulará como una cláusula en el Contrato entre el Vendedor y la contraparte, y el proceso para la acreditación de dicho activo se establecerá en las Bases de Licitación. Si el Vendedor Potencial es incapaz de mostrar que el activo puede respaldar la energía adjudicada durante la Subasta, el monto mínimo establecido en el numeral 4.8.5 se le aplicará al Vendedor Potencial.
- 4.8.7 Para los efectos de los numerales 4.8.4 y 4.8.5 de este Manual, el número de MWh que se aplicará en el cálculo del monto mínimo se determinará para cada Producto de Energía contratado, por Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada específicos como el producto de las cantidades siguientes:

- (a) La cantidad de Producto de Energía en el Bloque de carga correspondiente asignada al Contrato, en la Zona de Carga Agrupada y año correspondientes expresada en porcentaje de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que las Bases de Licitación contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, expresada como porcentaje de la carga total del Sistema Interconectado.
 - (b) el uno por ciento (1%) del valor estimado del consumo total anual de los Suministradores de Servicio Básico en el Bloque de carga correspondiente (expresado en MWh), en la Zona de Carga Agrupada y año. Para las Subastas que contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, se utilizará el uno por ciento (1%) del valor estimado del consumo total del Sistema Interconectado en el Bloque de carga correspondiente (expresado en MWh), en la Zona de Carga Agrupada y año.
- 4.8.8 Para efectos del numeral 4.8.7, el valor estimado del consumo total de los Suministradores de Servicio Básico por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga será el mismo para los tres años de vigencia del Contrato. Dicha cantidad se determinará de la siguiente manera:
- (a) En caso en que las Bases de Licitación no contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, será igual al consumo total de los Suministradores de Servicios Básicos en el año anterior a la fecha de emisión de la Convocatoria de la Subasta, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondientes.
 - (b) En caso en que las Bases de Licitación contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, será igual al consumo total en el Sistema Interconectado del año anterior a la fecha de emisión de la Convocatoria de la Subasta, para la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga correspondiente.
- 4.8.9 La Garantía de Cumplimiento prevista en el numeral 4.8.4 se irá liberando mensualmente conforme el CENACE acredite las TBFIn correspondientes. El monto a liberar será equivalente al porcentaje de Producto de Energía acreditado con respecto al total acordado en el contrato.
- 4.8.10 Las Garantías de Cumplimiento deberán ser otorgadas por los Vendedores antes de la fecha de inicio de la operación comercial del Contrato, y dentro de los plazos estipulados en dicho Contrato. Las Garantías de Seriedad de los Vendedores sólo se liberarán ante la presentación de las Garantías de Cumplimiento correspondientes. Lo anterior, sin perjuicio de que el Vendedor podrá designar los instrumentos presentados para la Garantía de Seriedad para cubrir parcial o totalmente las Garantías de Cumplimiento dando aviso por escrito al CENACE y al Comprador o a la Cámara de Compensación, con al menos cinco días hábiles antes de la fecha límite designada para la entrega de las Garantías de Cumplimiento.
- 4.8.11 El Contrato respectivo podrá prever casos adicionales en los que el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deba otorgar y mantener el Vendedor pueda verse reducido en la medida en que esas reducciones permitan al Comprador contar con una garantía líquida suficiente para hacer frente a los incumplimientos en que pueda incurrir el Vendedor.
- 4.8.12 En caso de que el Vendedor no presente las Garantías de Cumplimiento correspondientes, el Contrato no se ejecutará y la Garantía de Seriedad emitida por el Vendedor se ejercerá en favor del CENACE.
- 4.8.13 En caso de terminación anticipada del Contrato por causas imputables al Vendedor, el Comprador podrá ejecutar la Garantía de Cumplimiento a fin de resarcir cualquier daño causado al mismo.
- 4.8.14 En caso de terminación anticipada del Contrato por causas imputables al Comprador o por causas que no sean imputables al Vendedor, el Comprador deberá liberar en plazo no mayor a 5 días hábiles la Garantía de Cumplimiento otorgada por el Vendedor.

Ejemplo – Monto Mínimo de Garantías de Cumplimiento (Energía)

En este ejemplo se muestra cómo se determina el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Vendedor con un activo físico en favor del Comprador, con base en lo establecido en los apartados 4.8.4 al 4.8.6 de este Manual.

Se considera que existe un único Suministrador de Servicios Básicos (“SSB”). El monto mínimo de Garantía de Cumplimiento se determinará para un Vendedor que en su Contrato tiene un activo físico para respaldar sus ofertas y tiene asignadas las cantidades de la siguiente tabla:

Productos de Venta Asignados al Vendedor (mismos para los 3 años de vigencia del Contrato)	
Bloque de carga	Cantidad de Producto contratado en Zona 1 (% de la carga total de SSB en la Zona 1)
Base	20
Intermedia	10
Punta	5

El consumo total esperado de SSB se muestra en la tabla siguiente:

Bloque de carga	Consumo de SSB en Zona 1, en el año anterior a la Convocatoria de la Subasta (MWh)	Valor Estimado del Consumo Total de SSB (MWh) (con base en lo establecido en el apartado 4.8.6)		
		año 1	año 2	año 3
Base	13,140,000	13,140,000	13,140,000	13,140,000
Intermedia	4,730,400	4,730,400	4,730,400	4,730,400
Punta	175,200	175,200	175,200	175,200

En la Tabla siguiente se presentan los montos mínimos de Garantía de Cumplimiento, determinados según lo establecido en los apartados 4.8.4 y 4.8.5:

Bloque de carga	Cantidad de Producto Asignado al Vendedor en Zona 1 (% de la carga total de SSB en Zona 1)	el uno % del valor estimado del consumo total anual de los Suministradores de Servicio Básico en el Bloque de carga Punta (expresado en MWh)	UDIs por cada MWh de Producto de Energía	Monto Mínimo de Garantía de Cumplimiento del Vendedor por Productos de Energía Contratados en Zona 1 (UDI)		
				año 1	año 2	año 3
Base	20	1,752	150	5,256,000	5,256,000	5,256,000
Intermedia	10	1,752	150	2,628,000	2,628,000	2,628,000
Punta	5	1,752	150	1,314,000	1,314,000	1,314,000
Total				9,198,000	9,198,000	9,198,000
Gran Total				27,594,000		

4.9 Garantías de cumplimiento del Comprador

- 4.9.1 Para las Subastas realizadas a partir de la creación de la Cámara de Compensación, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Comprador en favor del Vendedor se determinará como se establece en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de Contratos de Subasta de Mediano Plazo.
- 4.9.2 Cuando la Subasta se realice antes de la existencia de la Cámara de Compensación y el Comprador sea el Suministrador de Servicios Básicos, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Comprador en favor del Vendedor se calculará con base en los montos siguientes:
- (a) 200,000 UDIs por MW de Potencia ofrecidos por año, más
 - (b) 150 UDIs por cada MWh de Producto de Energía contratado por año, donde los MWh de Producto de Energía contratados se determinarán con base en lo establecido en el numeral 4.8.66, 4.8.87 y 4.8.8. de este manual.
- 4.9.3 Cuando la Subasta se realice antes de la existencia de la Cámara de Compensación y el Comprador sea un participante distinto al Suministrador de Servicios Básicos, el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deberá otorgar el Comprador en favor del Vendedor se calculará con base en los montos siguientes:
- (c) 200,000 UDIs por MW de Potencia ofrecidos por año, más
 - (d) 300 UDIs por cada MWh de Producto de Energía contratado por año, donde los MWh de Producto de Energía contratados se determinarán con base en lo establecido en el numeral 4.8.66, 4.8.87 y 4.8.8. de este manual.
- 4.9.4 Una vez que la Transacción Bilateral de Potencia para el año correspondiente sea acreditada por el CENACE, una porción de la Garantía de Cumplimiento correspondiente a la parte del Producto de Potencia será liberada. Dicha porción, será equivalente al porcentaje de Producto de Potencia entregado con respecto al total acordado en el Contrato.
- 4.9.5 La Garantía de Cumplimiento correspondiente a la porción del Producto de Energía se irá liberando mensualmente conforme el CENACE acredite las TBFIn correspondientes. El monto a liberar será equivalente al porcentaje de Producto de Energía acreditado con respecto al total acordado en el contrato.
- 4.9.6 Las Garantías de Cumplimiento deberán ser otorgadas por los Compradores antes de la fecha de inicio de la operación comercial del Contrato, y dentro de los plazos estipulados en dicho Contrato.
- 4.9.7 El Contrato respectivo podrá prever casos adicionales en los que el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento que deba otorgar y mantener el Comprador pueda verse reducido en la medida en que esas reducciones permitan al Vendedor contar con una garantía líquida suficiente para hacer frente a los incumplimientos en que pueda incurrir el Comprador.
- 4.9.8 En caso de que el Comprador no presente las Garantías de Cumplimiento correspondientes, el Contrato no se ejecutará y la Garantía de Seriedad emitida por el Comprador se ejercerá en favor del CENACE.
- 4.9.9 En caso de terminación anticipada del Contrato por causas imputables al Comprador, el Vendedor podrá ejecutar la Garantía de Cumplimiento a fin de resarcir cualquier daño causado al mismo.
- 4.9.10 En caso de terminación anticipada del Contrato por causas imputables al Comprador o por causas que no sean imputables al Vendedor, el Comprador deberá liberar inmediatamente la Garantía de Cumplimiento otorgada por el Vendedor.
- #### 4.10 Ampliación de las Cantidades del Contrato
- 4.10.1 Las partes del Contrato podrán ampliar las cantidades contratadas por mutuo acuerdo, hasta por un 10% adicional y manteniendo los términos del mismo. Asimismo, los montos de las garantías para ambas partes deberán de actualizarse conforme a lo descrito en este Manual, o en caso de que esté operando la Cámara de Compensación conforme a lo estipulado en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación. La ampliación no contempla la modificación de la fecha de terminación del contrato.

4.11 Rescisión por incumplimiento de los Vendedores

- 4.11.1 En caso de la rescisión de un contrato por incumplimiento de un Generador con activos físicos designados para garantizar el cumplimiento del contrato (ya sea para cumplir el requisito general aplicable a todas las ventas de Potencia, o para obtener la reducción en garantías de cumplimiento relacionadas con la venta de energía en términos de los numerales 4.8.4 y 4.8.5), las Entidades Responsables de Carga o, cuando se utilice, la Cámara de Compensación, tendrán derecho a recibir la totalidad de la Potencia y energía eléctrica que produzcan las Centrales Eléctricas incluidas en el contrato al momento de la rescisión, pagando una contraprestación que corresponde al precio originalmente contratado. La recepción de dichos productos se registrarán como Transacciones Bilaterales Financieras de energía y Transacciones Bilaterales de Potencia, sin requerir la aprobación de cualquier Generador.
- 4.11.2 Lo anterior sin perjuicio de que en caso de la rescisión del contrato por incumplimiento, las Entidades Responsables de Carga tendrán derecho de recibir las Garantías de cumplimiento establecidas conforme a lo descrito en el numeral 4.8, o lo establecido por la Cámara de Compensación.

Capítulo 5: Procedimiento para realizar Subastas

5.1 Disposiciones generales

5.1.1 Marco jurídico aplicable

- (a) Las Subastas se sujetarán a lo previsto en la Ley, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico, las Bases de Licitación correspondientes y el presente Manual. En caso de que exista alguna contradicción, prevalecerá lo previsto en el instrumento de mayor jerarquía.
- (b) Durante las primeras dos Subastas, corresponderá a la Secretaría interpretar para efectos administrativos las disposiciones contenidas en los instrumentos antes citados. Para las Subastas subsecuentes, esta facultad será de la CRE y el CENACE.

5.1.2 Personas que pueden participar en las Subastas

- (a) Cualquier persona podrá participar en las Subastas siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en este Manual, en las Bases de Licitación y no se encuentre impedida en los términos de la legislación aplicable.

5.1.3 Idioma y formato

- (a) Las Subastas se realizarán en idioma español. Salvo disposición en contrario, la información y documentación que deban presentar al CENACE los Interesados, Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales deberá estar en idioma español. En caso de que el documento original se encuentre en otro idioma, deberá acompañarse una traducción al español certificada por perito traductor.
- (b) Las Subastas se llevarán a cabo en forma electrónica a través del Sistema de Información del Mercado o en el Sitio, según se señale en las Bases de Licitación de la Subasta correspondiente.

5.1.4 Comunicación con el CENACE

- (a) Con excepción de la publicación de la Convocatoria para participar en la Subasta, las notificaciones que deba realizar el CENACE a los interesados se realizarán a través del Sistema de Información del Mercado o en el Sitio, según se indique en las Bases de Licitación. Las notificaciones que deba realizar el CENACE a los Compradores Potenciales o Vendedores Potenciales se realizarán en el Sitio o mediante correo electrónico a la dirección que estos últimos hayan proporcionado para esos efectos.
- (b) La información que deban presentar los Interesados, Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales deberá presentarse a través del Sistema de Información del Mercado o en el Sitio, según se indique en las Bases de Licitación.
- (c) Al menos con 5 días hábiles de antelación al inicio de la etapa de Precalificación de Ofertas, el CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado o en el Sitio, según se indique en las Bases de Licitación, un instructivo de capacitación para usar el Sitio y llevará a cabo una sesión pública para explicar el procedimiento para cargar y descargar la información al Sitio. La capacitación cubrirá las instrucciones y procedimientos respecto de:
 - i. Cómo registrarse, incluyendo cómo completar los filtros de seguridad e identidad de los interesados.

- ii. Cómo presentar información de precalificación, incluido el llenado de formatos electrónicos de los archivos para cargar cualquier documentación de soporte.

Posterior a la etapa de precalificación, el CENACE llevará a cabo una sesión pública para explicar cómo presentar Ofertas de Venta, incluido el llenado del formato electrónico requerido para cargar cualquier documentación de la propuesta.

5.1.5 Comunicación con la Cámara de Compensación

- (a) Una vez que se encuentre en operación la Cámara de Compensación, la comunicación entre las Entidades Responsables de Carga, los Vendedores y la Cámara de Compensación se llevará a cabo conforme a lo establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.

5.1.6 Desarrollo de las Subastas

- (a) Las Subastas se desarrollarán conforme al Calendario y en los términos que establezcan en las Bases de Licitación. Esta, contemplará al menos las siguientes etapas y actos:

- i. Etapa de invitación a participar en la Subasta
 - a. Publicación de la Convocatoria
 - b. Acceso a las Bases de Licitación que podrán incluir como anexos los documentos técnicos del CENACE.
 - c. Juntas de aclaraciones.
 - ii. Etapa de definición de los Productos objeto de la Subasta
 - a. Registro de Compradores Potenciales ante el CENACE.
 - b. Presentación de Ofertas de Compra por parte de los Suministradores de Servicio Básicos y, en su caso, demás Entidades Responsables de Carga y otros Participantes del Mercado en el Sitio.
 - c. Presentación de Garantías de Seriedad, por parte de los Compradores.
 - d. Notificación de los Productos y cantidades que serán objeto de la Subasta.
 - e. Emisión de Constancias de Precalificación de Ofertas de Compra, por parte del CENACE.
 - iii. Etapa de precalificación de Ofertas de Venta
 - a. Registro de Vendedores Potenciales
 - b. Presentación de la Solicitud de precalificación de Ofertas de Venta, por parte de los Vendedores Potenciales en el Sitio.
 - c. Presentación de Garantías de Seriedad, por parte de los Vendedores Potenciales.
 - d. Emisión de Constancias de Precalificación de Ofertas de Venta, por parte del CENACE.
 - iv. Etapa de recepción y evaluación de la oferta económica de las Ofertas de Venta
 - a. Recepción de la oferta económica de las Ofertas de Venta en el Sitio.
 - b. Evaluación de la oferta económica de las Ofertas de Venta por parte del CENACE.
 - v. Etapa de Fallo y asignación de Contratos
 - a. Fallo de la Subasta.
 - b. Cotejo de Documentos.
 - c. Asignación de Contratos.
 - d. Elaboración y suscripción de Contratos.
- (b) La Convocatoria contendrá el Calendario de la Subasta, que deberá indicar la fecha o los periodos estimados para la realización de cada uno de los actos previstos en los apartados del inciso anterior. Dicho calendario podrá modificarse en las Bases de Licitación y formará parte integral de las mismas.

- (c) El CENACE sólo podrá modificar el Calendario de la Subasta por causa debidamente justificada y mediante notificación previa a los Interesados, Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales, según corresponda.
- (d) Entre la fecha de publicación de la Convocatoria y la fecha de recepción de la oferta económica de las Ofertas de Venta deberán transcurrir por lo menos 20 días hábiles.
- (e) Entre la fecha de publicación de la Convocatoria y la fecha en que el CENACE publicará las Bases de Licitación no deberán transcurrir más de 10 días hábiles.
- (f) Las Bases de Licitación deberán estar a disposición de los Interesados durante al menos los 5 días hábiles previos a la Junta de Aclaraciones.

5.1.7 Transparencia

- (a) Para garantizar la transparencia y legalidad de los procesos, cada Subasta deberá contar con la participación de un Testigo Social, el cual:
 - i. será designado, por el CENACE, de entre los inscritos en el padrón de testigos sociales a cargo de la Secretaría de la Función Pública;
 - ii. participará en las etapas del procedimiento de la Subasta, a partir de la publicación de las Bases de Licitación, y
 - iii. una vez emitido el Fallo de la Subasta emitirá un testimonio final con sus observaciones y recomendaciones.
- (b) Sólo podrán fungir como Testigos Sociales quienes cumplan con requisitos propios de su función, sean ciudadanos mexicanos o extranjeros no impedidos, no estén inhabilitados y tengan un buen historial crediticio.
- (c) El Testigo Social no deberá participar en los actos o actividades que lo expongan a información clasificada como reservada, que ponga en riesgo la seguridad nacional, la seguridad pública o la defensa nacional, en los términos de las disposiciones legales aplicables. Sin perjuicio al anterior, el Testigo Social tendrá acceso completo a todas las ofertas recibidas, ya sean aceptadas o rechazadas.
- (d) El Testigo Social deberá elaborar un informe y entregarlo al CENACE dentro de un plazo de 5 días hábiles siguientes a la emisión del fallo. El CENACE deberá publicar dicho informe en su portal electrónico dentro de los 5 días hábiles siguientes a que lo reciba. De igual forma, el Testigo Social deberá entregar una copia de su informe a la CRE.
- (f) Los interesados en participar en las Subastas como Compradores Potenciales o como Vendedores Potenciales no podrán contratar los servicios de asesoría de las personas físicas o morales que hayan sido contratadas o remuneradas por la SENER, el CENACE o la CRE, directa o indirectamente, para participar en la elaboración de las Bases de Licitación, la evaluación de solicitudes de registro como Comprador Potencial, en la evaluación de solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta, la evaluación de Ofertas de Venta, o en la asignación o suscripción de Contratos para esas Subastas.

5.2 Convocatoria

- 5.2.1 La Convocatoria será el instrumento a través del cual el CENACE hará del conocimiento de todos los interesados:
 - (a) su intención de realizar la Subasta;
 - (b) el objeto y la información esencial de la Subasta, incluyendo la Fecha de inicio de operación comercial de los Contratos, y
 - (c) la invitación para que los interesados participen en ella.
- 5.2.2 La Convocatoria será elaborada por el CENACE y deberá publicarse en:
 - (a) el sitio web de la Secretaría, y
 - (b) el sitio web del propio CENACE y, una vez que se encuentre en operaciones, en el Sistema de Información del Mercado.
- 5.2.3 La Convocatoria deberá contener al menos la información siguiente:
 - (a) motivación y fundamentación legal;
 - (b) descripción del objeto de la Subasta;
 - (c) la forma en que los interesados podrán adquirir y consultar las Bases de Licitación, y
 - (d) el Calendario Indicativo de la Subasta.

- 5.2.4 El Calendario indicativo de la Subasta deberá señalar al menos lo siguiente:
- (a) fecha, formato, lugar y horario en que se celebrarán la o las juntas de aclaraciones;
 - (b) fecha para la publicación de la versión final de las Bases de Licitación;
 - (c) fecha y hora límites para presentar solicitud de registro como Comprador Potencial;
 - (d) fecha y hora límites para la presentación de Ofertas de Compra por parte de los Suministradores de Servicios Básicos u otras Entidades Responsables de Carga;
 - (e) fecha límite para dar a conocer las Ofertas de Compra Aceptadas de los Suministradores de Servicios Básicos u otros Participantes de Mercado;
 - (f) fecha y hora a partir de la cual se recibirán solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta;
 - (g) fecha y hora a partir de la cual se dejarán de recibir solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta;
 - (h) fecha y hora límite para presentar Garantías de Seriedad;
 - (i) fecha límite para emitir Constancias de Precalificación;
 - (j) fecha o periodo para la recepción de la oferta económica de las Ofertas de Venta;
 - (k) fecha y hora del cierre de recepción de la oferta económica de las Ofertas de Venta;
 - (l) fecha o periodo para la evaluación de la oferta económica de las Ofertas de Venta;
 - (m) fecha límite para la emisión del Fallo de la Subasta y la asignación de Contratos;
 - (n) periodo para la elaboración y suscripción de los Contratos asignados en la Subasta, y
 - (o) fecha límite para la suscripción de los Contratos asignados en la Subasta.

5.3 Datos a publicarse

5.3.1 Datos Pre-Subasta

- (a) El CENACE tendrá la obligación de publicar los siguientes datos en el Sitio o Sistema de Información de Mercado, en un plazo máximo de 5 días hábiles a partir de la fecha de la publicación de la Convocatoria:
 - i. En caso de que la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria el consumo histórico de los Suministradores de Servicios Básicos por hora y por Zona de Carga Agrupada.
 - ii. En caso de que la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el consumo histórico del Sistema Interconectado por hora y por Zona de Carga Agrupada. Para estos casos, el CENACE no desglosará el consumo histórico de los Suministradores de Servicios Básicos y únicamente reportará el consumo total de los Sistemas Interconectados.

Dicha información deberá contener cuando menos un historial de tres años en orden cronológico, donde el año más reciente deberá ser el año anterior al año en que se lleve a cabo la Subasta. En caso de que no existan tres años de datos desde la entrada en operación del MEM, se publicarán los datos existentes.

5.3.2 Datos a publicarse durante la vigencia del Contrato

- (a) Una vez adjudicada la subasta e iniciado el Contrato, el CENACE tendrá la obligación de proporcionar a los tenedores del Contrato la siguiente información:
 - i. Para las Subastas que contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, la carga real que tuvo el Sistema Interconectado por Zona de Carga Agrupada durante los últimos 7 días.
 - ii. Para las Subastas que no contemplen el uso de la Cantidad Complementaria, la carga real que tuvieron los Suministradores de Servicios Básicos por Zona de Carga Agrupada durante los últimos 7 días.
 - iii. En caso de que la Cantidad Complementaria sea aplicable, se deberá entregar la información señalada en el numeral 2.6.3 (c).

- iv. La información de los incisos (i)-(iii) del presente numeral, deberá ser publicada en cuanto el CENACE cuente con ella. La información presentada será con la reliquidación disponible al momento y se actualizará con reliquidaciones subsecuentes.
 - v. La información de los incisos (i)-(iv) del presente numeral, será entregada de forma electrónica a través del Sistema de Información de Mercado.
- 5.3.3 El CENACE tendrá la obligación de publicar diariamente en su portal electrónico los PML ponderados (PML_{v,a}) del MDA y MTR, de las Zonas de Carga Agrupadas, para cada hora del día.
- 5.4 Bases de Licitación
- 5.4.1 Las Bases de Licitación serán emitidas por el CENACE y autorizadas por la CRE o la Secretaría, conforme al procedimiento previsto en el numeral 2.3.2 y deberán cumplir con lo previsto en la Ley, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico y este Manual.
- 5.4.2 Las Bases de Licitación se publicarán al menos en el sitio web de la Secretaría o en el sitio web de la CRE, y en el sitio web del CENACE.
- 5.4.3 Las Bases de Licitación contendrán al menos la información siguiente:
- (a) descripción detallada del objeto de la Subasta y de los aspectos procedimentales para realizarla;
 - (b) el Calendario de la Subasta;
 - (c) monto y condiciones de pago para la evaluación de las solicitudes de registro de Compradores Potenciales;
 - (d) monto y condiciones de pago para la evaluación de las solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta;
 - (e) formato y demás requisitos que deberán cumplir las Garantías de Seriedad cuando no sean presentadas conforme a lo previsto en el Manual de Garantías de Cumplimiento;
 - (f) la información técnica necesaria para la elaboración de Ofertas de Venta;
 - (g) la metodología para desechar Ofertas de Venta, de conformidad con lo establecido en este Manual;
 - (h) el Modelo del Contrato;
 - (i) cualquier otra información que la Guía Operativa de la Cámara de Compensación establezca como necesaria, y
 - (j) cualquier otra condición personal, técnica, financiera u operativa que el CENACE considere conveniente para que los interesados puedan presentar sus ofertas, siempre que tales condiciones no limiten la libre competencia, sean posibles de cumplir y no contravengan a la legislación aplicable.
- 5.4.4 El CENACE podrá modificar las Bases de Licitación, según lo considere necesario para que tales instrumentos contribuyan a fortalecer los principios que regulan las Subastas, en el entendido que dichas modificaciones se deberán publicar en el Sitio cuando menos 5 días hábiles antes de la fecha de recepción del componente económico de las ofertas de venta.
- 5.4.5 Las Bases de Licitación no podrán ser modificadas después de la publicación de su versión final, lo que no impide que se puedan solicitar aclaraciones sobre las mismas posteriormente a la fecha de publicación de dicha versión final.
- 5.4.6 El CENACE no podrá realizar modificación alguna a los requisitos de Precalificación, por lo que únicamente se realizarán, respecto de este tema, aclaraciones o interpretaciones.
- 5.4.7 Cualquier aclaración o modificación a las Bases de Licitación, incluidas las que resulten de la o las juntas de aclaraciones, formarán parte integrante de aquéllas y deberán ser consideradas por los interesados, Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales en la elaboración de sus documentos de registro o precalificación y de sus Ofertas de Compra o de Venta.
- 5.4.8 Ante una inconsistencia o contradicción entre las Bases de Licitación correspondientes y las respuestas o aclaraciones que realice el CENACE a los interesados, prevalecerá el texto de las Bases de Licitación, por lo que los interesados estarán obligados a observar lo establecido en las actualizaciones que se publiquen de las Bases de Licitación conforme a lo anteriormente señalado.
- 5.5 Información Técnica del CENACE
- 5.5.1 El CENACE publicará la demás información técnica requerida para la Subasta, la cual formará parte integral de las Bases de Licitación.

- 5.5.2 La Información Técnica del CENACE contendrá al menos la información siguiente:
- (a) formato y demás requisitos que deberán cumplir las Garantías de Seriedad cuando no sean presentadas conforme a lo previsto en el Manual de Garantías de Cumplimiento;
 - (b) la información técnica necesaria para la elaboración de Ofertas de Venta, incluyendo:
 - i. la definición de las Zonas de Potencia en las que se admitirán ofertas de venta de Producto de Potencia;
 - ii. la definición de las Zonas de Carga Agrupadas en los que se admitirán Ofertas de Venta de Producto de Energía, incluyendo la ponderación de cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo dentro de la Zona de Carga Agrupada, y
 - iii. los datos pre-subasta señalados en el numeral 5.3.1;
- 5.6 Juntas de aclaraciones
- 5.6.1 El CENACE llevará a cabo electrónicamente por lo menos una junta de aclaraciones, que tendrá por objeto recibir y atender preguntas o aclaraciones de cualquier interesado relacionadas, de manera no limitativa, con:
- (a) el registro de Compradores Potenciales, la elaboración y evaluación de Ofertas de Compra y la definición de los Productos que serán objeto de las Subastas, y, en general, cualquier aspecto procedimental de la Subasta hasta la fecha de recepción de solicitudes de precalificación de Ofertas de Venta;
 - (b) la Precalificación de Ofertas, la presentación de Garantías de Seriedad y, en general, cualquier aspecto procedimental de la Subasta hasta la fecha de recepción de Ofertas de Venta, y
 - (c) la integración, presentación y evaluación de Ofertas de Venta, el modelo de Contrato, la asignación y suscripción de Contratos y, en general, cualquier aspecto que requiera de mayor claridad por parte de quienes actuarán como Vendedores Potenciales.
- 5.6.2 En las Juntas de Aclaraciones solo se permitirá la presentación de preguntas por los Compradores Potenciales y Vendedores Potenciales registrados.
- 5.6.3 Los Compradores Potenciales, Vendedores Potenciales e interesados en el proceso de registro deberán presentar sus preguntas electrónicamente a través de los formatos que se proporcionen en el Sitio, y enviarlas a través de los medios electrónicos que se especifiquen en las mismas, durante el periodo que para tales efectos se establezca en el Calendario de la Subasta.
- 5.6.4 La participación de los Compradores Potenciales, Vendedores Potenciales e interesados en el proceso de registro en las juntas de aclaraciones será opcional.
- 5.6.5 La junta de aclaraciones será presidida por el servidor público que el CENACE designe para tal efecto, quien podrá contar con el apoyo técnico que sea necesario.
- 5.6.6 Cada junta de aclaraciones podrá extenderse por el número de sesiones que sean necesarias. Concluida la junta de aclaraciones, el servidor público que la haya presidido, levantará un acta circunstanciada en la que se haga constar todo lo ocurrido y, en caso de que el CENACE lo considere conveniente, se definirá fecha para una nueva junta de aclaraciones. Dicha acta se publicará en el Sitio o en el Sistema de Información del Mercado, según se determine en las Bases de la Licitación.
- 5.6.7 En caso de existir adecuaciones a las Bases de Licitación derivadas de las juntas de aclaraciones que se realicen antes de la publicación de la versión final de las Bases de Licitación, incluyendo adecuaciones al modelo de Contrato, éstas serán asentadas en la referida versión final.
- 5.6.8 En caso de realizarse juntas de aclaraciones con posterioridad a la publicación de la versión final de las Bases de Licitación, las aclaraciones serán exigibles para los interesados, los Compradores Potenciales, los Vendedores Potenciales y el CENACE, en su participación en la Subasta.
- 5.6.9 Ninguna respuesta o aclaración realizada en una Subasta distinta a la Subasta en la que se dio la respuesta o hizo la aclaración será vinculante, por lo que no podrá ser utilizada para interpretar lo que correspondan a otra Subasta.
- 5.6.10 Entre la última junta de aclaraciones y la presentación de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta deberán mediar al menos 5 días hábiles. En caso de que se requiera realizar una junta de aclaraciones en una fecha que no cumpla este criterio, se diferirá la fecha de presentación de ofertas económicas el plazo necesario para que medien los 5 días hábiles aquí referidos.
- 5.6.11 Las preguntas y respuestas de la o las juntas de aclaraciones únicamente podrán referirse a la Subasta en proceso y no a alguna otra.

5.7 Definición de los Productos que serán objeto de la Subasta

5.7.1 Registro de Compradores Potenciales

- (a) Los Suministradores de Servicios Básicos, las demás Entidades Responsables de Carga y otros Participantes de Mercado que deseen comprar los Productos incluidos en la Subasta deberán registrarse ante el CENACE como Compradores Potenciales para poder presentar Ofertas de Compra en la Subasta de que se trate.
- (b) Para que el CENACE registre a un interesado como Comprador Potencial para una Subasta determinada, esa entidad deberá acreditar al CENACE lo siguiente:
 - i. que ha realizado el pago correspondiente a la cuota de inscripción;
 - ii. en caso de no ser Participante de Mercado al momento de presentar su solicitud, que ha realizado el pago correspondiente para la evaluación de su solicitud de registro como Comprador Potencial;
 - iii. que cuenta con suficiente capacidad legal y, en caso de que exista la Cámara de Compensación, suficiente capacidad financiera, para cumplir con las Ofertas de Compra que llegue a presentar en la Subasta;
 - iv. que se obliga a presentar en tiempo y forma la Garantía de Seriedad en los términos de este Manual, la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, las Bases de Licitación, o bien, que no se encuentra obligado a hacerlo en virtud de lo dispuesto por la Base 14.1.5(c) de las Bases del Mercado Eléctrico, y
 - v. Una vez establecida la Cámara de Compensación de Subastas de Mediano Plazo, que cumple con los requisitos de ingresos establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Mediano Plazo.
- (c) Los interesados deberán solicitar al CENACE su registro como Compradores Potenciales antes de la fecha límite señalada para ello en el Calendario de las Bases de Licitación de la Subasta.
- (d) El CENACE contará con un plazo de 10 días hábiles para registrar al interesado. Si considera que la información que el interesado presentó para su registro como Comprador Potencial está incompleta, debe hacérselo saber a través del Sitio o Sistema de Administración del Mercado a más tardar al cuarto día hábil después de presentada su solicitud. El plazo para que el CENACE registre al interesado se reanudará al día siguiente que el particular presente la información requerida por el CENACE, el cual no deberá exceder de 5 días hábiles. Si el interesado no subsana su omisión dentro de ese plazo, se desechará su solicitud.

5.7.2 Capacidad legal

- (a) Para acreditar suficiente capacidad legal para cumplir con la Oferta u Ofertas de Compra que pretenda presentar al CENACE, el solicitante deberá:
 - i. En caso de que no sea participante de mercado al momento de la realización de la Subasta (en cuyo caso, solo podrá ofrecer comprar Productos durante los años 2 y 3 de la Subasta):
 - 1. comprobar que está legalmente constituido y que sus representantes legales cuentan con las facultades necesarias para representarlo;
 - 2. comprobar que su objeto social es el adecuado para ser registrado como Participante del Mercado y para comprar al Vendedor o Vendedores los Productos que formen parte de su Oferta u Ofertas de Compra;
 - ii. acompañar un documento firmado por el representante legal del solicitante en el que se haga constar:
 - 1. que la presentación de cualquier Oferta de Compra será vinculante e irrevocable;
 - 2. que, si alguna de sus Ofertas de Compra es seleccionada y le es asignado el Contrato correspondiente, firmará o causará que se firmen todos los actos jurídicos que sean necesarios en un plazo de 30 días hábiles contados a partir de la notificación del Fallo, y que acepta que el incumplimiento de dicha obligación dentro del plazo señalado dará lugar a penalizaciones, incluyendo la inhabilitación para participar en Subastas futuras;
 - 3. que reconoce y acepta las reglas de la Subasta correspondiente, conforme a lo dispuesto en el presente Manual y en la Convocatoria, y

- (b) Las Bases de Licitación establecerán con mayor detalle cuál será la información y documentación que deberá presentarse para acreditar los requisitos previstos en el inciso (a) anterior.

5.7.3 Capacidad Financiera

- (a) En caso de que exista la Cámara de Compensación, esta fijará los requisitos de capacidad financiera, los cuales se detallará en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- (b) Si la Cámara no se encuentra en operación, no habrá requisito de capacidad financiera para las ofertas de Compra. La capacidad financiera se dará por entendida con la presentación de las Garantías de Seriedad.

5.7.4 Ofertas de Compra

- (a) Los Compradores Potenciales podrán determinar libremente las cantidades de cada Producto que ofrezcan comprar en cada Subasta.
- (b) Los Compradores Potenciales podrán especificar más de una oferta por el mismo Producto con distintos parámetros.
- (c) Los parámetros que se definirán en cada Oferta de Compra de Potencia serán los que se mencionan a continuación:
 - i. cantidad (en MW-año) de la Potencia que deseen contratar;
 - ii. Zona de Potencia específica en la que desean contratar;
 - iii. año específico (uno de los tres que años que son considerados en la Subasta) en el que se desea contratar, y
 - iv. precio máximo que está dispuesto a pagar por cada MW-año de Potencia adquirido en el sistema o zona y año específico.
- (d) Los parámetros que se definirán en cada Oferta de Compra de Energía serán los siguientes:
 - i. porcentaje de carga que desea contratar en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada;
 - ii. Zona de Carga Agrupada específica;
 - iii. Bloque de carga específico (Base, Intermedia o Punta).
 - iv. año específico (uno de los tres años que son considerados en la Subasta) en el que se desea contratar, y
 - v. precio máximo que está dispuesto a pagar por cada MWh de energía eléctrica adquirido en la Zona de Carga Agrupada, Bloque de Carga y año específico.
 - vi. Para los fines de la evaluación en los términos del apartado 5.7.4(b), el precio máximo que está dispuesto a pagar expresado en Pesos por MWh, se transformará para expresarlo en Pesos por porcentaje de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, y en caso de que se utilice la Cantidad Complementaria, la carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada específicas de la Oferta de Compra. El precio máximo expresado en Pesos por porcentaje será igual al resultado del producto de los siguientes datos:
 - a. el precio máximo que está dispuesto a pagar, expresado en Pesos por cada MWh comprendido en el porcentaje de carga que se desea contratar, en el Bloque de carga específico y Zona de Carga Agrupada específica definidos en la oferta técnica;
 - b. la energía total consumida por los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que se utilice la Cantidad complementaria, la energía total consumida en el Sistema Interconectado, en el año anterior a la fecha de emisión de las Bases de Licitación, en el Bloque de carga específico y Zona de Carga Agrupada específica definidos en la oferta técnica, y
 - c. 1/100.

Ejemplo – Determinación de precios por porcentaje de demanda**Caso 1: No se contempla el uso de la Cantidad Complementaria**

Suponga los siguientes datos de una Oferta de Compra de Energía para una Subasta que no contempla el uso de Cantidades Complementarias:

- Precio máximo que está dispuesto a pagar por cada MWh comprendido en el porcentaje de carga que se desea contratar en una Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga específicos: 400 \$/MWh.
- Año 2 del periodo considerado en la Subasta.

También suponga que los participantes reciben la siguiente información a través del Sitio:

- La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga específicos, en el año anterior a la fecha de emisión de las Bases de Licitación: 2,872,846 MWh.

El precio máximo expresado en Pesos por porcentaje será igual a:

$$(400 * 2,872,846) / 100 = 11,491,384 \text{ \$/\%}$$

Ejemplo – Determinación de precios por porcentaje de demanda**Caso 2: La Subasta contempla el uso de la Cantidad Complementaria**

Suponga los siguientes datos de una Oferta de Compra de Energía para una Subasta que contempla el uso de Cantidades Complementarias:

- Precio máximo que está dispuesto a pagar por cada MWh comprendido en el porcentaje de carga que se desea contratar en una Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga específicos: 400 \$/MWh.
- Año 2 del periodo considerado en la Subasta.

También suponga que los participantes reciben la siguiente información a través del Sitio:

- La carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga específicos, en el año anterior a la fecha de emisión de las Bases de Licitación: 3,160,130 MWh.

El precio máximo expresado en Pesos por porcentaje será igual a:

$$(400 * 3,160,130) / 100 = 12,640,522 \text{ \$/\%}$$

- (e) La CRE podrá establecer para las Ofertas de Compra los precios máximos que los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar en sus Ofertas de Compra para cada Producto.
 - i. Precio máximo que los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar en sus Ofertas de Compra por cada MW-año de Potencia en cada sistema interconectado específico y en cada Zona de Potencia específica.
 - ii. Precio máximo que los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar en sus Ofertas de Compra de Energía por cada MWh comprendido en el Bloque de carga específico y Zona de Carga Agrupada específica.
- (f) A más tardar 10 días hábiles después de la publicación de las Bases de Licitación, la CRE comunicará si establecerá precios máximos que los Suministradores de Servicios Básicos podrán especificar en sus Ofertas de Compra en la Subasta. De no hacerlo, la Subasta se llevará a cabo sin dicho parámetro y las Ofertas de Compra de los Suministradores de Servicios Básicos podrán establecer libremente el precio máximo que cada Suministrador está dispuesto a pagar.
- (g) El CENACE verificará que las Ofertas de Compra presentadas por los Suministradores de Servicios Básicos cumplan con lo establecido en el inciso anterior. En caso de incumplimiento, el CENACE no aceptará la oferta.
- (h) Adicionalmente, el CENACE verificará que las Ofertas de Compra correspondan al registro de Compradores Potenciales. No se aceptarán ofertas de personas que no estén registrados como Compradores Potenciales.
- (i) Las Ofertas de Compra de Potencia deberán tener un tamaño mínimo de 50 MW. El tamaño mínimo para las Ofertas de Compra de Energía será el valor que resulte menor de 100 MW o 2% de la carga del Bloque de Carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
- (j) Todas las ofertas que no cumplan con los mínimos establecidos en el inciso (h) de este numeral, serán descartadas automáticamente.
- (k) Las Ofertas de Compra que se hayan validado en términos de los incisos (g), (h) e (i) anteriores se conocerán como Ofertas de Compra Aceptadas.

5.7.5 Notificación de las Ofertas de Compra

- (a) Una vez determinadas las Ofertas de Compra Aceptadas, el CENACE lo notificará a todos los interesados a través del Sitio o del Sistema de Información del Mercado, según se señale las Bases de Licitación.
- (b) El CENACE dará a conocer al menos la siguiente información:
 - i. la cantidad de Productos incluidos en las Ofertas de Compra Aceptadas que son objeto de la Subasta.
 - ii. los precios correspondientes a cada Oferta de Compra Aceptada.
- (c) La notificación deberá ocurrir dentro de los 10 días hábiles siguientes a la fecha de recepción de Ofertas de Compra.
- (d) Si el CENACE considera que la información que el interesado presentó en su Oferta de Compra está incompleta, debe hacérselo saber a través del Sitio o Sistema de Administración del Mercado a más tardar al cuarto día hábil después de presentada la Oferta. El plazo para que el CENACE notifique la Oferta de Compra se reanudará al día siguiente de que el interesado haya presentado la información requerida por el CENACE, que no deberá exceder de 5 días hábiles. Si el interesado no subsana su omisión dentro de ese plazo, se desechará su Oferta.

5.8 Precalificación de Ofertas de Venta

5.8.1 Aspectos generales

- (a) Solamente las Ofertas de Venta que hayan obtenido una precalificación favorable serán aceptadas en la Subasta de que se trate.

- (b) Por lo tanto, quienes deseen presentar Ofertas de Venta en las Subastas deberán solicitar al CENACE la precalificación correspondiente y cumplir con los requisitos establecidos en este Manual y en las Bases de Licitación, para que el CENACE emita la Constancia de Precalificación respectiva.
- (c) Las solicitudes de precalificación deberán ser presentadas al CENACE por los interesados a partir de la fecha indicada para ello en el Calendario de la Subasta.
- (d) El CENACE emitirá la Constancia de Precalificación para una Oferta de Venta cuando el solicitante acredite en tiempo y forma:
 - i. que ha realizado el pago correspondiente a la cuota de inscripción;
 - ii. en caso de que el solicitante no sea Participante de Mercado al momento de hacer su Oferta de Venta, acreditar que ha realizado los pagos correspondientes a la evaluación de su solicitud de precalificación de Oferta de Venta, y en el caso de que se encuentre operando la Cámara de Compensación de Subastas de Mediano Plazo, que se haya cumplido satisfactoriamente con los requisitos de registro en la Cámara conforme a lo establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de Subastas de Mediano Plazo;
 - iii. que cuenta con suficiente capacidad legal, y en caso aplicable técnica y/o financiera para cumplir con la Oferta de Venta que desea presentar en la Subasta, y
 - iv. que ha presentado la Garantía de Seriedad para la Oferta de Venta que desea presentar en la Subasta.

El CENACE verificará que se hayan realizado los pagos a que se refiere el subinciso (i) anterior y, en caso de que así sea, procederá a la evaluación de la información y documentación presentada por el solicitante para acreditar lo previsto en el subinciso (iii) anterior. Si alguno de los pagos no ha sido realizado, el CENACE lo hará del conocimiento del solicitante para que éste lo efectúe y pueda presentar de nueva cuenta su solicitud de precalificación. En caso de que éste no lo realice dentro de un lapso de 5 días hábiles a partir de la notificación por parte del CENACE, se procederá a desechar la solicitud de precalificación y no se evaluará la oferta.

- (e) Para la evaluación de pagos, Garantías de Seriedad y cualquier aspecto de la capacidad legal, técnica o financiera que se evalúe en términos del número o tamaño total de las Ofertas de Venta presentadas por el Vendedor Potencial, el CENACE evaluará las solicitudes de precalificación conforme al orden establecido por el Vendedor Potencial.
- (f) El CENACE, dentro de un plazo de 10 días hábiles, deberá tanto evaluar la información y documentación presentada por el solicitante como notificarle en cuál de los siguientes supuestos se ubica.
 - i. Si la misma acredita que el solicitante cuenta con la suficiente capacidad legal, y en caso aplicable técnica y/o financiera para cumplir con la o las Oferta de Venta que desea presentar en la Subasta, el CENACE así lo notificará al solicitante, para que presente su Garantía de Seriedad. Sin perjuicio de lo anterior, el solicitante podrá presentar la Garantía de Seriedad incluso antes de que el CENACE le notifique que se encuentra en el presente supuesto.
 - ii. Si la misma no acredita alguna de las capacidades antes señaladas, el CENACE así lo notificará al solicitante y le requerirá la información complementaria que resulte necesaria para ello, dentro de los 5 días hábiles siguientes al día en que haya recibido la notificación.
 - iii. Si la información complementaria no es presentada dentro del plazo de 5 días hábiles a partir del día en que haya sido notificado por el CENACE, o la información que se presente no permite acreditar que el solicitante cuenta con la capacidad que haya motivado su presentación, el CENACE emitirá un dictamen no favorable que será notificado al solicitante, en el cual se indicarán las razones y argumentos para ello.

- iv. Si un solicitante recibe un dictamen no favorable, contará con 3 días hábiles a partir de que éste le sea notificado para solicitar al CENACE la intervención de la CRE. En ese supuesto, el CENACE remitirá el expediente a la CRE dentro de los 3 días hábiles siguientes y la CRE contará con 5 días hábiles para emitir una resolución que:
 - a. confirme el dictamen no favorable; o bien,
 - b. ordene al CENACE tener por acreditada las capacidades del solicitante que en opinión del CENACE no se hayan acreditado, y simultáneamente notificará su resolución al solicitante, para que, si éste aún no ha presentado su Garantía de Seriedad al CENACE, la presente en los plazos y términos referidos en este Manual.
- v. Si la CRE no emite la resolución antes aludida dentro del plazo indicado se entenderá que la misma ha sido emitida confirmando el dictamen no favorable emitido por el CENACE.
- (g) Sin perjuicio de lo establecido en el numeral anterior, todos los solicitantes deberán presentar su Garantía de Seriedad a más tardar en la fecha límite señalada para ello en el Calendario de la Subasta.
- (h) Si la Garantía de Seriedad no cumple con los requisitos de forma y con el monto mínimo previstos en este Manual o en las Bases de Licitación, y es presentada al CENACE, o a la Cámara de Compensación en caso de que ésta esté operando, con al menos 10 días hábiles de anticipación a la fecha límite para presentar Garantías de Seriedad señalada en el Calendario de la Subasta, el CENACE, o en su caso la Cámara de Compensación, lo hará del conocimiento del solicitante dentro de los 5 días hábiles siguientes para que pueda presentarla de nueva cuenta.
- (i) Si la Garantía de Seriedad no es presentada en ese plazo o no cumple con los requisitos de forma y con el monto mínimo previstos en este Manual o en las Bases de Licitación, el solicitante no habrá acreditado que ha presentado en tiempo y forma la Garantía de Seriedad para las Ofertas de Venta que pretenda presentar en la Subasta y, por lo tanto, el CENACE no emitirá para ese solicitante la Constancia de Precalificación.
- (j) El CENACE emitirá las Constancias de Precalificación a más tardar en la fecha límite señalada para ello en el Calendario de la Subasta.
- (k) El nombre o razón social o identificador de Participante del Mercado o el Identificador de la Subasta de los solicitantes a quienes el CENACE haya emitido Constancias de Precalificación será dado a conocer a través del Sitio o del Sistema de Información del Mercado, según se determine en las Bases de Licitación, el día hábil siguiente al día de la fecha límite para emitir las Constancias de Precalificación.

5.8.2 Solicitudes de precalificación

- (a) Las solicitudes de precalificación deberán cumplir con los requisitos señalados en este Manual, en las Bases de Licitación correspondientes, y de ser el caso en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de Subastas de Mediano Plazo, y deberán contener:
 - i. el comprobante que acredite que se ha realizado el pago correspondiente a la cuota de inscripción;
 - ii. para los casos que aplique, el comprobante que acredite que se han realizado los pagos correspondientes a la evaluación de la solicitud de precalificación;
 - iii. la documentación que acredite la capacidad legal y, en caso de que exista la Cámara de Compensación la capacidad financiera, para cumplir con la o las Ofertas de Venta que tenga contemplado presentar en la Subasta, de conformidad con lo previsto en los numerales siguientes;
 - iv. para las Ofertas de Venta que incluyan productos de Potencia, se deberá presentar la documentación que acredite la capacidad técnica conforme a lo descrito en el numeral 5.8.4 de este Manual.

- v. la identificación de las Centrales Eléctricas con las que pretendan honrar sus Ofertas de Venta de Potencia;
 - vi. la Garantía de Seriedad, cuando el solicitante opte por presentarla antes de que el CENACE le informe que ha acreditado la capacidad legal, técnica y financiera, según aplique, para cumplir con la o las Ofertas de Venta que tenga contemplado presentar en la Subasta;
- (b) Las Bases de Licitación podrán establecer el uso de formatos electrónicos específicos que deberán utilizar los interesados para presentar su solicitud de precalificación al CENACE a fin de facilitar el proceso de recepción y evaluación de la misma.
- (c) Las Bases de Licitación podrán prever que las claves de acceso a los formatos electrónicos para precalificación, así como el instructivo correspondiente, sólo sean proporcionadas a los interesados que hayan realizado el pago correspondiente a la cuota de inscripción y para la evaluación de su solicitud de precalificación de Ofertas.

5.8.3 Capacidad legal

- (a) Para acreditar suficiente capacidad legal para cumplir con la Oferta u Ofertas de Venta que pretenda presentar al CENACE, el solicitante deberá:
- i. En caso de que no sea participante de mercado al momento de la realización de la Subasta (en cuyo caso, solo podrá ofrecer vender Productos durante los años 2 y 3 de la Subasta):
 - 1. comprobar que está legalmente constituido y que sus representantes legales cuentan con las facultades necesarias para representarlo;
 - 2. comprobar que su objeto social es el adecuado para ser registrado como Participante del Mercado y para vender al Comprador o Compradores los Productos que formen parte de su Oferta u Ofertas de Venta;
 - ii. comprobar o manifestar bajo protesta de decir verdad que cuenta con la suficiente solvencia moral para realizar las actividades propuestas en su Oferta u Ofertas de Venta;
 - iii. acompañar un documento firmado por el representante legal del solicitante en el que se haga constar:
 - 1. que la presentación de cualquier Oferta de Venta será vinculante e irrevocable;
 - 2. que, si alguna de sus Ofertas de Venta es seleccionada y le es asignado el Contrato correspondiente, firmará o causará que se firmen todos los actos jurídicos que sean necesarios en un plazo de 30 días hábiles contados a partir de la notificación del Fallo, y que acepta que el incumplimiento de dicha obligación dentro del plazo señalado dará lugar a penalizaciones, incluyendo la inhabilitación para participar en Subastas futuras;
 - 3. que reconoce y acepta las reglas de la Subasta correspondiente, conforme a lo dispuesto en el presente Manual y en las Bases de Licitación, y
- (b) Las Bases de Licitación establecerán con mayor detalle cuál será la información y documentación que deberá presentarse para acreditar los requisitos previstos en el inciso (a) anterior.

5.8.4 Capacidad técnica

- (a) Para acreditar suficiente capacidad técnica para cumplir con la o las Ofertas de Venta que pretenda presentar al CENACE, el solicitante deberá:
- i. acreditar para cada Oferta de Venta de Potencia que pretenda realizar, que las Zonas de Potencia corresponden al punto de interconexión de las Centrales Eléctricas con las que pretende honrar su compromiso de venta;

- ii. identificar y acreditar para cada Oferta de Venta de Potencia que pretenda realizar, las Unidades de Central Eléctrica con las que planean honrar sus ofertas y que las Centrales Eléctricas asociadas a la misma cuentan o contarán con la capacidad instalada requerida para la producción de los Productos ofrecidos, después de descontar la cantidad de Potencia previamente comprometida mediante otros Contratos de Cobertura Eléctrica, en términos de los numerales 3.6.3, 3.6.5 y 3.6.6 del presente Manual;
- iii. identificar la Potencia Anual Acreditada en el Mercado de Balance de Potencia ejecutado en el año en que se convoque la Subasta así como justificar la validez de su oferta con base en el valor del mismo o de las mejoras que se tendrán para incrementar su Potencia Anual Acreditada.
- iv. proporcionar su identificador electrónico (ID) de Participante del Mercado o, en su defecto, obligarse a ser un Participantes del Mercado y contar con dicho estado durante la vigencia del Contrato correspondiente.

5.8.5 Capacidad Financiera

- (a) En caso de que exista la Cámara de Compensación, esta fijará el requisito de capacidad financiera, el cual se detallará en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- (b) Si la Cámara no se encuentra en operación, no habrá requisito de capacidad financiera para las ofertas de Compra.

5.9 Presentación, recepción y evaluación de ofertas de venta

5.9.1 Presentación de las Ofertas de Venta

- (a) Cada Constancia de Precalificación otorgará a su titular el derecho a presentar una Oferta de Venta en los mismos términos en que haya solicitado al CENACE la precalificación correspondiente. En tal virtud, las Ofertas de Venta serán presentadas al CENACE remitiendo la Constancia de Precalificación correspondiente y la respectiva oferta económica. La información que haya sido presentada al CENACE para la obtención de la Constancia de Precalificación se considerará para todos los efectos legales como parte integrante de la Oferta de Venta recibida.
- (b) El número de Ofertas de Venta que podrán presentar en la Subasta los Vendedores Potenciales estará limitado por el monto total del pago correspondiente que haya realizado cada uno de ellos en la etapa de Precalificación de Ofertas, según sea el caso, y el monto de la Garantía de Seriedad otorgada en esa etapa.

5.9.2 Contenido y recepción de las ofertas técnicas de las Ofertas de Venta

- (a) La información de las Ofertas de Venta deberá presentarse utilizando el Sitio o el Sistema de Administración del Mercado.
- (b) La oferta técnica de cada Oferta de Venta de Potencia se presentará en la solicitud de precalificación de Ofertas de Venta y contendrá lo siguiente:
 - i. cantidad (en MW-año) de la Potencia que desean vender;
 - ii. Zona de Potencia específica en la que desean vender. Sólo se podrá especificar una sola Zona de Potencia. Las ofertas que especifiquen más de una ubicación serán descartadas.
 - iii. Año específico (uno de los tres años que son considerados en la Subasta) en el que se desea vender;
 - iv. La identificación de la o las centrales eléctricas con las que proveerán la Potencia (en caso de que se ofrece vender Potencia);
 - a. El punto de interconexión de cada central eléctrica;
 - b. La fecha de inicio de operación comercial de cada central eléctrica;

- c. La capacidad de Potencia que puede producir la central eléctrica, incluyendo el dictamen pericial que confirma lo mismo;
 - d. Los compromisos existentes para suministrar Potencia a partir de la Central Eléctrica.
- (c) La oferta técnica de cada Oferta de Venta de Energía se presentará en la solicitud de precalificación de Ofertas de Venta y contendrá lo siguiente:
 - i. Cantidad ofrecida de Producto de Energía que desea vender:
 - a. En caso de que la Subasta no contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el producto de Energía será expresado como un porcentaje fijo de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en un Bloque de carga y una Zona de Carga Agrupada específicas;
 - b. En caso de que la Subasta contemple el uso de la Cantidad Complementaria, el producto de Energía será expresado como un porcentaje fijo de la carga total del Sistema Interconectado en un Bloque de carga y una Zona de Carga Agrupada específica.
 - ii. Zona de Carga Agrupada específica;
 - iii. Bloque de carga específico (Base, Intermedia o Punta).
 - iv. año específico (uno de los tres que años que son considerados en la Subasta) en el que se desea vender;
- (d) Durante el periodo establecido para la recepción de la oferta económica de las Ofertas de Venta, el Participante que presente ofertas de venta de Producto de Energía, podrá definir los términos que le permita realizar diferentes ofertas para vender cada uno de los productos de Energía incluidos en la subasta, con la condición de que la venta total no rebase la cantidad total que pretende vender. En particular, los Participantes podrán especificar los siguientes términos:
 - i. Número de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida de Producto. Este dato se utilizará con el único fin de asegurar que la cantidad de cada producto que se asigne en la Subasta a cada Vendedor no rebase los límites declarados por él en los términos del presente apartado 5.9.2 (d) de este Manual. No es necesario que guarde alguna relación con la cantidad de Potencia que ofrezca el Vendedor en sus Ofertas de Venta de Potencia.
 - ii. La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender entre todos los productos ofertados en el conjunto de sus Ofertas de Venta.
 - iii. La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender en cada Bloque de carga, pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida de ciertos bloques sea cero.
 - iv. La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender en cada Zona de Carga Agrupadas, pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida para ciertas Zonas de Carga Agrupadas sea cero.

Las cantidades máximas de energía ofrecidas en términos del presente apartado solo se aplicarán durante la evaluación de ofertas. Las cantidades de energía (en MWh por hora) exigibles bajo el Contrato podrán rebasar las cantidades máxima de energía ofrecidas, en particular, cuando resulte erróneo el “número de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida” especificado por el Vendedor Potencial.
- (e) Las Ofertas técnicas de Venta de Potencia deberán tener un tamaño mínimo de 50 MW. El tamaño mínimo para las Ofertas de Venta de Energía será el valor que resulte menor de 100 MW o 2% de la carga del Bloque de Carga y Zona de Carga Agrupada para la que se esté haciendo la oferta.
- (f) Todas las ofertas que no cumplan con los mínimos establecidos en el inciso (b) de este numeral, serán descartadas automáticamente.

Ejemplo; Cantidades Máximas**Caso 1: Subasta donde no se contempla el uso de la Cantidad Complementaria**

Suponga que un Vendedor dispone de hasta 42 MWh/h de energía y desea presentar ofertas para el Bloque de carga Base en las dos Zonas de Carga de la tabla siguiente:

Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia, Punta)	Número de MWh/h que el participante considera que corresponderá a cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en el Bloque de carga y Zona de Carga
Zona1	Base	1.00
Zona2	Base	3.00

Así, para no exceder su capacidad promedio, la cantidad ofertada de Producto de Energía para la Zona1 podría ser de hasta 42% de la cantidad de carga total de los SSB; y de hasta 14% para la Zona2, ambas en el bloque de carga Base.

Además, al presentar sus ofertas, el Vendedor establecería la cantidad máxima de energía de 42 MWh por hora que ofrece vender en el Bloque de carga Base, como se lo permite lo establecido en el apartado 5.9.2(d)ii.

En consecuencia, la Subasta podría seleccionar cualquiera de las siguientes combinaciones de sus Ofertas de Compra:

- 42% Zona 1, 0% Zona 2
- 36% Zona 1, 2% Zona 2
- 30% Zona 1, 4% Zona 2
- 24% Zona 1, 6% Zona 2
- 18% Zona 1, 8% Zona 2
- 12% Zona 1, 10% Zona 2
- 6% Zona 1, 12% Zona 2
- 0% Zona 1, 14% Zona 2

Se observa que todas las combinaciones de Ofertas Seleccionadas evitarán obligar al Vendedor a entregar energía por encima de su capacidad de generación, 42 MWh/h, siempre y cuando resulten correcto los "números de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida" que el Vendedor presentó. No obstante, si son erróneos estos "números de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida", el Vendedor podría quedarse con una obligación de energía mayor a 42 MWh/h.

Caso 2: Subasta donde se contempla el uso de la Cantidad Complementaria

Suponga que un Vendedor dispone de hasta 42 MWh/h de energía y desea presentar ofertas para el Bloque de carga Base en las dos Zonas de Carga de la tabla siguiente:

Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia, Punta)	Número de MWh/h que el participante considera que corresponderá a cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y Zona de Carga
Zona1	Base	2.00
Zona2	Base	4.00

Así, para no exceder su capacidad promedio, la cantidad ofertada de Producto de Energía para la Zona1 podría ser de hasta 21% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado; y de hasta 14% para la Zona2, ambas en el bloque de carga Base.

Además, al presentar sus ofertas, el Vendedor establecería la cantidad máxima de energía de 42 MWh por hora que ofrece vender en el Bloque de carga Base, como se lo permite lo establecido en el apartado 5.9.2(d)(ii).

En consecuencia, la Subasta podría seleccionar cualquiera de las siguientes combinaciones de sus Ofertas de Compra:

- 21% Zona 1, 0% Zona 2
- 17% Zona 1, 2% Zona 2
- 13% Zona 1, 4% Zona 2
- 9% Zona 1, 6% Zona 2
- 5% Zona 1, 8% Zona 2
- 1% Zona 1, 11% Zona 2

Se observa que todas las combinaciones de Ofertas Seleccionadas evitarán obligar al Vendedor a entregar energía por encima de su capacidad de generación, 42 MWh/h, siempre y cuando resulten correcto los “números de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida” que el Vendedor presentó. No obstante, si son erróneos estos “números de MWh/h que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad ofrecida”, el Vendedor podría quedarse con una obligación de energía mayor a 42 MWh/h.

5.9.3 Contenido y recepción de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta

- (a) Las ofertas económicas de las Ofertas de Venta deberán especificar:
- i. La Constancia de Precalificación correspondiente. El Sitio dispondrá de los mecanismos para recibir las Ofertas Económicas de sólo aquellas Ofertas de Venta que recibieron una Constancia de Precalificación. En virtud de que para la precalificación de una Oferta de Venta es necesario presentar al CENACE la oferta técnica de la Oferta de Venta, no será necesario presentarla nuevamente. La oferta técnica presentada al CENACE para la obtención de la Constancia de Precalificación no podrá ser modificada mediante la presentación de la oferta económica.
 - ii. El precio ofertado.
 - a. Cuando la Oferta de Venta corresponda a un Producto de Potencia, el precio será fijo y se expresará en Pesos por MW-año, en el año específico, en la Zona de Potencia específica.
 - b. Cuando la Oferta de Venta Corresponda a un Producto de Energía, el precio será fijo y se expresará en Pesos por cada MWh comprendido en el porcentaje de carga que se desea vender, en el Bloque de carga específico, Zona de Carga Agrupada específica y año específico definidos en la oferta técnica.
 - iii. Para los fines de la evaluación en los términos del apartado 5.7.4, el precio ofertado del Producto de Energía expresado en Pesos por MWh, se transformará para expresarlo en Pesos por porcentaje de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que se utilice la Cantidad Complementaria la carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada específicas de la Oferta de Venta. Este cálculo se llevará a cabo conforme a lo descrito en el numeral 5.7.4 (d) (vi).
- (b) Las ofertas económicas de las Ofertas de Venta serán recibidas por el CENACE en la fecha señalada para ello en el Calendario de la Subasta y sólo si cumplen con cada uno de los requisitos siguientes:
- i. La oferta económica de la Oferta de Venta es presentada a tiempo;
 - ii. la oferta económica de la Oferta de Venta es presentada en el formato previsto en el Sitio y detallado en las Bases de Licitación, y
 - iii. la Oferta de Venta cuenta con la Constancia de Precalificación correspondiente.
- (c) Las ofertas económicas de las Ofertas de Venta que no cumplan con los requisitos anteriores serán desechadas, sin perjuicio de que las demás Ofertas de Venta presentadas por el mismo Vendedor Potencial sean aceptadas.
- (d) El CENACE dará a conocer a través del Sistema de Información del Mercado o del Sitio las ofertas económicas de Ofertas de Venta seleccionadas de manera preliminar una vez concluido el proceso de Evaluación de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta y la publicación del Fallo.

5.9.4 Evaluación de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta

- (a) Las ofertas económicas de las Ofertas de Venta recibidas por el CENACE serán evaluadas conforme a lo siguiente:
- i. Los aspectos técnicos, legales y financieros que hayan sido acreditados en la etapa de precalificación de Ofertas de Venta se tendrán por cumplidos, siempre que la Oferta de Venta haya satisfecho los requisitos necesarios para su recepción antes señalados, y
 - ii. El CENACE procederá a realizar la evaluación de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta recibidas en los tiempos señalados para ello en el Calendario de la Subasta.
- (b) Todas las Ofertas de Compra y Ofertas de Venta se evaluarán mediante la maximización del excedente económico total. Es decir, se maximizará la cantidad vendida de cada producto para cada Oferta de Compra multiplicada por el precio máximo de compra en dicha oferta, menos la cantidad comprada de cada producto a partir de cada Oferta de Venta multiplicada por el precio mínimo de venta en dicha oferta.

- (c) Las ofertas para Potencia y para Energía de base, intermedia y punta en diferentes Zonas de Carga Agrupadas se evaluarán conjuntamente a fin de permitir que la solución respete las restricciones de cada Participante del Mercado sobre la cantidad total de energía en diferentes Zonas de Carga Agrupadas y en diferentes bloques que está dispuesto a comprar o vender.
- (d) A fin de resolver posibles empates en el proceso de evaluación, cada Oferta de Venta se evaluará como la suma de la oferta económica presentada por el Vendedor Potencial y un factor de hora de presentación de la Oferta de Venta. Dicho factor será igual a $1/1000$ multiplicado por la hora de presentación de la Oferta de Venta respectiva, expresado como el número de horas que pasaron entre el inicio del periodo en el cual se permite la recepción de ofertas y la hora real de presentación de la Oferta de Venta. Dicho factor también se aplicará para las cantidades de producto (Potencia y Energía) establecidas en las Ofertas Técnicas, a fin de resolver posibles empates con respecto a las cantidades ofertadas.

5.9.5 Modelo de maximización del Excedente Económico Total

- (a) El problema de optimización se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total, sujeta a las siguientes restricciones:
 - i. Ninguna Entidad Responsable de Carga comprará una cantidad de algún producto (Potencia en una zona de Potencia, o bien, energía en el bloque de carga base, intermedia o punta en una Zona de Carga Agrupada específica) mayor a la cantidad que ofreció comprar.
 - ii. Ningún Participante venderá una cantidad de algún producto (Potencia en una zona de Potencia o un sistema interconectado, o bien, energía en el bloque de carga base, intermedia o punta en una Zona de Carga Agrupada específica) mayor a la cantidad que ofreció vender, donde dichos productos se expresan como porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que se contemple la utilización de la Cantidad Complementaria la demanda será la demanda total del Sistema Interconectado.
 - iii. Ningún Participante venderá una cantidad total de productos (energía total; energía total en una Zona de Carga Agrupada o energía total en un bloque de carga) mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en MWh se conviertan en un porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos, o en caso de que se contemple la utilización de la Cantidad Complementaria la demanda será la demanda total del Sistema Interconectado, con base en los parámetros de la Oferta de Venta.
 - iv. La cantidad comprada de cada producto sea igual a la cantidad vendida de cada producto. Para estos efectos, la cantidad de Potencia comprada en cada sistema interconectado debe ser igual a la cantidad de Potencia vendida en el sistema interconectado, más la cantidad de Potencia vendida en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado, menos la cantidad de Potencia comprada en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado.
- (b) El precio sombra de la restricción establecida en el párrafo anterior relativa a cada producto, determinará el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de dicho producto.
- (c) La formulación del modelo matemático de la Subasta se detalla en el Anexo 1 del presente Manual. De ser necesario, el CENACE podrá emitir correcciones a la formulación a través de las Bases de Licitación. Dichas correcciones deberán ser aprobadas por la SENER, durante las primeras dos Subastas, o por la CRE a partir de la tercer Subasta.

5.10 Fallo de la Subasta y adjudicación de Contratos

- 5.10.1 A más tardar 10 días después de que el CENACE haya finalizado la evaluación de Ofertas de Venta y seleccionado las que serán aceptadas, emitirá el Fallo correspondiente, en el que se definirán las Ofertas de Venta seleccionadas y a las que se les asignarán los Contratos resultantes de las mismas.

- 5.10.2 El día hábil siguiente a que se emita el Fallo de la Subasta, y conforme a lo establecido en el Manual de Sistema de Información de Mercado, el CENACE publicará un extracto de dicho Fallo en el Sistema de Información del Mercado, en el sitio web del CENACE o en el Sitio, según se determine en las Bases de Licitación, que contendrá al menos la siguiente información:
- (a) La cantidad de cada oferta recibida de Productos de Energía y precio ofertado en la Subasta por año, en cada Zona de Carga Agrupada y bloque de carga;
 - (b) la cantidad de Productos de Energía seleccionados y precio obtenido en la Subasta, por año, en cada Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga;
 - (c) la lista de las ofertas ganadoras, los Compradores y los Vendedores Potenciales ganadores.
 - (d) el Excedente Económico del Consumidor de Productos de Energía, expresado en por ciento del monto que los consumidores están dispuestos a pagar según sus ofertas de compra seleccionadas;
 - (e) el Excedente Económico Total de la compra-venta de Productos de Energía, expresado en por ciento del monto que los consumidores están dispuestos a pagar según sus ofertas de compra seleccionadas;
 - (f) la cantidad de cada oferta recibida de Producto de Potencia y precio ofertado, en cada Zona de Potencia o Sistema Interconectado;
 - (g) la cantidad de Producto de Potencia seleccionado y precio obtenido en la subasta por año, en cada Zona de Potencia o Sistema Interconectado;
 - (h) el Excedente Económico del Consumidor de Productos de Potencia, expresado en por ciento del monto que los consumidores están dispuestos a pagar según sus ofertas de compra seleccionadas;
 - (i) el Excedente Económico Total de la compra-venta de Productos de Potencia, expresado en por ciento del monto que los consumidores están dispuestos a pagar según sus ofertas de compra seleccionadas;
 - (j) la identificación de las Ofertas de Venta seleccionadas y de los Vendedores Potenciales asignatarios de los Contratos, consignando:
 - i. la cantidad de Productos de Energía incluidos en cada Oferta de Venta seleccionada, especificando las Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga que correspondan, el año de vigencia, el precio ofertado y el precio obtenido en la Subasta;
 - ii. la cantidad de Productos de Potencia incluidos en cada Oferta de Venta seleccionada, especificando las Zona de Potencia a las que correspondan, el año de vigencia, el precio ofertado y el precio obtenido en la Subasta;
 - (k) los archivos utilizados para llevar a cabo la optimización, y
- 5.10.3 Dentro de los diez días hábiles siguientes a la emisión del Fallo de la Subasta respectiva, el CENACE devolverá la Garantía de Seriedad a los Vendedores Potenciales cuyas Ofertas de Venta no hayan sido seleccionadas.
- 5.10.4 A solicitud de un Vendedor Potencial que no haya resultado ganador, el CENACE devolverá, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción de dicha solicitud, cualquier documento original que tenga bajo su custodia.
- 5.10.5 Dentro de los diez días hábiles siguientes a la emisión del Fallo de la Subasta respectiva, el CENACE notificará por escrito, a cada Vendedor Potencial, las Ofertas de Venta que fueron seleccionadas, incluyendo los siguientes parámetros incluidos en dichas ofertas:
- (a) la cantidad de Productos de Energía incluidos en cada Oferta de Venta seleccionada, especificando las Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga que correspondan, el año de vigencia, el precio ofertado y el precio obtenido en la Subasta;
 - (b) la cantidad de Productos de Potencia incluidos en cada Oferta de Venta seleccionada, especificando las Zona de Potencia a las que correspondan, el año de vigencia, el precio ofertado y el precio obtenido en la Subasta;
 - (c) la identificación del Comprador en cada Contrato asignado, consignando en cada caso las cantidades de Productos y los precios obtenidos en la Subasta.

5.11 Elaboración y suscripción de Contratos

- 5.11.1 Los Contratos asignados a través de Subastas serán elaborados por el CENACE utilizando el modelo contenido en las Bases de Licitación, la información del Fallo de la Subasta y el contenido de la o las Ofertas de Compra y el de la o las Ofertas de Venta correspondientes. Los Contratos no serán objeto de negociación y serán presentados para su firma dentro del plazo y lugar señalados en el Sitio.
- (a) Cuando la Subasta se realice antes de que se constituya la Cámara de Compensación, se asignarán las cantidades a incluirse en los contratos entre cada Vendedor y Comprador de manera proporcional a las ventas totales de cada Vendedor y las compras totales de cada Comprador de cada producto, en conformidad con lo establecido en la Base 14.2.7 (d).
 - (b) Cuando la Subasta se realice después de constituida la Cámara de Compensación, se asignarán las cantidades de Productos y los precios obtenidos en la Subasta al Contrato entre la Cámara de Compensación y el Participante, ya sea Vendedor o Comprador según corresponda.
- 5.11.2 El Vendedor Potencial que resulte asignatario de un Contrato quedará obligado a suscribirlo con el carácter de Vendedor dentro del plazo previsto para ello en el Calendario de la Subasta, y a otorgar la Garantía de Cumplimiento correspondiente. Los requisitos de cotejo de documentos previo a la celebración del Contrato serán detallados en las Bases de Licitación.
- 5.11.3 El Comprador Potencial que resulte asignatario de un Contrato quedará obligado a suscribirlo con el carácter de Comprador dentro del plazo previsto para ello en el Calendario de la Subasta y a otorgar la Garantía de Cumplimiento correspondiente.
- 5.11.4 En caso de incumplimiento a lo previsto en el numeral 5.11.2, el CENACE ejecutará la Garantía de Seriedad y entregará los fondos al Comprador Potencial o a los Compradores Potenciales correspondientes o, en su caso, a la Cámara de Compensación.
- 5.11.5 En caso de incumplimiento a lo previsto en el numeral 5.11.3, el CENACE ejecutará la garantía otorgada por el Comprador Potencial y entregará los fondos al Vendedor Potencial o Vendedores Potenciales correspondientes o, en su caso, a la Cámara de Compensación.

5.12 Medios de impugnación

- 5.12.1 Las controversias que en su caso deriven de las Subastas se resolverán en los términos de la Base 19.3 de las Bases del Mercado y del Manual de Solución de Controversias.

Capítulo 6: Disposiciones Transitorias

6.1 Fecha de Inicio de Entrega de los Productos

- 6.1.1 Para la primer Subasta, el CENACE podrá establecer que la fecha de Inicio de Entrega de los Productos para el primer año de los Contratos que sean asignados a través de la Subasta, sea una fecha distinta al primero de enero del primer año calendario siguiente a la fecha de asignación del Contrato.
- 6.1.2 La nueva fecha de Inicio de Entrega de los Productos será propuesta por el CENACE y tendrá que ser aprobada por la Secretaría. Dicha fecha se establecerá en las Bases de Licitación de la primer Subasta.
- 6.1.3 El cambio de fecha mencionado en el inciso 6.1.1, únicamente aplicará para el primer año del Contrato. Para el año dos y tres, la fecha de Inicio de Entrega de los Productos será el primero de enero del año correspondiente, como se estipula en el numeral 4.4.1.
- 6.1.4 Los Productos de Energía que sean asignados para el primer año del Contrato con fecha de Inicio de Entrega distinta al primero de enero, podrán ser compromisos por menos de un año y se entregarán a partir de la nueva fecha de Inicio de Entrega. En este caso, para el primer año del Contrato el Vendedor sólo será responsable de entregar los Productos de Energía de la fecha de Inicio de Entrega al 31 de diciembre del año correspondiente. Asimismo, para el primer año del Contrato los Compradores sólo serán responsables de los Productos de Energía contratados a partir de la fecha de Inicio de Entrega al 31 de diciembre del año correspondiente.
- 6.1.5 Los Productos de Potencia que sean asignados para el primer año del Contrato con fecha de Inicio de Entrega distinta al primero de enero deberán ser entregados en su totalidad, independientemente de la nueva fecha de Inicio de Entrega, y se apegarán a lo estipulado en el numeral 2.5 y a lo largo de este Manual.

Anexo 1: Formulación del Modelo Matemático de la Subasta de Mediano Plazo

Se presenta el modelo matemático de la Subasta de Mediano Plazo. La formulación se hace en conformidad con la Base 14 del documento de Bases del Mercado Eléctrico, publicado en el Diario Oficial el 8 de septiembre de 2015. Para el caso que se presenta, no se considera la Cantidad Complementaria, y los Productos de Energía son un porcentaje de la carga del Suministrador de Servicios Básicos.

Los productos que se compran y venden en la subasta son los siguientes:

- Potencia (MW), por año y zona de Potencia, y
- Energía, por año, Zona de Carga Agrupada y por bloque de carga; expresada en porcentaje de la cantidad de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en el bloque correspondiente (base, intermedia y punta). En caso de que las Bases de Licitación establezcan que para la Subasta en curso se aplicará la Cantidad Complementaria, el Producto de Energía se expresará como un porcentaje de la carga total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada, en el Bloque de Carga correspondiente.

El modelo matemático es un problema de Programación Lineal, cuya solución determina las cantidades de los productos que se compran y venden como resultado de la Subasta de Mediano Plazo, los precios de mercado, pagados y recibidos por cada unidad de producto, y las cantidades que se incluirán en los contratos entre cada Generador y Entidad Responsable de Carga. De ser necesario, el CENACE podrá emitir correcciones a la formulación a través de las Bases de Licitación. Dichas correcciones deberán ser aprobadas por la SENER, durante las primeras dos Subastas, o por la CRE a partir de la tercer Subasta.

A.1.1 Convención de símbolos

Las variables del modelo matemático representan las cantidades de Producto de Potencia o de Energía que se asignarán a las ofertas de compra y de venta. Las variables se escriben en minúsculas.

Los precios de los productos de ofertas de venta y los precios máximos de las ofertas de compra se escribirán en mayúsculas. El precio de una variable se denominará iniciando con "P" y continuando con el nombre de la variable correspondiente.

Los subíndices se escriben en minúsculas y los conjuntos en mayúsculas.

Índices

<i>m</i>	Oferta "m" para la compra de Energía.
<i>n</i>	Oferta "n" para la venta de Energía.
<i>p</i>	Oferta "p" para la compra de Potencia.
<i>r</i>	Oferta "r" para la venta de Potencia.
<i>g</i>	Participante "g", que presenta oferta(s) de venta de algún producto.
<i>e</i>	Participante "e", que presenta oferta(s) de compra de algún producto.
<i>z</i>	Zona de potencia o, en caso de que no se hayan definido zonas de potencia, sistema interconectado "z".
<i>d</i>	Zona de potencia anidada, es decir, que se contiene dentro de otra zona de potencia.
<i>h</i>	Zona de Potencia que contiene a otra Zona de Potencia
<i>v</i>	Zona de Carga Agrupada "v"
<i>b</i>	Bloque de carga "b". Indica la clasificación del bloque de carga, que puede ser de Base, Intermedia o Punta.
<i>i</i>	Año.

Conjuntos

G	Conjunto de participantes que presentan ofertas de venta de potencia o energía.
Z	Conjunto de zonas de Potencia o, en caso de que no se hayan definido Zonas de Potencia, Sistemas Interconectados.
V	Conjunto de Zonas de Carga Agrupadas.
B	Conjunto de bloques de carga.
I	Conjunto de los tres años considerados en la subasta.
E	Conjunto de participantes que presentan ofertas de compra de algún producto.
P	Conjunto de ofertas de compra de Potencia.
M	Conjunto de ofertas de compra de energía.
R	Conjunto de ofertas de venta de Potencia.
N	Conjunto de ofertas de venta de energía.

Subconjuntos

P_{ezi}	Conjunto de ofertas de compra de Potencia del participante "e" en la Zona de Potencia (o en caso de que no se hayan definido Zonas de Potencia, Sistema Interconectado) "z", para el año "i". Es decir, $p \in P_{ezi} \equiv p \in P \mid OE_p = e, OZP_p = z, OI_p = i$. Es un subconjunto del conjunto P.
R_{gzi}	Conjunto de ofertas de venta de Potencia del participante "g" en la Zona de Potencia (o en caso de que no se hayan definido Zonas de Potencia, Sistema Interconectado) "z", para el año "i". Es decir, $r \in R_{gzi} \equiv r \in R \mid OG_r = g, OZP_r = z, OI_r = i$. Es un subconjunto del conjunto R.
R_{zi}	Conjunto de ofertas de venta de Potencia en la Zona de Potencia (o en caso de que no se hayan definido Zonas de Potencia, Sistema Interconectado) "z", para el año "i". Es decir, $r \in R_{zi} \equiv r \in R \mid OZP_r = z, OI_r = i$. Es un subconjunto del conjunto R.
M_{ebvi}	Conjunto de ofertas de compra de producto de Energía eléctrica del participante "e" en el bloque de carga "b", en la Zona de Carga Agrupada "v", para el año "i". Es decir, $m \in M_{ebvi} \equiv m \in M \mid OE_m = e, OB_m = b, OZC_m = v, OI_m = i$. Es un subconjunto del conjunto M.
N_{gbvi}	Conjunto de ofertas de venta de producto de Energía eléctrica del participante "g" en el bloque de carga "b", en la Zona de Carga Agrupada "v", para el año "i". Es decir, $n \in N_{gbvi} \equiv n \in N \mid OG_n = g, OB_n = b, OZC_n = v, OI_n = i$. Es un subconjunto del conjunto N.
D_z	Conjunto de Zonas de Potencia anidadas que se contienen dentro de la zona de potencia "z", más la propia zona "z". Es un subconjunto del conjunto Z.
H_z	Conjunto de Zonas de Potencia que contienen a la Zona de Potencia "z", incluyendo a la propia Zona de Potencia "z".

Variables

q_r	Cantidad asignada de Potencia, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de venta "r"
$c_{r,h}$	Porción (en MW) de la cantidad asignada de Potencia, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de venta "r", que se vende para utilizarse en la Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia $z = OZP_r$, por fuera de la zona "z". Por lo tanto, dicha parte de la cantidad asignada no se considerará una venta de Potencia en la zona "z".
x_n	Cantidad asignada del producto de energía eléctrica, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de venta "n", expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
w_p	Cantidad asignada de Potencia, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de compra "p".
y_m	Cantidad asignada de producto de energía, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de compra "m" en bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondientes.
$\theta_{z,h,i}$	Factor de proporcionalidad que representa la fracción de la Potencia asignada al conjunto de ofertas de venta en la zona "z", para el año "i", que se vende para utilizarse en la Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia z por fuera de la zona "z".

Constantes que son usadas en el modelo matemático, y que se reciben directamente a través de ofertas

PQ_r	Precio fijo por MW-año de Potencia, de la oferta de venta "r".
\bar{q}_r	Cantidad ofrecida de Potencia, de la oferta de venta "r".
\bar{x}_n	Cantidad ofrecida de producto de energía eléctrica, de la oferta de venta "n", expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
\overline{MWh}_{gi}	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender el participante "g" entre todos los productos, en el año "i".
\overline{MWhB}_{gbi}	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender el participante "g" en el bloque de carga "b", pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida de ciertos bloques sea cero, en el año "i".
\overline{MWhV}_{gvi}	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender el participante "g", en la Zona de Carga Agrupada "v", pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida para ciertas Zonas de Carga Agrupadas sea cero, en el año "i".
f_{gbvi}	Número de MWh/h que el participante "g" considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad de carga considerado en el bloque de carga "b", en la Zona de Carga Agrupada "v", en el año "i". Este factor se utilizará únicamente para la evaluación de las restricciones.
\tilde{f}_{bv}	Número de MWh/h que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad de carga en el bloque de carga "b", en la Zona de Carga Agrupada "v", en el año anterior al que se lleve a cabo la Subasta. Dicho factor estará basado en la carga histórica del Suministrador y será parte de las Bases de Licitación.

PW_p	Precio máximo por MW, correspondiente a oferta de compra de Potencia "p" en Zona de Potencia.
\bar{w}_p	Cantidad de Potencia, correspondiente a la oferta "p" de compra de Potencia.
\bar{y}_m	Cantidad de energía de la oferta de compra "m", expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
PX_n	Precio fijo por porcentaje de la demanda cubierta del producto de Energía, de la oferta de venta "n" en bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondientes.
PY_m	Precio máximo de la oferta de compra "m", por cada uno por ciento adquirido del bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.

Constantes que no son usadas en la optimización lineal del modelo matemático sino para estructurar el problema, y que se reciben directamente a través de ofertas

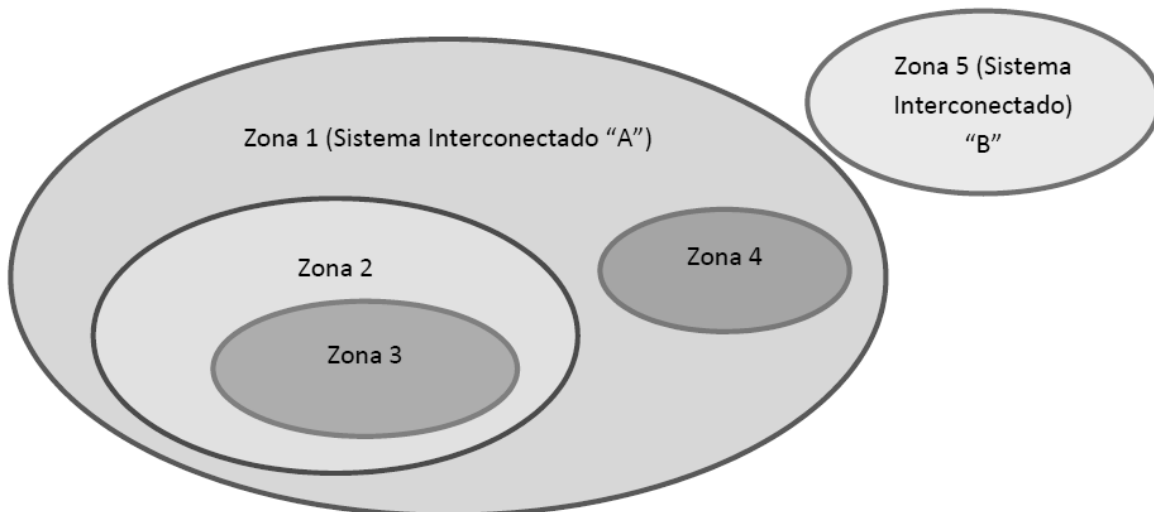
OE_p	Valor del índice "e" que identifica el participante que presentó la oferta de compra de Potencia "p".
OG_r	Valor del índice "g" que identifica el participante que presentó la oferta de venta de Potencia "r".
OE_m	Valor del índice "e" que identifica el participante que presentó la oferta de compra de Energía "m".
OG_n	Valor del índice "g" que identifica el participante que presentó la oferta de venta de Energía "n".
OI_q	Valor del índice "i" que identifica el año de la oferta de compra de Potencia "p".
OI_r	Valor del índice "i" que identifica el año de la oferta de venta de Potencia "r".
OI_m	Valor del índice "i" que identifica el año de la oferta de compra de Energía "m".
OI_n	Valor del índice "i" que identifica el año de la oferta de venta de Energía "n".
OZP_p	Valor del índice "z" que identifica la Zona de Potencia o Sistema Interconectado de la oferta de compra de Potencia "p".
OZP_r	Valor del índice "z" que identifica la Zona de Potencia o Sistema Interconectado de la oferta de venta de Potencia "r".
OZC_m	Valor del índice "v" que identifica la Zona de Carga Agrupada de la oferta de compra de Energía "m".
OZC_n	Valor del índice "v" que identifica la Zona de Carga Agrupada de la oferta de venta de Energía "n".
OB_m	Valor del índice "b" que identifica el Bloque de Carga de la oferta de compra de Energía "m".
OB_n	Valor del índice "b" que identifica el Bloque de Carga de la oferta de venta de Energía "n".

Constantes que son utilizadas en la optimización lineal del modelo matemático, calculados a partir de la información contenida en ofertas

$\tilde{P}X_n$	Precio fijo expresado en \$/MWh por cada MWh comprendido en el porcentaje de la demanda cubierta del producto de Energía, de la oferta de venta “n” en bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondientes.
$\tilde{P}Y_m$	Precio máximo de la oferta de compra “m”, expresado en \$/MWh, por cada MWh comprendido en el porcentaje de la demanda cubierta por el producto de Energía adquirido.

A.1.1.1 Convención de Zonas de Potencia

1. De acuerdo con lo establecido en las Bases de Mercado y el Manual del Mercado de Potencia, las Zonas de Potencia se definirán tal que cumplen las siguientes características:
 - a. Cada Sistema Interconectado se considera una Zona de Potencia.
 - b. Cada Zona de Potencia puede contener otra Zona de Potencia (la zona contenida se denomina a una Zona de Potencia Anidada).
 - c. Se establecerán requisitos de Potencia para cada Zona.
 - d. La Potencia producida en una Zona de Potencia Anidada puede utilizarse para satisfacer los requisitos en la Zona de Potencia que la contiene, porque se considera que la Zona de Potencia Anidada forma parte de la Zona de Potencia que la contiene.
2. Como ejemplo, en el diagrama a continuación, se nota que las zonas 2, 3 y 4 están anidadas dentro de la Zona 1. Entonces la Potencia producida en esas zonas se considera que también se produjo dentro de la zona 1, y puede utilizarse para satisfacer requisitos de potencia en la zona 1. Además, la zona 3 está anidada dentro de la zona 2; entonces la potencia producida en la Zona 3 se considera que también se produjo dentro de la zona 2, y puede utilizarse para satisfacer los requisitos de potencia en la zona 2.



3. La Subasta de Mediano Plazo respetará las características de las Zonas de Potencia. Por lo tanto, las ofertas de venta recibidas para Potencia ubicada en Zonas de Potencia anidadas, se considerará que también son ofertas para entregar esa Potencia en las Zonas de Potencia que contienen las Zonas de Potencia Anidadas.
4. Siguiendo con el ejemplo anterior, en el siguiente cuadro se muestran ofertas de venta en cada Zona de Potencia, y en qué Zonas de Potencia se pueden asignar a ofertas de compra.

Ofertas de Venta		Puede asignarse a una Oferta de Compra en:				
		Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5
Recibida en:	Zona 1	✓				
	Zona 2	✓	✓			
	Zona 3	✓	✓	✓		
	Zona 4	✓			✓	
	Zona 5					✓

5. Para este ejemplo, se puede apreciar la definición de los conjuntos y subconjuntos definidos arriba:
- El conjunto "Z" (todas las zonas) contiene 5 elementos: Zona 1, Zona 2, Zona 3, Zona 4 y Zona 5.
 - El sub-conjunto "D₁" (zonas anidadas dentro de la zona 1, más la zona 1) contiene 4 elementos: Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4. Entonces una oferta de compra para potencia en la zona 1 se puede satisfacer con una oferta de venta en cualquiera de la Zona 1, Zona 2, Zona 3 o Zona 4.
 - El sub-conjunto "D₂" (zonas anidadas dentro de la zona 2, más la zona 2) contiene 2 elementos: Zona 2 y Zona 3. Entonces una oferta de compra para potencia en la zona 2 se puede satisfacer con una oferta de venta en cualquiera de la Zona 2 o Zona 3.
 - El sub-conjunto "D₃" (zonas anidadas dentro de la zona 3, más la zona 3) contiene 1 elemento: Zona 3. Entonces una oferta de compra para potencia en la zona 3 se puede satisfacer solamente con una oferta de venta en la Zona 3.
 - El sub-conjunto "D₄" (zonas anidadas dentro de la zona 4, más la zona 4) contiene 1 elemento: Zona 4. Entonces una oferta de compra para potencia en la zona 4 se puede satisfacer solamente con una oferta de venta en la Zona 4.
 - El sub-conjunto "D₅" (zonas anidadas dentro de la zona 5, más la zona 5) contiene 1 elemento: Zona 5. Entonces una oferta de compra para potencia en la zona 5 se puede satisfacer solamente con una oferta de venta en la Zona 5.
6. Se aprecia que, si no se han definido Zonas de Potencia específicas, sólo existirá una Zona de Potencia por Sistema Interconectado, y que cada Sistema Interconectado será equivalente a una Zona de Potencia.

A.1.2 Restricciones

1. Las cantidades asignadas de Potencia están acotadas entre cero y el parámetro correspondiente de cada oferta, por lo que ninguna Entidad Responsable de Carga comprará, en cualquier Zona de Potencia, una cantidad mayor a la cantidad que ofreció comprar en una oferta dada (Base 14.2.7(b)(i)):

$$0 \leq w_p \leq \bar{w}_p \quad \forall p \in P$$

2. Ninguna Entidad Responsable de Carga comprará una cantidad de algún producto de energía en el bloque de carga base, intermedia o punta, en cualquier Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció comprar en una oferta dada (Base 14.2.7(b)(i)):

$$0 \leq y_m \leq \bar{y}_m \quad \forall m \in M$$

3. Ningún Generador venderá una cantidad de Potencia mayor al que ofreció vender en cada zona de Potencia en una oferta dada (Base 14.2.7(b)(ii)):

$$0 \leq q_r \leq \bar{q}_r \quad \forall r \in R$$

4. Ningún Generador venderá una cantidad de energía en cada bloque de carga, en cada Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender en una oferta dada, donde dichos productos se expresan como porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos (Base 14.2.7(b)(iii)):

$$0 \leq x_n \leq \bar{x}_n \quad \forall n \in N$$

5. Ningún generador venderá una cantidad total de energía mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos se convierten en MWh con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(i) y Base 14.2.7(b)(iii)):

$$\sum_{b \in B} \sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MW}_{gi} \quad \forall g \in G; \forall i \in I$$

6. Ningún generador venderá una cantidad energía, por bloque de carga, mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos se convierten en MWh con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(ii) y Base 14.2.7(b)(iii)):

$$\sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MWB}_{gbi} \quad \forall g \in G; \forall b \in B; \forall i \in I$$

7. Ningún generador venderá una cantidad energía, por Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos se convierten en MWh, con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(iii) y Base 14.2.7(b)(iii)):

$$\sum_{b \in B} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MWV}_{gvi} \quad \forall g \in G; \forall v \in V; \forall i \in I$$

8. La cantidad comprada de cada producto de energía será igual a la cantidad vendida de cada producto de energía, por Zona de Carga Agrupada y por bloque de carga (Base 14.2.7(b)(iv)), en cada año:

$$\sum_{e \in E} \sum_{m \in M_{ebvi}} y_m - \sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n = 0 \quad \forall v \in V; \forall b \in B; \forall i \in I$$

9. En cada zona de Potencia, la cantidad de potencia comprada será igual a la cantidad vendida en la zona (Base 14.2.7(b)(iv)), en cada año: Para esta fórmula, se reconoce que una parte de la Potencia comprada a partir de ofertas de venta ubicadas en cada Zona Anidada, se puede comprar para una Zona de Potencia que contiene la Zona Anidada y para utilizarse afuera de la Zona Anidada:

$$\left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right) - \left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,z} \right) = 0 \quad ; \forall z \in Z; \forall i \in I$$

También, para cada oferta de venta "r" debe cumplirse que la cantidad asignada de potencia es igual a la suma de las porciones que la integran; porciones que son resultado de la subasta, para utilizarse en las Zonas de Potencia que contienen la Zona de Potencia en la que se presenta la oferta ($z = OZP_r$), por fuera de la zona "z" y en la propia zona de potencia "z":

$$q_r = \sum_{h \in H_{z=OZP_r}} c_{r,h} \quad ; \forall r \in R;$$

Asimismo, para cada oferta de venta "r", la porción de la cantidad asignada que se vende para utilizarse en una Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia $z = OZP_r$, por fuera de la zona "z" y en la propia Zona de Potencia "z" no podrá ser negativa:

$$c_{r,h} \geq 0 \quad ; \forall r \in R; \forall h \in H_z, \forall z \in Z$$

Cabe señalar que cuando "z" se refiere a un sistema interconectado, como consecuencia de las expresiones anteriores, también se satisface el requisito de que en cada sistema interconectado, la cantidad de Potencia comprada debe ser igual a la cantidad de Potencia vendida en el sistema interconectado, más la cantidad de Potencia vendida en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado, menos la cantidad de Potencia comprada en las zonas de Potencia que están contenidas en dicho sistema interconectado" (Base 14.2.7(b)(iv)), en cada año.

10. Para todas las ofertas de venta r en una zona "z" para el año "i", la fracción de la Potencia asignada, que se vende para utilizarse en la Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia z por fuera de la zona "z", debe ser la misma. Esta restricción es necesaria para evitar soluciones múltiples.

$$c_{r,h} = \theta_{z,h,i} q_r \quad ; \forall r \in R; h \in H_{z=OZP} \quad ; z = OZP_r \quad ; i = OI_r$$

A.1.3 La Función Objetivo

El problema de optimización se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total (Base 14.2.7(b)):

$$\text{Maximizar: } \sum_{p \in P} PW_p * w_p - \sum_{r \in R} PQ_r * q_r + \sum_{m \in M} PY_m * y_m - \sum_{n \in N} PX_n * x_n$$

A.1.4 El precio de los productos

El precio sombra de la restricción establecida en la Base 14.2.7(b)(iv), relativa a cada producto, determinará el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de cada producto.

a) El precio de mercado para los productos de energía

El precio sombra de cada restricción por Bloque de carga, Zona de Carga Agrupada y por año, establecida en la sección A.1.2, apartado 8 de este documento, determinará el precio de mercado, pagado y recibido por el producto de energía, en el Bloque de energía, en la Zona de Carga Agrupada y en el año correspondiente.

b) El precio de mercado para la Potencia por Zona de Potencia.

El precio sombra de cada restricción por Zona de Potencia y por año, establecida en la sección A.1.2, apartado 9 de este documento, determinará el precio de mercado, pagado y recibido por la potencia, en la Zona de Potencia y en el año correspondiente.

A.1.5 Las cantidades asignadas en los contratos

Se asignarán las cantidades a incluirse en los contratos entre cada Generador y Entidad Responsable de Carga de manera proporcional a las ventas totales de cada Generador y las compras totales de cada Entidad Responsable de Carga de cada producto (Base 14.2.7(d)).

a) Cantidad asignada en contrato de producto de energía por bloque de carga y Zona de Carga Agrupada

La cantidad asignada del producto de energía por bloque de carga en la Zona de Carga Agrupada "v", entre el Participante vendedor "g" y la Entidad Responsable de Carga "e", en el año "i", está definida por la expresión siguiente:

$$\text{Energía}_{vbg ei} = \frac{\left(\sum_{n \in N_{gbvi}} x_n \right) \left(\sum_{m \in M_{ebvi}} y_m \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n \right)} \quad \forall v \in V; \forall b \in B; \forall g \in G; \forall e \in E; \forall i \in$$

Donde:
$$\frac{\left(\sum_{n \in N_{gbvi}} x_n \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n \right)}$$

representa la fracción de energía asignada al generador "g" del total de energía vendida en la Zona de Carga Agrupada "v", en el bloque de carga "b", en el año "i".

b) Cantidad asignada en contrato de potencia por Zona de Potencia

La cantidad asignada de potencia por Zona de Potencia "z", entre el Participante vendedor "g" y la Entidad

$$\text{Potencia}_{zge i} = \frac{\left(\sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right) \left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right)} \quad \forall z \in Z; \forall g \in G; \forall e \in E; \forall i \in I; \forall h \in H_z$$

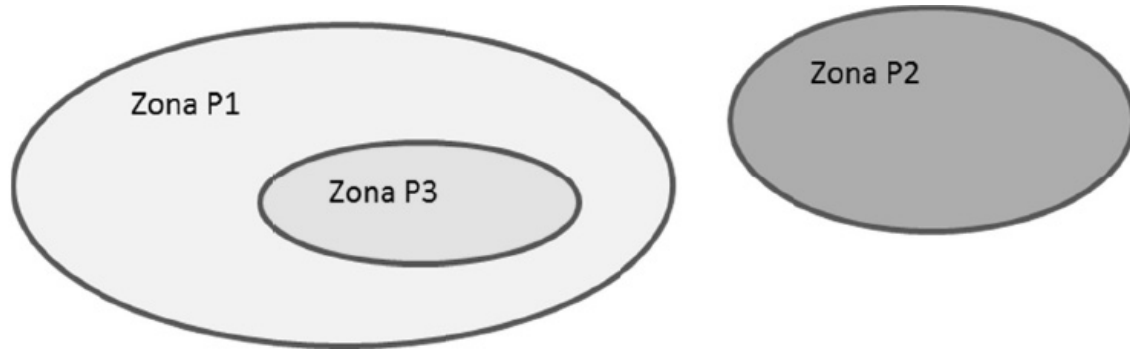
Donde:
$$\frac{\left(\sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right)}$$

representa la fracción asignada de potencia al generador "g" del total de potencia vendida en la Zona de Potencia "z" en el año "i".

Anexo 2: Ejemplo 1. Compra y venta de Producto de Potencia con escasez en Zonas anidadas.

El ejemplo ilustra el planteamiento de las variables, restricciones y función objetivo del modelo de la Subasta. También presenta los resultados de las cantidades asignadas a las ofertas de compra y de venta de Productos.

Para facilitar la exposición, este ejemplo se enfoca a los productos de Potencia. Se consideran tres Zonas de Potencia. La Zona de Potencia "Zona P1" contiene a la Zona de Potencia anidada "Zona P3". Como se muestra en la figura. La Zona P2 está aislada y representa un Sistema Interconectado.



La Tabla siguiente caracteriza la configuración del anidamiento de Zonas de Potencia en términos de los subconjuntos D_z y H_z , que se definen en la sección A.1.1.

Identificador único de Zona de Potencia	Número consecutivo de Zona de Potencia z	Conjunto de Zonas de Potencia anidadas D_z	Conjunto de Zonas de Potencia que contienen a "z" H_z
Zona P1	1	{1, 3}	{1}
Zona P2	2	{2}	{2}
Zona P3	3	{3}	{1, 3}

Tabla A2.1

En este ejemplo se supone que las ofertas son iguales para los tres años de vigencia de los contratos. Para evitar complejidad innecesaria sólo se presentan las ofertas para un año y se omite toda referencia a año de interés. En todas las tablas de este ejemplo se incluye el nombre de los parámetros de las ofertas utilizando la convención de símbolos de la formulación del modelo matemático.

A.2.1 Ofertas de Compra de Potencia

El ejemplo considera dos Participantes interesados en comprar Productos de Potencia. Los participantes son el Suministrador de Servicios Básicos "SSB" y la Entidad Responsable de Carga "ERC". Sus ofertas de compra de Productos de Potencia se presentan en la Tabla A2.2:

Ofertas de Compra de Potencia				
Número Consecutivo p	Identificador único de Participante (SSB o ERC) e	Identificador único de Zona de Potencia z	Cantidad ofrecida de Potencia (MW) \bar{w}_p	Precio Máximo dispuesto a pagar (\$/MW) PW_p
1	SSB	Zona P1	5	50,000
2	SSB	Zona P1	10	45,000
3	SSB	Zona P3	15	60,000
4	SSB	Zona P3	7	55,000
5	ERC	Zona P2	15	60,000
6	ERC	Zona P2	10	55,000

Tabla A2.2

A.2.2 Ofertas de Venta de Potencia

Se consideran tres Participantes interesados en vender Productos de Potencia. Sus ofertas de venta de Potencia se muestran en la Tabla A2.3:

Ofertas de Venta de Potencia				
Número Consecutivo	Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad ofrecida de Potencia (MW)	Precio fijo (\$/MW)
r	e	z	\bar{q}_r	PQ_r
1	Gen1	Zona P1	10	35,000
2	Gen1	Zona P1	10	33,000
3	Gen2	Zona P3	20	45,000
4	Gen3	Zona P3	15	40,000
5	Gen2	Zona P2	15	51,000
6	Gen3	Zona P2	13	36,000

Tabla A2.3

A.2.3 Las Restricciones

Se plantean las restricciones en los términos de la Sección A.1.2 de la formulación matemática.

- Restricción 1:** Las cantidades asignadas de Potencia están acotadas entre cero y el parámetro correspondiente de cada oferta, por lo que ninguna Entidad Responsable de Carga comprará, en cualquier Zona de Potencia, una cantidad mayor a la cantidad que ofreció comprar (Base 14.2.7(b)(i)).

Utilizando la información de la Tabla A2.2, se plantean las restricciones relacionadas. La variable w_p corresponde a la potencia que se asignará a la Oferta de Compra "p" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 6, correspondiendo al número consecutivo de las ofertas:

$$0 \leq w_1 \leq 5$$

$$0 \leq w_2 \leq 10$$

$$0 \leq w_3 \leq 15$$

$$0 \leq w_4 \leq 7$$

$$0 \leq w_5 \leq 15$$

$$0 \leq w_6 \leq 10$$

- Restricción 3:** Ningún Generador venderá una cantidad de Potencia mayor al que ofreció vender en cada zona de Potencia (Base 14.2.7(b)(ii)):

Utilizando la información de la Tabla A2.3, se plantean las restricciones relacionadas. La variable q_r corresponde a la potencia que se asignará a la Oferta de Venta "r" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 6, correspondiendo al número consecutivo de las ofertas:

$$0 \leq q_1 \leq 10$$

$$0 \leq q_2 \leq 10$$

$$0 \leq q_3 \leq 20$$

$$0 \leq q_4 \leq 15$$

$$0 \leq q_5 \leq 15$$

$$0 \leq q_6 \leq 13$$

3. **Restricción 9:** En cada zona de Potencia, la cantidad de potencia comprada será igual a la cantidad vendida en la zona (Base 14.2.7(b)(iv)). En términos de las cantidades asignadas a las ofertas de compra y de las porciones de las cantidades asignadas a las ofertas de venta de cada Zona de Potencia, se formulan las expresiones correspondientes:

$$\text{En la Zona P1: } w_1 + w_2 - c_{3,1} - c_{4,1} - c_{1,1} - c_{2,1} = 0$$

$$\text{En la Zona P2: } w_5 + w_6 - c_{5,2} - c_{6,2} = 0$$

$$\text{En la Zona P3: } w_3 + w_4 - c_{3,3} - c_{4,3} = 0$$

Además, las siguientes expresiones establecen la relación entre las cantidades asignadas a las ofertas de venta y las porciones que las integran:

$$q_1 = c_{1,1}$$

$$q_2 = c_{2,1}$$

$$q_3 = c_{3,1} + c_{3,3}$$

$$q_4 = c_{4,1} + c_{4,3}$$

$$q_5 = c_{5,2}$$

$$q_6 = c_{6,2}$$

Donde las porciones deben ser no negativas:

$$0 \leq c_{1,1}$$

$$0 \leq c_{2,1}$$

$$0 \leq c_{3,1}$$

$$0 \leq c_{3,3}$$

$$0 \leq c_{4,1}$$

$$0 \leq c_{4,3}$$

$$0 \leq c_{5,2}$$

$$0 \leq c_{6,2}$$

4. **Restricción 10:** El desglose de la potencia q_r en componentes $c_{r,h}$ pudiese tener soluciones múltiples. Con fin de evitar dicho problema, la fracción de la Potencia asignada, que se vende para utilizarse en la Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia z por fuera de la zona "z", debe ser la misma.

Los componentes proporcionales:

$$c_{1,1} = q_1 * \theta_{1,1}$$

$$c_{2,1} = q_2 * \theta_{1,1}$$

$$c_{3,1} = q_3 * \theta_{3,1}$$

$$c_{3,3} = q_3 * \theta_{3,3}$$

$$c_{4,3} = q_4 * \theta_{3,3}$$

$$c_{4,1} = q_4 * \theta_{3,1}$$

$$c_{5,2} = q_5 * \theta_{2,2}$$

$$c_{6,2} = q_6 * \theta_{2,2}$$

A.2.4 La Función Objetivo

El problema se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total (Base 14.2.7(b)), que en términos de las variables y parámetros del ejemplo se expresa como sigue:

$$50,000 * w_1 + 45,000 * w_2 + 60,000 * w_3 + 55,000 * w_4 + 60,000 * w_5 + 55,000 * w_6 - \\ 35,000 * q_1 - 33,000 * q_2 - 45,000 * q_3 - 40,000 * q_4 - 51,000 * q_5 - 36,000 * q_6$$

A.2.5 Los Resultados

Los resultados del ejemplo se muestran en las Tablas A2.4 a la A2.7:

- a) La Cantidad asignada de Potencia a ofertas de compra se muestra en la Tabla A2.4:

Ofertas de Compra de Potencia					Cantidad asignada de Potencia por Zona de Potencia w_p
Número Consecutivo p	Identificador único de Participante (SSB o ERC) e	Identificador único de Zona de Potencia z	Cantidad ofrecida de Potencia (MW) \bar{w}_p	Precio Máximo dispuesto a pagar (\$/MW) PW_p	
1	SSB	Zona P1	5	50,000	5.00
2	SSB	Zona P1	10	45,000	10.00
3	SSB	Zona P3	15	60,000	15.00
4	SSB	Zona P3	7	55,000	7.00
5	ERC	Zona P2	15	60,000	15.00
6	ERC	Zona P2	10	55,000	10.00

Tabla A2.4

- b) La cantidad asignada de Potencia a ofertas de venta se muestra en la Tabla A2.5:

Ofertas de Venta de Potencia					Cantidad asignada de Potencia por Zona de Potencia q_r
Número Consecutivo r	Identificador único de Participante e	Identificador único de Zona de Potencia z	Cantidad ofrecida de Potencia (MW) \bar{q}_r	Precio fijo (\$/MW) PQ_r	
1	Gen1	Zona P1	10	35,000	5.00
2	Gen1	Zona P1	10	33,000	10.00
3	Gen2	Zona P3	20	45,000	7.00
4	Gen3	Zona P3	15	40,000	15.00
5	Gen2	Zona P2	15	51,000	12.00
6	Gen3	Zona P2	13	36,000	13.00

Tabla A2.5

c) El desglose en porciones de las cantidades de Potencia asignadas a las ofertas de venta se muestra en la Tabla A2.6:

Desglose por Zona de Potencia de la cantidad asignada a las ofertas de venta de Potencia						
Oferta de venta de potencia	Identificador único de Participante	Zona de Potencia de la oferta "r"	Zona de Potencia contenida en "z"	Índice de Zona de Potencia que contiene a "z"	Componentes que satisfacen la regla de proporcionalidad	Factor de proporcionalidad
r	g	z		$h \in H_z$	$c_{r,h} = \theta_{z,h,i} q_r$	$\theta_{z,h,i}$
1	Gen1	Zona P1	Zona P1	1	5.000	1.000
2	Gen1	Zona P1	Zona P1	1	10.000	1.000
3	Gen2	Zona P3	Zona P3	3	7.000	1.000
3	Gen2	Zona P3	Zona P1	1	0.000	0.000
4	Gen3	Zona P3	Zona P3	3	15.000	1.000
4	Gen3	Zona P3	Zona P1	1	0.000	0.000
5	Gen2	Zona P2	Zona P2	2	12.000	1.000
6	Gen3	Zona P2	Zona P2	2	13.000	1.000

Tabla A2.6

d) Las cantidades de Producto de Potencia compradas y vendidas por Zona de Potencia, así como el precio de mercado para el Producto de Potencia en cada Zona se presentan en la Tabla A2.7:

Cantidad vendida y comprada de Potencia por Zona de			
Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad Comprada de producto de Potencia en la Zona "z" (MW)	Cantidad Vendida de producto de Potencia en la Zona "z" (MW)	Precio Sombra (\$/MW)
z	$\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p$	$\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{rz}$	
Zona P1	15.00	15.00	35,000.00
Zona P2	25.00	25.00	51,000.00
Zona P3	22.00	22.00	45,000.00

Tabla A2.7

La figura 1 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la "Zona P1". El precio del Producto es el precio sombra de la restricción 9 para la "Zona P1" y es igual a 35,000 \$/MW, por año. Este valor corresponde al punto en que intersecciona la oferta y la demanda y es el precio de la oferta de venta 1.

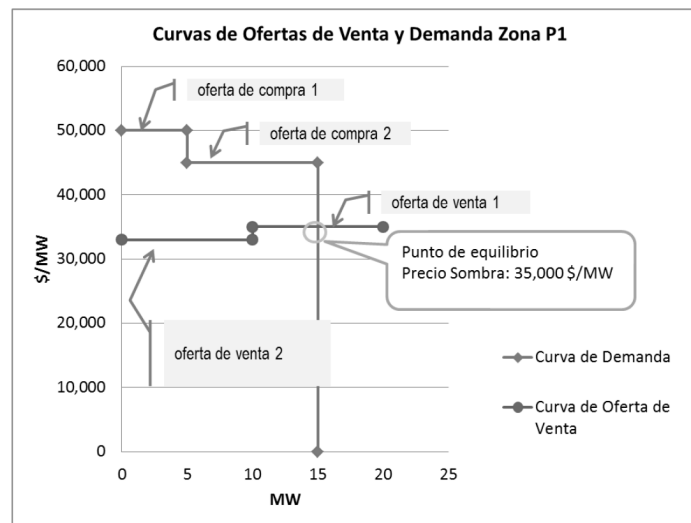


Figura 1

La figura 2 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la Zona P2. El precio del Producto en esta Zona es el precio sombra de la restricción 9 para la Zona P2 y es igual a 51,000 \$/MW, por año. Ese monto corresponde al precio de venta de la oferta 5.

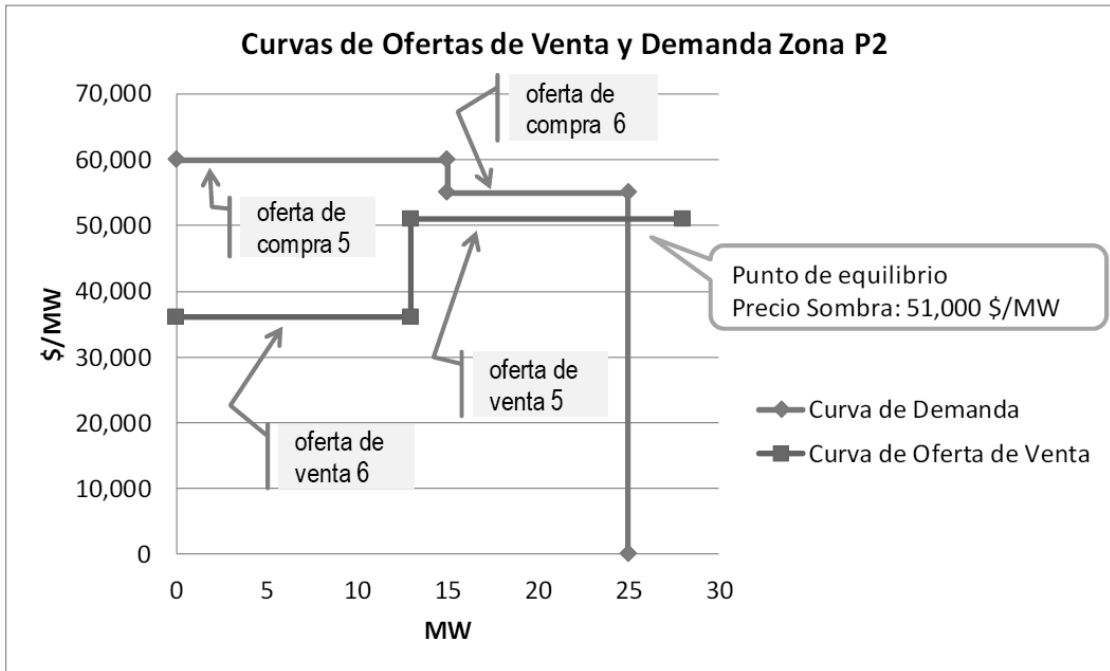


Figura 2

La figura 3 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la Zona P3. El precio del Producto en esta Zona es el precio sombra de la restricción 9 para la Zona P3 y es igual a 45,000 \$/MW, por año. Ese monto corresponde al precio de venta de la oferta 3.

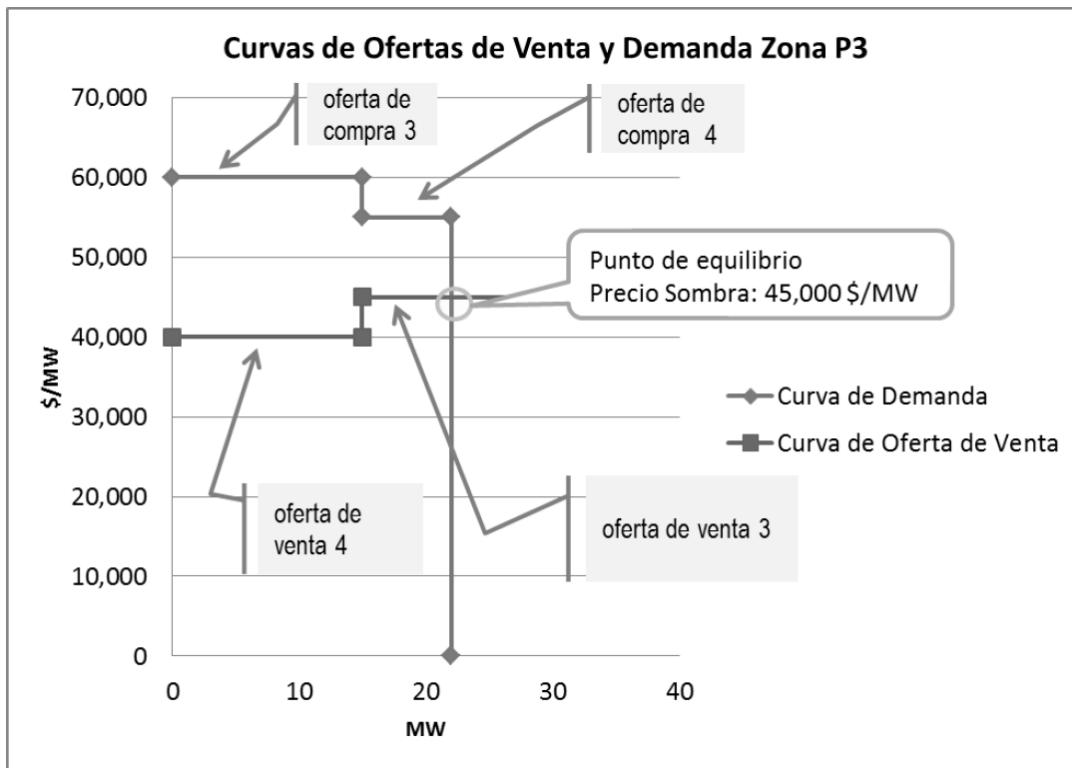
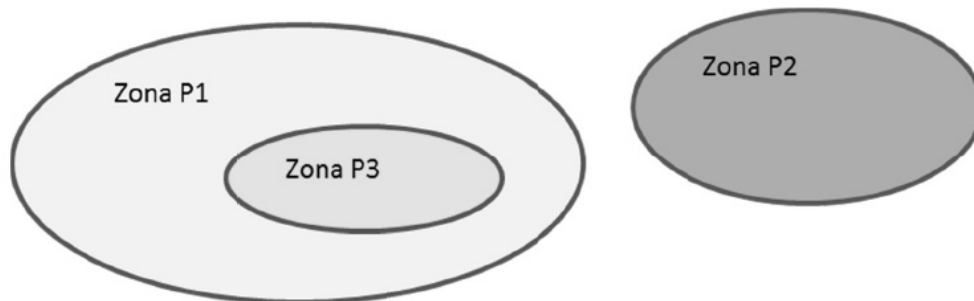


Figura 3

Anexo 3: Ejemplo 2. Compra y venta de Producto de Potencia con escasez fuera de la zona anidada

El siguiente ejemplo ilustra el planteamiento de las variables, restricciones y función objetivo del modelo de la Subasta. Para este caso, la demanda y precios en las zonas de potencia P1 y P3 son distintos a los que se plantean en el Ejemplo #1, lo que resulta en una solución y un equilibrio distinto al que se discutió con anterioridad.

Para facilitar el desarrollo del ejemplo, se utilizan las mismas Zonas de potencia que en el ejemplo anterior.



Al igual que en el caso anterior, este ejemplo supone que las ofertas son iguales para los tres años de vigencia de los contratos y para evitar complejidad innecesaria sólo se presentan las ofertas para un año y se omite toda referencia a año de interés.

A.3.1 Ofertas de Compra de Potencia

El ejemplo considera dos Participantes interesados en comprar Productos de Potencia. Los participantes son el Suministrador de Servicios Básicos “SSB” y la Entidad Responsable de Carga “ERC”. Sus ofertas de compra de Productos de Potencia se presentan en la Tabla A3.1:

Ofertas de Compra de Potencia				
Número Consecutivo	Identificador único de Participante (SSB o ERC)	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad ofrecida de Potencia (MW)	Precio Máximo dispuesto a pagar (\$/MW)
p	e	z	\bar{w}_p	PW_p
1	SSB	Zona P1	5	58,000
2	SSB	Zona P1	25	55,000
3	SSB	Zona P3	15	60,000
4	SSB	Zona P3	7	55,000
5	ERC	Zona P2	15	60,000
6	ERC	Zona P2	10	55,000

Tabla A3.1

A.3.2 Ofertas de Venta de Potencia

Se consideran tres Participantes interesados en vender Productos de Potencia. Sus ofertas de venta de Potencia se muestran en la Tabla A3.2:

Ofertas de Venta de Potencia				
Número Consecutivo	Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad ofrecida de Potencia (MW)	Precio fijo (\$/MW)
r	e	z	\bar{q}_r	PQ_r
1	Gen1	Zona P1	10	50,000
2	Gen1	Zona P1	10	33,000
3	Gen2	Zona P3	20	35,000
4	Gen3	Zona P3	15	30,000
5	Gen2	Zona P2	15	51,000
6	Gen3	Zona P2	13	36,000

Tabla A3.2

A.3.3 Las Restricciones

Se plantean las restricciones en los términos de la Sección A.1.2 de la formulación matemática.

5. **Restricción 1:** Las cantidades asignadas de Potencia están acotadas entre cero y el parámetro correspondiente de cada oferta, por lo que ninguna Entidad Responsable de Carga comprará, en cualquier Zona de Potencia, una cantidad mayor a la cantidad que ofreció comprar (Base 14.2.7(b)(i)).

Utilizando la información de la Tabla A3.1, se plantean las restricciones relacionadas. La variable w_p corresponde a la potencia que se asignará a la Oferta de Compra "p" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 6, correspondiendo al número consecutivo de las ofertas:

$$0 \leq w_1 \leq 5$$

$$0 \leq w_2 \leq 25$$

$$0 \leq w_3 \leq 15$$

$$0 \leq w_4 \leq 7$$

$$0 \leq w_5 \leq 15$$

$$0 \leq w_6 \leq 10$$

6. **Restricción 3:** Ningún Generador venderá una cantidad de Potencia mayor al que ofreció vender en cada zona de Potencia (Base 14.2.7(b)(ii)):

Utilizando la información de la Tabla A3.2, se plantean las restricciones relacionadas. La variable q_r corresponde a la potencia que se asignará a la Oferta de Venta "r" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 6, correspondiendo al número consecutivo de las ofertas:

$$0 \leq q_1 \leq 10$$

$$0 \leq q_2 \leq 10$$

$$0 \leq q_3 \leq 20$$

$$0 \leq q_4 \leq 15$$

$$0 \leq q_5 \leq 15$$

$$0 \leq q_6 \leq 13$$

7. **Restricción 9:** En cada zona de Potencia, la cantidad de potencia comprada será igual a la cantidad vendida en la zona (Base 14.2.7(b)(iv)). En términos de las cantidades asignadas a las ofertas de compra y de las porciones de las cantidades asignadas a las ofertas de venta de cada Zona de Potencia, se formulan las expresiones correspondientes:

$$\text{En la Zona P1:} \quad w_1 + w_2 - c_{3,1} - c_{4,1} - c_{1,1} - c_{2,1} = 0$$

$$\text{En la Zona P2:} \quad w_5 + w_6 - c_{5,2} - c_{6,2} = 0$$

$$\text{En la Zona P3:} \quad w_3 + w_4 - c_{3,3} - c_{4,3} = 0$$

Además, las siguientes expresiones establecen la relación entre las cantidades asignadas a las ofertas de venta y las porciones que las integran:

$$q_1 = c_{1,1}$$

$$q_2 = c_{2,1}$$

$$q_3 = c_{3,1} + c_{3,3}$$

$$q_4 = c_{4,1} + c_{4,3}$$

$$q_5 = c_{5,2}$$

$$q_6 = c_{6,2}$$

Donde las porciones deben ser no negativas:

$$0 \leq c_{1,1}$$

$$0 \leq c_{2,1}$$

$$0 \leq c_{3,1}$$

$$0 \leq c_{3,3}$$

$$0 \leq c_{4,1}$$

$$0 \leq c_{4,3}$$

$$0 \leq c_{5,2}$$

$$0 \leq c_{6,2}$$

8. **Restricción 10:** El desglose de la potencia q_r en componentes $c_{r,h}$ pudiese tener soluciones múltiples. Con fin de evitar dicho problema, la fracción de la Potencia asignada, que se vende para utilizarse en la Zona de Potencia "h" que contiene la Zona de Potencia z por fuera de la zona "z", debe ser la misma.

Los componentes proporcionales:

$$c_{1,1} = q_1 * \theta_{1,1}$$

$$c_{2,1} = q_2 * \theta_{1,1}$$

$$c_{3,1} = q_3 * \theta_{3,1}$$

$$c_{3,3} = q_3 * \theta_{3,3}$$

$$c_{4,3} = q_4 * \theta_{3,3}$$

$$c_{4,1} = q_4 * \theta_{3,1}$$

$$c_{5,2} = q_5 * \theta_{2,2}$$

$$c_{6,2} = q_6 * \theta_{2,2}$$

A.3.4 La Función Objetivo

El problema se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total (Base 14.2.7(b)), que en términos de las variables y parámetros del ejemplo se expresa como sigue:

$$58,000 * w_1 + 55,000 * w_2 + 60,000 * w_3 + 55,000 * w_4 + 60,000 * w_5 + 55,000 * w_6 - \\ 50,000 * q_1 - 33,000 * q_2 - 35,000 * q_3 - 30,000 * q_4 - 51,000 * q_5 - 36,000 * q_6$$

A.3.5 Los Resultados

Los resultados del ejemplo se muestran en las Tablas A3.3 a la A3.6:

e) La Cantidad asignada de Potencia a ofertas de compra se muestra en la Tabla A3.3:

Ofertas de Compra de Potencia					Cantidad asignada de Potencia por Zona de Potencia
Número Consecutivo	Identificador único de Participante (SSB o ERC)	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad ofrecida de Potencia (MW)	Precio Máximo dispuesto a pagar (\$/MW)	
p	e	z	\bar{w}_p	PW_p	w_p
1	SSB	Zona P1	5	58,000	5.00
2	SSB	Zona P1	25	55,000	25.00
3	SSB	Zona P3	15	60,000	15.00
4	SSB	Zona P3	7	55,000	7.00
5	ERC	Zona P2	15	60,000	15.00
6	ERC	Zona P2	10	55,000	10.00

Tabla A3.3

f) La cantidad asignada de Potencia a ofertas de venta se muestra en la Tabla A3.4:

Ofertas de Venta de Potencia					Cantidad asignada de Potencia por Zona de Potencia
Número Consecutivo	Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad ofrecida de Potencia (MW)	Precio fijo (\$/MW)	
r	e	z	\bar{q}_r	PQ_r	q_r
1	Gen1	Zona P1	10	50,000	7.00
2	Gen1	Zona P1	10	33,000	10.00
3	Gen2	Zona P3	20	35,000	20.00
4	Gen3	Zona P3	15	30,000	15.00
5	Gen2	Zona P2	15	51,000	12.00
6	Gen3	Zona P2	13	36,000	13.00

Tabla A3.4

g) El desglose en porciones de las cantidades de Potencia asignadas a las ofertas de venta se muestra en la Tabla A3.5:

Desglose por Zona de Potencia de la cantidad asignada a las ofertas de venta de Potencia						
Oferta de venta de potencia	Identificador único de Participante	Zona de Potencia de la oferta "r"	Zona de Potencia contenida en "z"	Índice de Zona de Potencia que contiene a "z"	Componentes que satisfacen la regla de proporcionalidad	Factor de proporcionalidad
r	g	z		$h \in H_z$	$c_{r,h} = \theta_{z,h,i} q_r$	$\theta_{z,h,i}$
1	Gen1	Zona P1	Zona P1	1	7.000	1.000
2	Gen1	Zona P1	Zona P1	1	10.000	1.000
3	Gen2	Zona P3	Zona P3	3	12.571	0.629
3	Gen2	Zona P3	Zona P1	1	7.429	0.371
4	Gen3	Zona P3	Zona P3	3	9.429	0.629
4	Gen3	Zona P3	Zona P1	1	5.571	0.371
5	Gen2	Zona P2	Zona P2	2	12.000	1.000
6	Gen3	Zona P2	Zona P2	2	13.000	1.000

Tabla A3.5

Como lo muestra la Tabla A3.5, la solución para este problema establece que una porción de la potencia ofertada en la Zona anidada (Zona P3) se utilice para satisfacer la demanda de la zona exterior (Zona P1). En este caso, se utiliza el factor de proporcionalidad $\theta_{z,h,i}$ detallado en la restricción 10 de la sección A.1.2 para poder obtener una solución única con respecto al desglose de potencia que migra de la Zona P3 a la Zona P1. Como se detalla en la Tabla A3.5, para el caso del Generador 2, de los 20 MW vendidos, 12.57 se asignan a la Zona P3 y 7.43 se asignan a la Zona externa P1. Asimismo, para el Generador 3 de los 15 MW vendidos, 9.423 MW se asignan a la Zona interior P3 y 5.57 a la Zona exterior P1. De esta forma,

- h) Las cantidades de Producto de Potencia compradas y vendidas por Zona de Potencia, así como el precio de mercado para el Producto de Potencia en cada Zona se presentan en la Tabla A3.6:

Cantidad vendida y comprada de Potencia por Zona de Potencia			
Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad Comprada de producto de Potencia en la Zona "z" (MW)	Cantidad Vendida de producto de Potencia en la Zona "z" (MW)	Precio Sombra (\$/MW)
z	$\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p$	$\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{rz}$	
Zona P1	30.00	30.00	50,000
Zona P2	25.00	25.00	51,000
Zona P3	22.00	22.00	50,000

Tabla A3.6

La figura 4 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la "Zona P1". El precio del Producto es el precio sombra de la restricción 9 para la "Zona P1" y es igual a 50,000 \$/MW, por año. Este valor corresponde al precio de la oferta de venta 1.

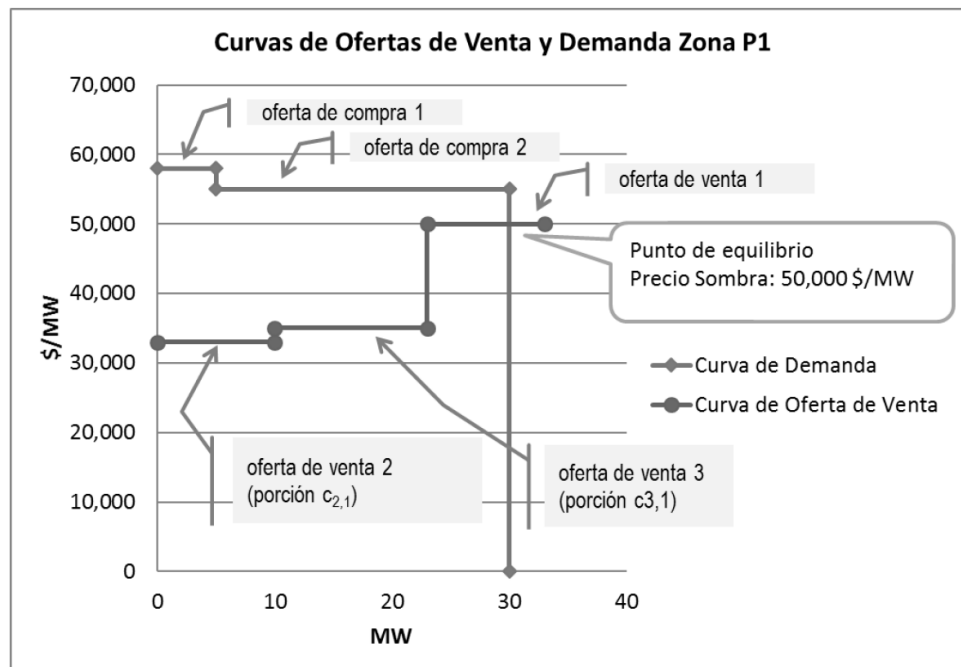


Figura 4

El precio sombra se explica con el razonamiento siguiente. Suponga que se relaja la restricción 9 para la "Zona P1", de tal manera que el lado derecho de esa igualdad deja de ser cero y se sustituye por 1 MW. En este supuesto, el movimiento en las cantidades de asignación de Potencia que maximiza la función objetivo y que permite mantener la igualdad es la reducción en un MW a la variable que corresponde a la oferta de venta 1. Esa variable tendría que reducirse en un MW para que la restricción 9 se cumpla. Ese movimiento incrementaría la función objetivo en 50,000 \$/MW, por año, que es el valor del precio sombra.

La figura 5 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la Zona P2. El precio del Producto en esta Zona es el precio sombra de la restricción 9 para la Zona P2 y es igual a 51,000 \$/MW, por año. Ese monto corresponde al precio de venta de la oferta 5.

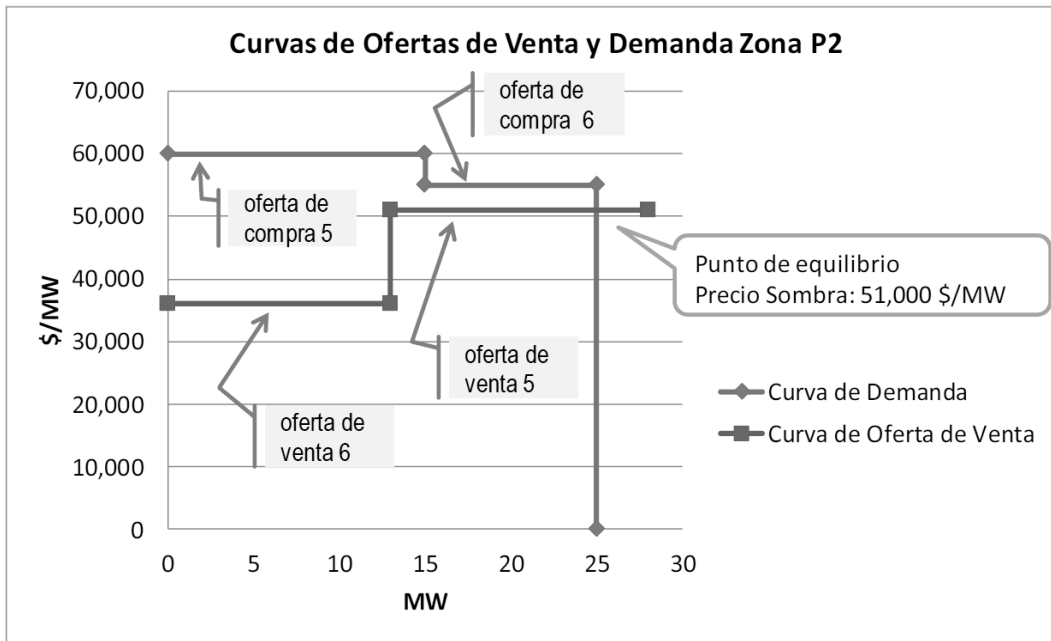


Figura 5

La figura 6 muestra las curvas de ofertas de venta y ofertas de compra para la Zona P3. El precio del Producto en esta Zona es el precio sombra de la restricción 9 para la Zona P3 y es igual a 50,000 \$/MW, por año. Ese monto corresponde al precio máximo de compra de la oferta 1, que no aparece en la figura. Este resultado se explica considerando que condiciones de equilibrio entre oferta y demanda en las Zonas de Potencia “Zona P1” y la “Zona P3” están acopladas por la relación $q_3 = c_{3,1} + c_{3,3}$ que representa la cantidad asignada a la oferta 3. En este ejemplo, el resultado de la subasta asigna a esta oferta la cantidad ofertada, que es 20 MW, como se observa en la Tabla A3.4; de estos, la porción $c_{3,3}$ de 12.57 MW es vendida para utilizarse en “Zona 3” y la otra, $c_{3,1}$ de 7.43 MW es asignada a ofertas de compra en “Zona P1”, como se exhibe en la Tabla A3.5.

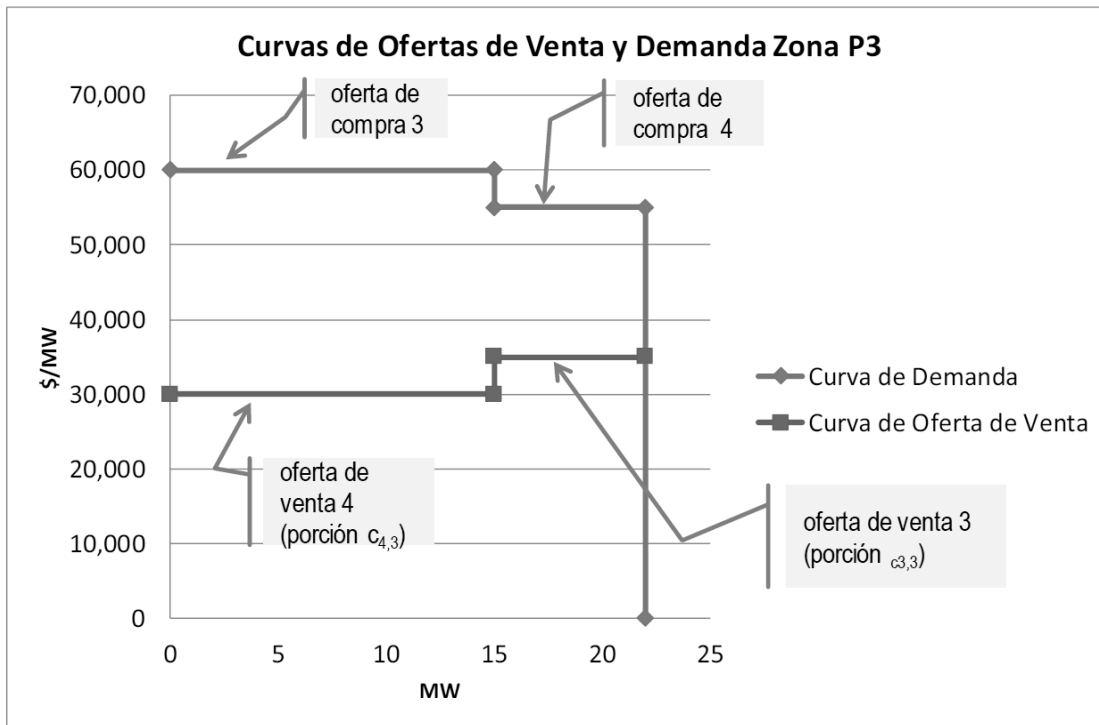


Figura 6

Anexo 4: Ejemplo 3. Cantidades asignadas de Potencia en los contratos

En este ejemplo se determinan las cantidades que se asignarían a los contratos de compra y venta de Potencia a partir de los resultados del Ejemplo #2, de este documento. Las cantidades se calculan en los términos de la sección A.1.5 de este Manual.

Las cantidades se determinan mediante la expresión de la sección A.1.5 apartado b) de este documento, que para fácil referencia se presenta aquí:

$$Potencia_{zgei} = \frac{\left(\sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h} \right) \left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right)} \quad \forall z \in Z; \forall g \in G; \forall e \in E; \forall i \in I; \forall h \in H_z$$

Se explica a continuación el cálculo de las cantidades de producto de Potencia que se asignarían al contrato entre el comprador "SSB" y el vendedor "Gen1" por la Potencia comprada y vendida en la "Zona P1". En este caso, para la aplicación de la expresión anterior, se consideran las definiciones de la Tabla A2.1 y se hacen las sustituciones siguientes:

$$\begin{aligned} z &= 1 \\ g &= \text{"Gen1"} \\ e &= \text{SSB} \\ D_z &= \{1,3\} \end{aligned}$$

Así, observando la Tabla A3.5, el término $\left(\sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h} \right)$ se evalúa sumando $c_{1,1} + c_{2,1} = 7 + 10 = 17$.

Así mismo, observando la Tabla A3.5, el término $\left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h} \right)$ se evalúa sumando $c_{1,1} + c_{2,1} + c_{4,1} + c_{3,1} = 7 + 10 + 0 + 13 = 30$.

La información para el cálculo del término $\left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right)$ se obtiene de la Tabla A3.3 y se evalúa sumando $w_1 + w_2 = 5 + 25 = 30$.

Por lo tanto, $Potencia_{zgei} = \frac{(17)(30)}{30} = 17$.

Procediendo de una manera similar se obtienen los resultados de la Tabla A4.1.

Cantidades Asignadas de Potencia por Zona de Potencia			
Identificador único de Participante Comprador	Identificador único de Participante Vendedor	Identificador único de Zona de Potencia	Cantidad Asignada de Potencia (MW)
<i>e</i>	<i>g</i>	<i>z</i>	$Potencia_{zgei} = \frac{\left(\sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h} \right) \left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right)}{\left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdi}} c_{r,h}^* \right)}$
SSB	Gen1	Zona P1	17.00
SSB	Gen2	Zona P1	7.43
SSB	Gen3	Zona P1	5.57
SSB	Gen1	Zona P2	0.00
SSB	Gen2	Zona P2	0.00
SSB	Gen3	Zona P2	0.00
SSB	Gen1	Zona P3	0.00
SSB	Gen2	Zona P3	12.57
SSB	Gen3	Zona P3	9.43
ERC	Gen1	Zona P1	0.00
ERC	Gen2	Zona P1	0.00
ERC	Gen3	Zona P1	0.00
ERC	Gen1	Zona P2	0.00
ERC	Gen2	Zona P2	12.00
ERC	Gen3	Zona P2	13.00
ERC	Gen1	Zona P3	0.00
ERC	Gen2	Zona P3	0.00
ERC	Gen3	Zona P3	0.00

Tabla A4.1

Anexo 5: Ejemplo 4 Compra y venta de Productos de Energía Eléctrica.

Este ejemplo se enfoca a los productos de Energía Eléctrica por Zona de Carga Agrupada y por Bloque de carga. Se hace el planteamiento de las variables, restricciones y función objetivo del modelo de la Subasta. También se presentan los resultados del modelo en cuanto a las cantidades asignadas a las ofertas de compra y de venta de Productos.

A 5.1 Parámetros Básicos del Ejemplo

Para describir los parámetros básicos que serán utilizados en este ejemplo, se considera que existe un solo Suministrador de Servicios Básicos, denominado "SSB". Los parámetros básicos de la carga total de SSB en el año anterior se presentan en la Tabla A5.1. Dichos parámetros se publicarán en el Sitio y conformarán parte de las Bases de Licitación.

Parámetros Básicos del ejemplo					
Número Consecutivo	Identificador único de Participante (SSB)	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad de energía estimada por Bloque de Carga (Mwh/año)	Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad total de carga del SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga
	e	v	b		
1	SSB	Zona1	Base	942,990	1.0765
2	SSB	Zona1	Intermedia	218,518	0.2772
3	SSB	Zona1	Punta	3,528	0.0403
4	SSB	Zona2	Base	2,872,846	3.2795
5	SSB	Zona2	Intermedia	665,723	0.8444
6	SSB	Zona2	Punta	10,749	0.1227

Tabla A5.1

En esta tabla, el número de MWh/h por cada 1% de la cantidad total de carga del SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga, se determina dividiendo una centésima parte de la cantidad estimada de energía por Bloque de carga entre el número de horas del año en que se presentará carga en dicho Bloque de carga. Este último dato se muestra en la Tabla A5.2.

Bloque de Carga	Número de horas del año con carga en el bloque
b	h_b
Base	8760
Intermedia	7884
Punta	876

Tabla A5.2

A.5.2 Ofertas de Compra de Energía Eléctrica

El ejemplo considera dos Participantes interesados en comprar Productos de Energía Eléctrica. Los participantes son el Suministrador de Servicios Básicos "SSB" y la Entidad Responsable de Carga "ERC". Sus ofertas de compra de Productos de Energía Eléctrica por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga se presentan en la Tabla A5.3.

En este ejemplo se supone que las ofertas son idénticas para los tres años de vigencia de los contratos. Para evitar complejidad innecesaria sólo se presentan ofertas para un año y se omite toda referencia al año de interés. En las tablas de este ejemplo se utiliza la convención de símbolos de la formulación del modelo matemático.

Ofertas de Compra de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de Carga							
Número Consecutivo	Identificador único de Participante (SSB o ERC)	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad de energía que desea contratar (% de carga total de SSB, en el Bloque de Carga)	Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Precio máximo que está dispuesto a pagar (\$/MWh)	Precio máximo que está dispuesto a pagar (\$/% de carga total de SSB, en el Bloque de Carga)
m	e	v	b	\bar{y}_m	\tilde{f}_{bv}	$\bar{P}Y_m$	PY_m
1	SSB	Zona1	Base	35	1.0765	300	2,828,970.00
2	SSB	Zona1	Intermedia	34	0.2772	305	666,479.90
3	SSB	Zona1	Punta	30	0.0403	340	11,995.20
4	SSB	Zona2	Base	36	3.2795	299	8,589,809.54
5	SSB	Zona2	Intermedia	38	0.8444	302	2,010,483.46
6	SSB	Zona2	Punta	49	0.1227	335	36,009.15
7	ERC	Zona2	Base	5	3.2795	297	8,532,352.62
8	ERC	Zona2	Intermedia	2	0.8444	300	1,997,169.00
9	ERC	Zona2	Punta	0	0.1227	320	34,396.80

Tabla A5.3

En este ejemplo, el precio máximo que está dispuesto a pagar el Participante comprador por cada 1% de la carga total de los SSB, en cada Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada se determina mediante la siguiente operación:

El precio máximo que el Participante está dispuesto a pagar por % de carga total de SSB, en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%) es igual a:

- El número de MWh/h que corresponderá a cada 1% de la carga total de los SSB, en la Zona de Carga y Bloque de carga, multiplicado por:
- El precio máximo que está dispuesto a pagar por MWh en el Bloque de carga, en la Zona de Carga Agrupada (en \$/MWh), multiplicado por:
- El número de horas del año con carga en el Bloque de carga y dividido entre 1000.

Es decir, en términos de los símbolos de las Tablas A5.2 y A5.3:

$$PY_m = (\tilde{f}_{bv} * \bar{P}Y_m * h_b) / 1000$$

A.5.3 Ofertas de Venta de Energía Eléctrica

Se consideran tres Participantes interesados en vender Productos de Energía Eléctrica. Sus ofertas de venta de energía por Zona de Carga Agrupada y bloque de carga se muestran en la Tabla A5.4:

Ofertas de venta de energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga								
Consecutivo	Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad ofrecida de energía (% la cantidad de carga total de los SSB) en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Número de MWh/h que corresponderá a cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Cantidad ofrecida en MWh/h	Precio fijo (\$/MWh)	Precio fijo (\$/%)
n	g	v	b	\bar{x}_n	\bar{f}_{bv}	$\bar{x}_n * \bar{f}_{bv}$	$\bar{P}X_n$	PX_n
1	Gen1	Zona1	Base	30	1.0765	32.29	280	2,640,372.00
2	Gen1	Zona1	Intermedia	30	0.2772	8.31	285	622,776.30
3	Gen1	Zona1	Punta	40	0.0403	1.61	290	10,231.20
4	Gen2	Zona1	Base	40	1.0765	43.06	283	2,668,661.70
5	Gen2	Zona1	Intermedia	40	0.2772	11.09	286	624,961.48
6	Gen2	Zona1	Punta	40	0.0403	1.61	291	10,266.48
7	Gen2	Zona2	Base	35	3.2795	114.78	283	8,130,154.18
8	Gen2	Zona2	Intermedia	35	0.8444	29.55	286	1,903,967.78
9	Gen2	Zona2	Punta	35	0.1227	4.29	291	31,279.59
10	Gen3	Zona1	Base	32	1.0765	34.45	284	2,678,091.60
11	Gen3	Zona1	Intermedia	32	0.2772	8.87	287	627,146.66
12	Gen3	Zona1	Punta	32	0.0403	1.29	292	10,301.76
13	Gen3	Zona2	Base	45	3.2795	147.58	284	8,158,882.64
14	Gen3	Zona2	Intermedia	45	0.8444	38.00	287	1,910,625.01
15	Gen3	Zona2	Punta	45	0.1227	5.52	292	31,387.08

Tabla A5.4

En el ejemplo, el Precio fijo ofrecido por % de la cantidad de carga total de los SSB, en el Bloque de carga y la Zona de Carga Agrupada se determina mediante la siguiente operación:

El precio fijo ofrecido por cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en el Bloque de carga y la Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%) es igual a:

- El número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, multiplicado por:
- El precio fijo ofrecido del MWh en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en \$/MWh), multiplicado por:
- El número de horas del año con carga en el Bloque de carga y dividido entre mil.

Es decir, en términos de los símbolos de las Tablas A5.2 y A5.4:

$$PX_n = (\tilde{f}_{bv} * \tilde{P}X_n * h_b) / 1000$$

Además de las ofertas de venta de Productos de Energía Eléctrica, cada Participante vendedor define la cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender entre todos los productos de Energía Eléctrica. Estos parámetros de las ofertas se muestran en la Tabla A5.5:

Parámetros de ofertas de venta de energía	
Identificador único de Participante	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender entre todos sus productos
g	\overline{MW}_{gi}
Gen1	42.22
Gen2	204.39
Gen3	235.70

Tabla A5.5

También, cada Participante vendedor define la cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender por Bloque de carga. Estos parámetros de las ofertas se muestran en la Tabla A5.6:

Parámetros de ofertas de venta de energía por Bloque de carga		
Identificador único de Participante	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece por Bloque de carga
g	b	\overline{MW}_{gbi}
Gen1	Base	32.29
Gen1	Intermedia	8.31
Gen1	Punta	1.61
Gen2	Base	157.84
Gen2	Intermedia	40.64
Gen2	Punta	5.91
Gen3	Base	182.02
Gen3	Intermedia	46.87
Gen3	Punta	6.81

Tabla A5.6

Además, cada Participante vendedor define la cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece por Zona de Carga Agrupada. Estos parámetros de las ofertas se muestran en la Tabla A5.7:

Parámetros de ofertas de venta de energía por Zona de Carga Agrupada		
Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender en la Zona de Carga Agrupada
g	v	\overline{MWh}_{gbi}
Gen1	Zona1	42.22012938
Gen2	Zona1	55.75651953
Gen2	Zona2	148.6312646
Gen3	Zona1	44.60521563
Gen3	Zona2	191.0973402

Tabla A5.7

La conversión de los valores de la Tabla A5.5, A5.6 y A5.7 de MWh/h a un porcentaje de carga se llevará a cabo multiplicando la cantidad en MWh/h por el factor f_{gbvi} , que representa el número de MWh/h que el participante "g" considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad de carga considerado en el bloque de carga "b", en la Zona de Carga Agrupada "v", en el año "i". Este factor será pronosticado por cada ofertante y se utilizará únicamente para la evaluación de las restricciones.

Con motivo de simplificar el problema de este ejemplo, en el desglose de las restricciones 5, 6 y 7 de la sección A.5.4, el factor f_{gbvi} es igual al factor f_{gv} que será publicado por el CENACE. Sin embargo, se espera que en las Subastas el factor f_{gbvi} publicado por cada participante refleje su pronóstico sobre la carga esperada por Bloque de Carga, Zona de Carga Agrupada y año.

A.5.4 Las Restricciones

Se plantean a continuación las restricciones del modelo en los términos de la sección A.1.2 de la formulación matemática.

- Restricción 2:** Ninguna Entidad Responsable de Carga comprará una cantidad de algún producto de energía en el bloque de carga base, intermedia o punta, en cualquier Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció comprar (Base 14.2.7(b)(i)).

Se plantean a continuación las restricciones, utilizando la información de la Tabla A5.3. La variable y_m corresponde a la cantidad de producto de energía que se asignará a la Oferta de compra "m" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 9 correspondiendo al número consecutivo de las ofertas de compra:

$$0 \leq y_1 \leq 35$$

$$0 \leq y_2 \leq 34$$

$$0 \leq y_3 \leq 30$$

$$0 \leq y_4 \leq 36$$

$$0 \leq y_5 \leq 38$$

$$0 \leq y_6 \leq 49$$

$$0 \leq y_7 \leq 5$$

$$0 \leq y_8 \leq 2$$

$$0 \leq y_9 \leq 0$$

- 2. Restricción 4:** Ningún Generador venderá una cantidad de energía en cada bloque de carga, en cada Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender, donde dichos productos se expresan como porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos (Base 14.2.7(b)(iii)).

Utilizando la información de la Tabla A5.4, se plantean las restricciones relacionadas. La variable x_n corresponde a la cantidad de producto de energía que se asignará a la Oferta de venta "n" como resultado de la Subasta. Nótese que los subíndices varían desde 1 a 15 correspondiendo al número consecutivo de las ofertas de venta:

$$0 \leq x_1 \leq 30$$

$$0 \leq x_2 \leq 30$$

$$0 \leq x_3 \leq 40$$

$$0 \leq x_4 \leq 40$$

$$0 \leq x_5 \leq 40$$

$$0 \leq x_6 \leq 40$$

$$0 \leq x_7 \leq 35$$

$$0 \leq x_8 \leq 35$$

$$0 \leq x_9 \leq 35$$

$$0 \leq x_{10} \leq 32$$

$$0 \leq x_{11} \leq 32$$

$$0 \leq x_{12} \leq 32$$

$$0 \leq x_{13} \leq 45$$

$$0 \leq x_{14} \leq 45$$

$$0 \leq x_{15} \leq 45$$

- 3. Restricción 5:** Ningún generador venderá una cantidad total de energía mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en MWh se convierten en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos, con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(i) y Base 14.2.7(b)(iii)).

Utilizando la información de las Tablas A5.4 y A5.5, se desarrolla para cada Participante vendedor la expresión:

$$\sum_{b \in B} \sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MW}_{gi} \quad \forall g \in G; \forall i \in I$$

- a) Para el generador "Gen1":

$$1.0765 x_1 + 0.2772 x_2 + 0.0408 x_3 \leq 42.22$$

- b) Para el generador "Gen2":

$$1.0765 x_4 + 0.2772 x_5 + 0.0408 x_6 + 3.2795 x_7 + 0.8444 x_8 + 0.1227 x_9 \leq 204.39$$

- c) Para el Generador "Gen3":

$$1.0765 x_{10} + 0.2772 x_{11} + 0.0408 x_{12} + 3.2795 x_{13} + 0.8444 x_{14} + 0.1227 x_{15} \leq 235.70$$

- 4. Restricción 6:** Ningún generador venderá una cantidad energía, por bloque de carga, mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en MWh se convierten en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos, con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(ii) y Base 14.2.7(b)(iii)).

Utilizando la información de las Tablas A5.4 y A5.6, se desarrolla para cada combinación de Participante vendedor y Bloque de carga la expresión:

$$\sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MWB}_{gbi} \quad \forall g \in G; \forall b \in B; \forall i \in I$$

- a) Para g = "Gen1" y b = "Base": $1.0765 x_1 \leq 32.29$
- b) Para g = "Gen1" y b = "Intermedia": $0.2772 x_2 \leq 8.31$
- c) Para g = "Gen1" y b = "Punta": $0.0408 x_3 \leq 1.61$
- d) Para g = "Gen2" y b = "Base": $1.0765 x_4 + 3.2795 x_7 \leq 157.84$
- e) Para g = "Gen2" y b = "Intermedia": $0.2772 x_5 + 0.8444 x_8 \leq 40.64$
- f) Para g = "Gen2" y b = "Punta": $0.0408 x_6 + 0.1227 x_9 \leq 5.91$
- g) Para g = "Gen3" y b = "Base": $1.0765 x_{10} + 3.2795 x_{13} \leq 182.02$
- h) Para g = "Gen3" y b = "Intermedia": $0.2772 x_{11} + 0.8444 x_{14} \leq 46.87$
- i) Para g = "Gen3" y b = "Punta": $0.0408 x_{12} + 0.1227 x_{15} \leq 6.81$

- 5. Restricción 7:** Ningún generador venderá una cantidad energía, por Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en MWh se convierten en un porcentaje de la demanda de los suministradores de Servicios Básicos, con base en los parámetros de la oferta del Generador (Base 14.2.4(e)(iii) y Base 14.2.7(b)(iii)).

Utilizando la información de las Tablas A5.4 y A5.7, se desarrolla para cada combinación de Participante vendedor y Bloque de carga la expresión:

$$\sum_{b \in B} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MWV}_{gvi} \quad \forall g \in G; \forall v \in V; \forall i \in I$$

- a) Para g="Gen1", v="Zona1": $1.0765 x_1 + 0.2772 x_2 + 0.0408 x_3 \leq 42.22$
- b) Para g="Gen2", v="Zona1": $1.0765 x_4 + 0.2772 x_5 + 0.0408 x_6 \leq 55.76$
- c) Para g="Gen2", v="Zona2": $3.2795 x_7 + 0.8444 x_8 + 0.1227 x_9 \leq 148.61$
- d) Para g="Gen3", v="Zona1": $1.0765 x_{10} + 0.2772 x_{11} + 0.0408 x_{12} \leq 44.61$
- e) Para g="Gen3", v="Zona2": $3.2795 x_{13} + 0.8444 x_{14} + 0.1227 x_{15} \leq 191.10$

- 6. Restricción 8:** La cantidad comprada de cada producto de energía será igual a la cantidad vendida de cada producto de energía, por Zona de Carga Agrupada y por bloque de carga (Base 14.2.7(b)(iv)), en cada año. A continuación, se desarrolla la restricción para todas las Zonas de carga y bloques de carga, utilizando la información de las Tablas A5.3 y A5.4 y la siguiente expresión:

$$\sum_{e \in E} \sum_{m \in M_{ebvi}} y_m - \sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n = 0 \quad \forall v \in V; \forall b \in B; \forall i \in I$$

- a) Para v = "Zona1", b = "Base": $y_1 - x_1 - x_4 - x_{10} = 0$
- b) Para v = "Zona1", b = "Intermedia": $y_2 - x_2 - x_5 - x_{11} = 0$
- c) Para v = "Zona1", b = "Punta": $y_3 - x_3 - x_6 - x_{12} = 0$
- d) Para v = "Zona2", b = "Base": $y_4 + y_7 - x_7 - x_{13} = 0$
- e) Para v = "Zona2", b = "Intermedia": $y_5 + y_8 - x_8 - x_{14} = 0$
- f) Para v = "Zona2", b = "Punta": $y_6 + y_9 - x_9 - x_{15} = 0$

A.5.5 La Función Objetivo

El problema se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total (Base 14.2.7(b)), que en términos de las variables y parámetros del ejemplo (Tablas A5.3 y A5.4) se expresa como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar: } & 2,828.97 y_1 + 666.48 y_2 + 12.00 y_3 + 8,589.81 y_4 + \\ & 2,010.48 y_5 + 36.01 y_6 + 8,532.35 y_7 + 1,997.17 y_8 + \\ & 34.40 y_9 - 2,640.37 x_1 - 622.78 x_2 - 10.23 x_3 - \\ & 2,668.66 x_4 - 624.96 x_5 - 10.27 x_6 - 8,130.15 x_7 - \\ & 1,903.97 x_8 - 31.28 x_9 - 2,678.09 x_{10} - 627.15 x_{11} - \\ & 10.30 x_{12} - 8,158.88 x_{13} - 1,910.63 x_{14} - 31.39 x_{15} \end{aligned}$$

A.5.6 Los Resultados

Los resultados de este ejemplo se muestran en las Tablas A5.8 a la A5.13:

- a) La cantidad asignada de Producto a ofertas de Compra de Energía se presenta en la Tabla A5.8:

Ofertas de Compra de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de Carga								Cantidad asignada de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga (en % de carga total de SSB, en el Bloque de Carga)
Número Consecutivo	Identificador único de Participante (SSB o ERC)	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad de energía que desea contratar (% de carga total de SSB, en el Bloque de Carga)	Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Precio máximo que está dispuesto a pagar (\$/MWh)	Precio máximo que está dispuesto a pagar (\$/% de carga total de SSB, en el Bloque de Carga)	
m	e	v	b	\bar{y}_m	\bar{f}_{bv}	$\bar{P}Y_m$	PY_m	y_m
1	SSB	Zona1	Base	35	1.0765	300	2,828,970.00	35.00
2	SSB	Zona1	Intermedia	34	0.2772	305	666,479.90	34.00
3	SSB	Zona1	Punta	30	0.0403	340	11,995.20	30.00
4	SSB	Zona2	Base	36	3.2795	299	8,589,809.54	36.00
5	SSB	Zona2	Intermedia	38	0.8444	302	2,010,483.46	38.00
6	SSB	Zona2	Punta	49	0.1227	335	36,009.15	49.00
7	ERC	Zona2	Base	5	3.2795	297	8,532,352.62	5.00
8	ERC	Zona2	Intermedia	2	0.8444	300	1,997,169.00	2.00
9	ERC	Zona2	Punta	0	0.1227	320	34,396.80	0.00

Tabla A5.8

- b) La cantidad asignada de Producto a ofertas de Venta de Energía se presenta en la Tabla A5.9. En este caso se puede observar que a algunos generadores (los más baratos) se les asigna toda la energía que han ofertado, mientras que a otros se les asigna una cantidad por debajo de su oferta hasta cubrir la demanda total, o bien no se les asigna energía (por ser los menos económicos).

Ofertas de venta de energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga									Cantidad asignada de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga (en % de carga total de SSB, en el Bloque de Carga) x_n
Consecutivo	Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad ofrecida de energía (% la cantidad de carga total de los SSB) en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Número de MWh/h que corresponderá a cada 1% de la cantidad de carga total de los SSB, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga	Cantidad ofrecida en MWh/h	Precio fijo (\$/MWh)	Precio fijo (\$/%)	
n	g	v	b	\bar{x}_n	\bar{f}_{bv}	$\bar{x}_n * \bar{f}_{bv}$	$\bar{P}X_n$	PX_n	
1	Gen1	Zona1	Base	30	1.0765	32.29	280	2,640,372.00	30.00
2	Gen1	Zona1	Intermedia	30	0.2772	8.31	285	622,776.30	30.00
3	Gen1	Zona1	Punta	40	0.0403	1.61	290	10,231.20	30.00
4	Gen2	Zona1	Base	40	1.0765	43.06	283	2,668,661.70	5.00
5	Gen2	Zona1	Intermedia	40	0.2772	11.09	286	624,961.48	4.00
6	Gen2	Zona1	Punta	40	0.0403	1.61	291	10,266.48	0.00
7	Gen2	Zona2	Base	35	3.2795	114.78	283	8,130,154.18	35.00
8	Gen2	Zona2	Intermedia	35	0.8444	29.55	286	1,903,967.78	35.00
9	Gen2	Zona2	Punta	35	0.1227	4.29	291	31,279.59	35.00
10	Gen3	Zona1	Base	32	1.0765	34.45	284	2,678,091.60	0.00
11	Gen3	Zona1	Intermedia	32	0.2772	8.87	287	627,146.66	0.00
12	Gen3	Zona1	Punta	32	0.0403	1.29	292	10,301.76	0.00
13	Gen3	Zona2	Base	45	3.2795	147.58	284	8,158,882.64	6.00
14	Gen3	Zona2	Intermedia	45	0.8444	38.00	287	1,910,625.01	5.00
15	Gen3	Zona2	Punta	45	0.1227	5.52	292	31,387.08	14.00

Tabla A5.9

- c) En la Tabla A5.10 se verifica que la restricción 5 se cumple para todos los generadores. La cantidad asignada de Energía (MWh/h) entre todos sus productos es menor o igual que la Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender entre todos sus productos:

Parámetros de ofertas de venta de energía por Zona de Carga		
Identificador único de Participante	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender en la Zona de Carga Agrupada	Cantidad asignada de Energía (MWh/h) por Zona de Carga Agrupada
g	\overline{MWV}_{gbi}	$\sum_{b \in B} \sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n * \tilde{f}_{bv}$
Gen1	42.22	41.82
Gen2	204.39	155.12
Gen 3	235.7	25.62

Tabla A5.10

- d) En la Tabla A5.11 se verifica que la restricción 6 se cumple para todos los generadores. La cantidad asignada de Energía (MWh/h), por bloque de carga, es menor o igual que la Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender por Bloque de carga:

Parámetros de ofertas de venta de energía por Bloque de carga			
Identificador único de Participante	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece por Bloque de carga	Cantidad asignada de Energía (MWh/h) por Bloque de carga
g	b	\overline{MWB}_{gbi}	$\sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n$
Gen1	Base	32.29	32.29
Gen1	Intermedia	8.31	8.31
Gen1	Punta	1.61	1.21
Gen2	Base	157.84	120.17
Gen2	Intermedia	40.64	30.66
Gen2	Punta	5.91	4.29
Gen3	Base	182.02	19.68
Gen3	Intermedia	46.87	4.22
Gen3	Punta	6.81	1.72

Tabla A5.11

- e) En la Tabla A5.12 se verifica que la restricción 7 se cumple para todos los generadores. La cantidad asignada de Energía (MWh/h), por Zona de Carga Agrupada, es menor o igual que la Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender por Zona de Carga Agrupada:

Parámetros de ofertas de venta de energía por Zona de Carga Agrupada			Cantidad asignada de Energía (MWh/h) por Zona de Carga Agrupada
Identificador único de Participante	Identificador único de Zona de Carga Agrupada	Cantidad máxima de energía (MWh/h) que ofrece vender en la Zona de Carga Agrupada	
g	v	\overline{MWW}_{gbi}	
Gen1	Zona1	42.22012938	41.82
Gen2	Zona1	55.75651953	6.49
Gen2	Zona2	148.6312646	148.63
Gen3	Zona1	44.60521563	0.00
Gen3	Zona2	191.0973402	25.62

Tabla A5.12

- f) En la Tabla A5.13 se verifica que la restricción 8 se cumple, en cada Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga, la cantidad comprada de producto de energía es igual a la cantidad vendida de producto de energía:

Cantidad vendida y comprada de Producto de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de Carga					
Identificador único de Zona de Carga	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Cantidad Comprada de producto de energía	Cantidad Vendida de producto de energía (%)	Precio Mercado (\$/%)	Precio Mercado (\$/MWh)
v	b	$\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbi}} y_n$	$\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbi}} x_n$		
Zona1	Base	35.00	35.00	2,668,661.70	283
Zona1	Intermedia	34.00	34.00	624,961.48	286
Zona1	Punta	30.00	30.00	10,231.20	290
Zona2	Base	41.00	41.00	8,158,882.64	284
Zona2	Intermedia	40.00	40.00	1,910,625.01	287
Zona2	Punta	49.00	49.00	31,387.08	292

Tabla A5.13

Anexo 6: Ejemplo 5. Cantidades asignadas de Energía Eléctrica en los contratos

En este ejemplo se determinan las cantidades que se asignarían a los contratos de compra y venta de Energía Eléctrica a partir de los resultados del Ejemplo #4, de este documento. Las cantidades se calculan en los términos de la sección A.1.5 de este Manual.

A.6.1 Cantidades asignadas en los contratos de compra y venta de Energía Eléctrica por Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga

Las cantidades se determinan mediante la expresión de la sección A.1.5 apartado a) de este documento. Las Tablas A6.1 y A6.2 presentan los conjuntos de ofertas, valores y sumatorias necesarias para el cálculo de las cantidades de producto de Energía Eléctrica en la Zona de Carga Agrupada "v", y Bloque de Carga "b", que se asignarían al contrato entre el comprador "e" y el vendedor "g".

Participante Comprador	Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga (Base, Intermedia o Punta)	Conjunto de ofertas de compra de Energía del participante "e" en la Zona de Carga Agrupada "v" y Bloque de Carga "b"	Cantidad total de Producto asignado (%) al participante "e", en la Zona de Carga Agrupada "v", Bloque de carga "b"
<i>e</i>	<i>v</i>	<i>b</i>	M_{ebvi}	$\sum_{m \in M_{ebvi}} y_m$
SSB	Zona1	Base	{1}	35
ERC	Zona1	Base	{∅}	0
SSB	Zona1	Intermedia	{2}	34
ERC	Zona1	Intermedia	{∅}	0
SSB	Zona1	Punta	{3}	30
ERC	Zona1	Punta	∅	0
SSB	Zona2	Base	{4}	36
ERC	Zona2	Base	{7}	5
SSB	Zona2	Intermedia	{5}	38
ERC	Zona2	Intermedia	{8}	2
SSB	Zona2	Punta	{6}	49
ERC	Zona2	Punta	{9}	0

Tabla A6.1

Participante Vendedor	Zona de Carga Agrupada	Bloque de carga	Conjunto de ofertas de venta de Energía del participante "g" en la Zona de Carga Agrupada "v" y Bloque de carga "b"	Cantidad total de Producto asignado (%) al participante "g", en la Zona de Carga Agrupada "v", Bloque de carga "b"	Cantidad total de Producto asignado (%) al conjunto de participantes vendedores en la Zona de Carga Agrupada "v" y Bloque de carga "b"
<i>g</i>	<i>v</i>	<i>b</i>	I_{gbvi}	$\sum_{n \in N_{gbvi}} x_n$	$\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n$
Gen1	Zona1	Base	{1}	30	35
Gen2	Zona1	Base	{4}	5	
Gen3	Zona1	Base	{10}	0	
Gen1	Zona1	Intermedia	{2}	30	34
Gen2	Zona1	Intermedia	{5}	4	
Gen3	Zona1	Intermedia	{11}	0	
Gen1	Zona1	Punta	{3}	30	30
Gen2	Zona1	Punta	{6}	0	
Gen3	Zona1	Punta	{12}	0	
Gen1	Zona2	Base	∅	0	41
Gen2	Zona2	Base	{7}	35	
Gen3	Zona2	Base	{13}	6	
Gen1	Zona2	Intermedia	∅	0	40
Gen2	Zona2	Intermedia	{8}	35	
Gen3	Zona2	Intermedia	{14}	5	
Gen1	Zona2	Punta	∅	0	49
Gen2	Zona2	Punta	{9}	35	
Gen3	Zona2	Punta	{15}	14	

Tabla A6.2

Los elementos de las Tablas A6.1 y A6.2 se utilizan en los cálculos que determinan las cantidades de producto de Energía Eléctrica que se asignan en los contratos entre compradores y vendedores, en las Zonas de Carga y Bloques de Carga. Los cálculos y los resultados se muestran en la Tabla A6.3.

Cantidades Asignadas de Energía por Zona de Carga Agrupada y Bloque de Carga				
Identificador único de Zona de Carga Agrupada <i>v</i>	Bloque de carga <i>b</i>	Identificador único de Participante Vendedor <i>g</i>	Identificador único de Participante Comprador <i>e</i>	Cantidad Asignada del Producto de Energía (%) por Zona de Carga Agrupada "v", y Bloque de carga "b", entre el comprador "e" y el vendedor "g" $Energía_{vbgel} = \frac{(\sum_{n \in N_{gbvi}} x_n)(\sum_{m \in N_{ebvi}} y_m)}{(\sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n)}$
Zona1	Base	Gen1	SSB	(30)(35)/(35) = 30
Zona1	Base	Gen2	SSB	(5)(35)/(35) = 5
Zona1	Base	Gen3	SSB	(0)(35)/(35) = 0
Zona1	Base	Gen1	ERC	(30)(0)/(35) = 0
Zona1	Base	Gen2	ERC	(5)(0)/(35) = 0
Zona1	Base	Gen3	ERC	(0)(0)/(35) = 0
Zona1	Intermedia	Gen1	SSB	(30)(34)/(34) = 30
Zona1	Intermedia	Gen2	SSB	(4)(34)/(34) = 4
Zona1	Intermedia	Gen3	SSB	(0)(34)/(34) = 0
Zona1	Intermedia	Gen1	ERC	(30)(0)/(34) = 0
Zona1	Intermedia	Gen2	ERC	(4)(0)/(34) = 0
Zona1	Intermedia	Gen3	ERC	(0)(0)/(34) = 0
Zona1	Punta	Gen1	SSB	(30)(30)/(30) = 30
Zona1	Punta	Gen2	SSB	(0)(30)/(30) = 0
Zona1	Punta	Gen3	SSB	(0)(30)/(30) = 0
Zona1	Punta	Gen1	ERC	(30)(0)/(30) = 0
Zona1	Punta	Gen2	ERC	(0)(0)/(30) = 0
Zona1	Punta	Gen3	ERC	(0)(0)/(30) = 0
Zona2	Base	Gen1	SSB	(0)(36)/(41) = 0
Zona2	Base	Gen2	SSB	(35)(36)/(41) = 30.73
Zona2	Base	Gen3	SSB	(6)(36)/(41) = 5.27
Zona2	Base	Gen1	ERC	(0)(5)/(41) = 0
Zona2	Base	Gen2	ERC	(35)(5)/(41) = 4.27
Zona2	Base	Gen3	ERC	(6)(5)/(41) = 0.73
Zona2	Intermedia	Gen1	SSB	(0)(38)/(40) = 0
Zona2	Intermedia	Gen2	SSB	(35)(38)/(40) = 33.25
Zona2	Intermedia	Gen3	SSB	(5)(38)/(40) = 4.75
Zona2	Intermedia	Gen1	ERC	(0)(2)/(40) = 0
Zona2	Intermedia	Gen2	ERC	(35)(2)/(40) = 1.75
Zona2	Intermedia	Gen3	ERC	(5)(2)/(40) = 0.25
Zona2	Punta	Gen1	SSB	(0)(49)/(49) = 0
Zona2	Punta	Gen2	SSB	(35)(49)/(49) = 35
Zona2	Punta	Gen3	SSB	(14)(49)/(49) = 14
Zona2	Punta	Gen1	ERC	(0)(0)/(49) = 0
Zona2	Punta	Gen2	ERC	(35)(0)/(49) = 0
Zona2	Punta	Gen3	ERC	(14)(0)/(49) = 0

Tabla A6.3

Anexo 7: Zonas de Carga Mercado de Corto Plazo

Índice de ZONA de CARGA	Clave de SISTEMA	Clave del Área	Clave de la ZONA de CARGA
1	BCA	BCA	TIJUANA
2	BCA	BCA	MEXICALI
3	BCA	BCA	ENSENADA
4	BCA	BCA	SANLUIS
115	BCS	BCA	CONSTITUCION
116	BCS	BCA	LOS CABOS
117	BCS	BCA	LA PAZ
118	SIN	ORI	ACAPULCO
119	SIN	OCC	AGUASCALIENTES
120	SIN	OCC	APATZINGAN
121	SIN	NOR	CABORCA
122	SIN	NTE	CAMARGO
123	SIN	PEN	CAMPECHE
124	SIN	PEN	CANCUN
125	SIN	PEN	CARMEN
126	SIN	NTE	CASAS GRANDES
127	SIN	OCC	CELAYA
128	SIN	CEN	CENTRO ORIENTE
129	SIN	CEN	CENTRO SUR
130	SIN	PEN	CHETUMAL
131	SIN	NTE	CHIHUAHUA
132	SIN	ORI	CHILPANCINGO
133	SIN	ORI	CHONTALPA
134	SIN	OCC	CIENEGA
135	SIN	ORI	COATZACOALCOS
136	SIN	OCC	COLIMA
137	SIN	ORI	CORDOBA
138	SIN	NTE	CUAUHTEMOC
139	SIN	ORI	CUAUTLA
140	SIN	ORI	CUERNAVACA
141	SIN	NOR	CULIACAN
142	SIN	NTE	DURANGO
143	SIN	OCC	FRESNILLO
144	SIN	OCC	GUADALAJARA
145	SIN	NOR	GUASAVE
146	SIN	NOR	GUAYMAS
147	SIN	NOR	HERMOSILLO
148	SIN	ORI	HUAJUAPAN
149	SIN	NES	HUASTECA
150	SIN	ORI	HUATULCO
151	SIN	NES	HUEJUTLA
152	SIN	ORI	IGUALA
153	SIN	OCC	IRAPUATO
154	SIN	OCC	IXMIQUILPAN
155	SIN	ORI	IZUCAR
156	SIN	OCC	JIQUILPAN
157	SIN	NTE	JUAREZ
158	SIN	NTE	LAGUNA
160	SIN	OCC	LEON
161	SIN	OCC	LOS ALTOS
162	SIN	NOR	LOS MOCHIS
163	SIN	ORI	LOS RIOS
164	SIN	ORI	LOS TUXTLAS
165	SIN	OCC	MANZANILLO

Índice de ZONA de CARGA	Clave de SISTEMA	Clave del Área	Clave de la ZONA de CARGA
166	SIN	NES	MATAMOROS
167	SIN	OCC	MATEHUALA
168	SIN	NOR	MAZATLAN
169	SIN	PEN	MERIDA
170	SIN	OCC	MINAS
171	SIN	NES	MONCLOVA
172	SIN	NES	MONTEMORELOS
173	SIN	NES	MONTERREY
174	SIN	OCC	MORELIA
175	SIN	ORI	MORELOS
176	SIN	PEN	MOTUL TIZIMIN
177	SIN	NOR	NAVOJOA
178	SIN	NOR	NOGALES
179	SIN	NES	NUEVO LAREDO
180	SIN	ORI	OAXACA
181	SIN	NOR	OBREGON
182	SIN	ORI	ORIZABA
183	SIN	NES	PIEDRAS NEGRAS
184	SIN	ORI	POZA RICA
185	SIN	ORI	PUEBLA
186	SIN	OCC	QUERETARO
187	SIN	NES	REYNOSA
188	SIN	PEN	RIVIERA MAYA
189	SIN	NES	SABINAS
190	SIN	NES	SALTILLO
191	SIN	OCC	SALVATIERRA
192	SIN	ORI	SAN CRISTOBAL
193	SIN	OCC	SAN JUAN DEL RIO
194	SIN	OCC	SAN LUIS POTOSI
195	SIN	ORI	SAN MARTIN
196	SIN	NES	TAMPICO
197	SIN	ORI	TAPACHULA
198	SIN	ORI	TECAMACHALCO
199	SIN	ORI	TEHUACAN
200	SIN	ORI	TEHUANTEPEC
201	SIN	OCC	TEPIC VALLARTA
202	SIN	ORI	TEZIUTLAN
203	SIN	PEN	TICUL
204	SIN	ORI	TLAXCALA
205	SIN	ORI	TUXTLA
206	SIN	OCC	URUAPAN
207	SIN	CEN	VDM CENTRO
208	SIN	CEN	VDM NORTE
209	SIN	CEN	VDM SUR
210	SIN	ORI	VERACRUZ
211	SIN	NES	VICTORIA
212	SIN	ORI	VILLAHERMOSA
213	SIN	ORI	XALAPA
214	SIN	OCC	ZACATECAS
215	SIN	OCC	ZAMORA
216	SIN	OCC	ZAPOTLAN
217	SIN	ORI	ZIHUATANEJO
218	SIN	OCC	ZACAPU
220	SIN	CEN	LAZARO CARDENAS

Tabla A7.1

Anexo 8: Formulación del Modelo Matemático para la definición de Zonas de Carga Agrupadas

En el presente anexo, se desarrolla el modelo matemático para la agregación de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo en Zonas de Carga Agrupadas. La formulación se hace en conformidad con lo descrito en el presente Manual.

El objetivo del presente modelo es desarrollar una metodología para agrupar las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo en conjuntos, denominados Zonas de Carga Agrupadas, donde se entregarán los productos de Energía de la Subasta. El procedimiento mediante el cual se resuelve el problema es la maximización de la correlación de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto que existe entre cada una de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo. Las Zonas de Carga Agrupadas se conformarán por Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo cuyos Precios Marginales Locales se encuentran altamente correlacionados. De esta manera, las Zonas de Carga Agrupadas son conjuntos de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo que muestran, entre ellas, un alto grado de similitud.

El problema está dividido en dos etapas: en la primera se identifica la pertenencia de cada una de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo a una Zona de Carga Agrupada, en el Sistema Interconectado Nacional, y en la segunda parte se determina la ponderación que cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo tendrá dentro de la Zona de Carga Agrupada en el Sistema Eléctrico Nacional, es decir, en los tres Sistemas Interconectados (Nacional, Baja California y Baja California Sur).

Para los Sistemas Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur no es necesario la optimización ya que cada uno de estos Sistema Interconectados se define únicamente como una Zona de Carga Agrupada .

A.8.1 Convención de símbolos

Las variables del modelo matemático son variables binarias que asignarán a las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo a las Zonas de Carga Agrupadas. Las variables y la correlación entre Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo se escriben en minúsculas.

Los subíndices se escriben en minúsculas y los conjuntos en mayúsculas.

Conjuntos

- A* Conjunto de horas anuales para cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo.
- L* Conjunto de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo donde $L = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_{108}\}$. Para efectos del proceso de la optimización, se decidió aislar las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, Sistema de Baja California y Baja California Sur. Por esta razón entiéndase que al mencionar todas las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo se hará mención de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional $zm_l \in L$, en la primera etapa del cálculo, se dará por entendido que:

$$L = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_{101}\}.$$

Este concepto se amplía para el cálculo de la segunda etapa, donde se considerará:

$$L = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_{108}\}$$

- IL* Conjunto de índices de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional $zm_l \in L, \forall l \in IL$, en la primera etapa del cálculo, donde:

$$IL = \{1, 2, 3, \dots, 101\}.$$

Este concepto se amplía para el cálculo de la segunda etapa, donde se considerará:

$$IL = \{1, 2, 3, \dots, 108\}$$

- V* Conjunto de las Zonas de Carga Agrupadas ZA_v , donde:

$$V = \{ZA_1, ZA_2, \dots, ZA_v\}.$$

ZA_v Zona de Carga Agrupada v (ZA_v), que contiene Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo l (zm_l), donde

$$ZA_v = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_l\},$$

La agrupación de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo en Zonas de Carga Agrupadas debe de cumplir con las siguientes propiedades:

1. $ZA_v \neq \emptyset, \forall v$ es decir, cada Zona de Carga Agrupada v ZA_v , contiene al menos una Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l .
2. $ZA_v \cap ZA_j = \emptyset, \forall v \neq j$, es decir, una Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo no puede estar en dos Zonas de Carga Agrupadas.
3. $ZA_1 \cup ZA_2 \cup \dots \cup ZA_v = L$ es decir, cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo está contenida en una Zona de Carga Agrupada, en el Sistema Interconectado Nacional $zm_l \in ZA_v \subset L, l \in IL$.

Índices

l	Índice para el número de Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo, tal que $zm_l \in ZA_v \subset L, l \in IL$.
w	Índice para el número de Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo, tal que $zm_w \in ZA_v \subset L, w \in IL$.
v	Índice para la Zona de Carga Agrupadas tal que $ZA_v \in V$, definida en el Sistema Interconectado Nacional. $v = 1, 2, 3, \dots, k$
a	Índice para las horas del año, tal que $a \in A$.

Variables

pz_v^l	Variable binaria 0 ó 1. Igual a 1 si la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo l (zm_l), se contiene en la Zona de Carga Agrupada v (ZA_v), ó 0 en caso contrario para el caso del Sistema Interconectado Nacional. No se consideran el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur.
----------	---

Datos de entrada (constantes)

P_a^l	Precio Marginal Local en el Mercado del Día en Adelanto registrado en la hora $a \in A$, para cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l \in V, l \in IL$ del Sistema Interconectado Nacional.
k	Número de Zonas de Carga Agrupadas v (ZA_v), propuestas.
dem^l	Demanda (carga MW) promedio de acuerdo al <i>plazo</i> en la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l \in L$.
pa_v^l	Valor entre 0 y 1 correspondiente a la ponderación de la zona $zm_l \in L$ de acuerdo a su demanda en su Zona de Carga Agrupada ZA_v . Este valor sólo está considerado para el cálculo con las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional. No se consideran el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur. Se estima como

$$pa_v^l = \frac{pz_v^l \cdot dem^l}{\sum_t pz_v^t \cdot dem^t} \quad l, t \in IL, v = 1, 2, 3, \dots, k$$

<i>plazo</i>	Ventana de tiempo de análisis de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto que comprende del 11 de febrero de 2016 al 16 de febrero de 2017.
--------------	---

$\sigma_{w,l}$ Covarianza de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto entre las zonas $zm_l \in L$ y $zm_w \in L$, que se obtiene a partir de los precios P_a^l y P_a^w , (de acuerdo al *plazo*), para cada hora y de cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional. Cuando $l = w$, este término representa la varianza de los Precios Marginales Locales en el Mercado de Día en Adelanto de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l \in L$. Cabe señalar que el término σ_l^2 es equivalente, aunque no se utiliza en el presente anexo.

$$\sigma_{w,l} = \frac{1}{n} \sum_a (P_a^w - \overline{zm_w}) (P_a^l - \overline{zm_l}) \quad \forall a \in A$$

$corr_v^l$ Correlación de los Precios Marginales Locales (de acuerdo al *plazo*) de cada una de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l contenidas en la Zona de Carga Agrupada v (ZA_v). El producto $\sigma_{t,l} \cdot pa_v^t$ es la ponderación de la covarianza de dos Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_t y zm_l respecto al valor ponderado de zm_t . La correlación se estima de la siguiente manera:

$$corr_v^l = \sum_t \frac{\sigma_{t,l} \cdot pa_v^t}{\sigma_v \cdot \sigma_l} \quad l, t \in IL, v = 1, 2, 3, \dots, k;$$

$\overline{zm_w}$ Promedio de acuerdo al *plazo* de los Precios Marginales Locales de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_w \in ZA_v$.

n Número total de horas tal que $|A| = n$

σ_v Desviación estándar de la Zona de Carga Agrupada v (ZA_v), calculada a partir de la covarianza $\sigma_{w,l}$ con sus ponderaciones de cada zona de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto entre la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo en la Zona de Carga Agrupada $zm_l \in ZA_v$, que se obtiene a partir de la matriz de precios P_a^l , de acuerdo al *plazo*.

$$\sigma_v = \sqrt{\sum_l \sum_w pa_v^l \cdot pa_v^w \cdot \sigma_{w,l}} \quad \forall l, w \in IL, v = 1, 2, 3, \dots, k$$

σ_l Desviación estándar de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto entre la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Nacional $zm_l \in ZA_v$, que se obtiene a partir de la matriz de precios P_a^l , para cada hora y de cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo al *plazo*.

A.8.2 Convención de Zonas de Carga

Existen tres Sistemas Eléctricos Interconectados que conforman el Sistema Eléctrico Nacional: Sistema Interconectado Nacional (SIN), Sistema Interconectado Baja California (BCA), y Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS), los cuales conforman 108 Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo.

El Sistema Interconectado Nacional cuenta con 101 Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo, las cuales se busca agrupar con la metodología descrita a continuación. Para el análisis se utilizaron los Precios Marginales Locales (PML) en el Mercado del Día en Adelanto, calculados por el CENACE, usando la serie de tiempo de 11/02/16 hasta 16/02/17.

A.8.3 Restricciones

1. Una Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , pertenece sólo a una Zona de Carga Agrupada ZA_v , es decir,

$$\sum_v pz_v^l = 1, \quad v = 1, 2, 3, \dots, k$$

2. Cada Zona de Carga Agrupada ZA_v , al menos debe estar compuesta por una Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , es decir

$$\sum_l pz_v^l \geq 1, \quad \forall l \in IL$$

3. Cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo pertenece a alguna Zona de Carga Agrupada.

A.8.4 Asignación de una Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo a una Zona de Carga Agrupada.

El modelo matemático es un problema de programación no lineal donde la solución representa las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , en la Zona de Carga Agrupada ZA_v .

El objetivo es maximizar la correlación de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto que existe entre cada una de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , para identificar similitudes y asignarlas a determinadas Zonas de Carga Agrupadas ZA_v , teniendo en cuenta la ponderación por demanda (carga en MW) que tiene cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l .

La Función Objetivo del problema se define de la siguiente manera:

$$\max_{pz_v^l} \sum_l \sum_v dem^l \cdot pz_v^l \cdot corr_v^l, \quad \forall v = 1, 2, 3, \dots, k; \quad \forall l \in IL.$$

El procedimiento de optimización del primer problema (identificación de cuáles Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , se contienen en cada Zona de Carga Agrupada) se lleva a cabo de la siguiente manera:

- i. Se maximiza la función objetivo considerando las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , del Sistema de interés, definiendo *a priori* el número de Zonas de Carga Agrupadas ZA_v deseadas.
- ii. Una vez resuelta la maximización, se lleva a cabo un análisis para identificar las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , que no guardan una contigüidad geográfica con las otras Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , asignadas a la misma Zona de Carga Agrupada ZA_v . El objetivo principal de este paso es identificar Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , que hagan que una Zona de Carga Agrupada ZA_v , sea discontinua.
- iii. Para atender la problemática identificada en el numeral anterior, se hace una corrección manual de las condiciones iniciales del problema, pre-asignando las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l identificadas en el paso anterior, a la Zona de Carga Agrupada ZA_v , de tal forma que la asignación evite la discontinuidad de la Zona de Carga Agrupada. Se optimiza nuevamente usando las nuevas condiciones iniciales para validar que el problema tiene solución y que la pre-asignación de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l a la Zona de Carga Agrupada ZA_v , no cause alguna otra discontinuidad.

A.8.4 Resultados del ejercicio para el Sistema Interconectado Nacional

- i. Se consideraron las 101 Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional $zm_l \in L$, y se llevaron a cabo 4 optimizaciones independientes para definir el Sistema Interconectado Nacional con 3, 4, 5, y 6 Zonas de Carga Agrupadas ($k = 3, 4, 5, 6$).
- ii. Se encontró que para $k = 3, 5, 6$ Zonas de Carga Agrupadas, la optimización daba como resultado que ciertas Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l se encontraban aisladas con respecto a su Zona de Carga Agrupada, haciendo que la Zona de Carga Agrupada fuera discontinua. Para el caso de $k = 4$ Zonas de Carga Agrupadas, se presentó el menor número de discontinuidades (inspeccionado la contigüidad de las Zonas) y también fue el caso con el mayor valor de la Función Objetivo.
- iii. Para el caso de $k = 4$ Zonas de Carga Agrupadas, se procedió a hacer la corrección manual de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo que se generaban discontinuidades, y se realizó nuevamente la optimización pre-asignando estos nodos en sus Zonas de Carga Agrupadas respectivas como parte de las condiciones iniciales del problema. Se validó que dicha corrección no modificaba el resultado de forma negativa.

Para el caso de 4 Zonas de Carga Agrupadas, la Función Objetivo obtuvo un valor de 29,622.23 MW y la distribución de las Zonas de Carga se encuentran representadas en el Mapa 1.



Mapa 1. El Sistema Interconectado Nacional con $k = 4$ Zonas de Carga Agrupadas.

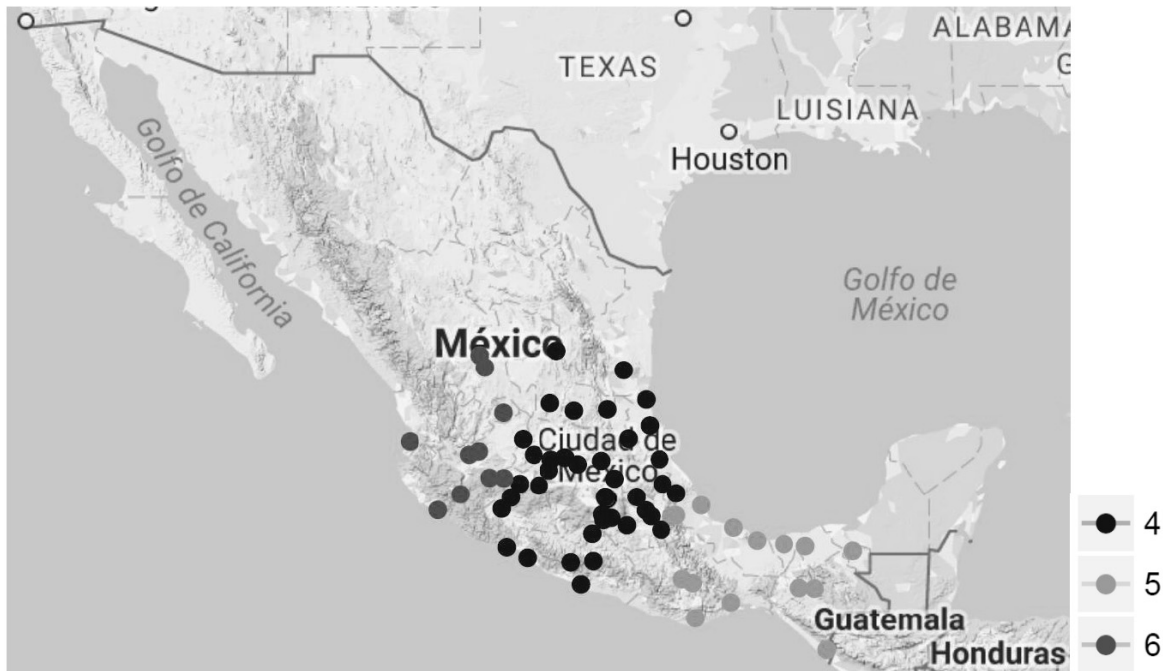
A.8.5 Desagregación de la Zona Centro para el caso de $k = 4$

Como muestra el Mapa 1, la Zona Centro (serie #4) muestra un alto nivel de concentración de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo. Con el fin de desagregar dicha Zona, se repitió el proceso descrito en la sección anterior (A.8.4), pero la optimización se llevó a cabo utilizando únicamente las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo que fueron asignadas a la Zona -4 en el ejercicio inicial. De esta forma, se buscó encontrar una solución con más resolución para esta Zona de Carga Agrupada ZA_v .

A continuación, se detalla los pasos para la solución óptima de la zona centro.

- i. Se consideraron las 66 Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo de la zona centro $zm_l \in ZA_v$ y se llevaron tres optimizaciones independientes que definen la zona Centro en 3, 4, y 5 Zonas de Carga Agrupadas ($k = 3, 4, 5$).
- ii. Se encontró que para $k = 4, 5$ Zonas de Carga Agrupadas, la optimización resultaba en ciertas Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l , aisladas con respecto a su Zona de Carga Agrupada ZA_v . Para $k = 3$, la solución presentó el menor número de discontinuidades, por lo que se decidió desagregar la zona centro en 3 Zonas de Carga Agrupadas independientes.
- iii. Para el caso de $k = 3$, se hizo la corrección manual para las 2 Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo que ocasionaban discontinuidades y se realizó nuevamente la optimización con estas nuevas condiciones iniciales para verificar que dichas condiciones no modificaran el problema o generaran otras discontinuidades.

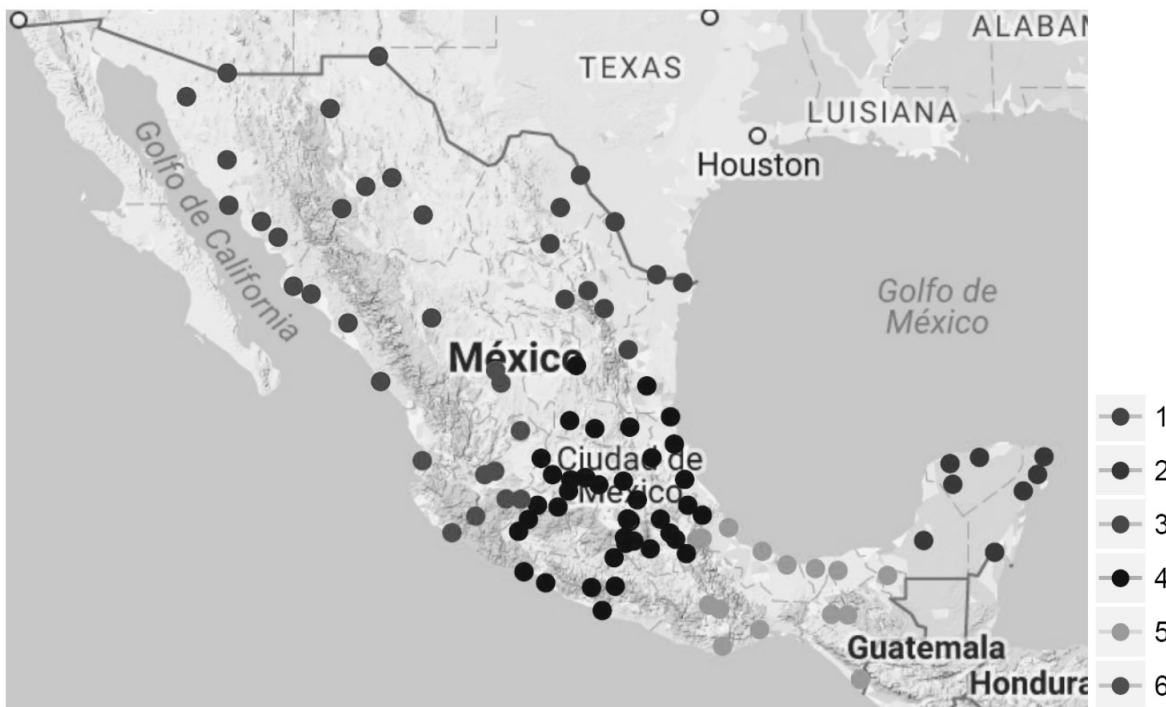
El resultado de la desagregación de la zona centro se muestra en el Mapa 2.



Mapa 2. Zona centro con $k = 3$ Zonas de Carga Agrupadas.

A.8.6 Resultado final para el Sistema Interconectado Nacional

Uniendo los resultados presentados en las secciones A.8.4 y A.8.5, la agregación óptima del Sistema Interconectado Nacional resulta en $k = 6$ Zonas de Carga Agrupadas. Dicho resultado se muestra en el Mapa 3.



Mapa 3. El Sistema Interconectado Nacional con $v = 6$ Zonas de Carga Agrupadas.

A.8.7 Ponderación de los elementos de las Zonas de Carga Agrupadas (Segundo problema)

Como se describió con anterioridad, la agrupación de Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo en Zonas de Carga Agrupadas ZA_v , se divide en dos etapas: en el primero, se forman los conjuntos de las Zonas de Carga Agrupadas ZA_v , a partir de la maximización de la correlación de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto que existe entre cada una de las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l que conforman cada Zona de Carga Agrupada ZA_v . Una vez que se tiene dicha segregación, se puede proceder a encontrar la ponderación que cada uno de los elementos zm_l tiene en su conjunto (ZA_v) que lo contiene.

Para este caso, se consideran los tres Sistemas Interconectados, que por definición conforman un conjunto de $k = 8$ Zonas de Carga Agrupadas: el Sistema Eléctrico Nacional (seis Zonas de Carga Agrupadas, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur).

Los resultados de dicha ponderación se presentan en el Mapa 4 y en las tablas A8.1 a A8.8.



Mapa 4: El Sistema Eléctrico Nacional con $k = 8$ Zonas de Carga Agrupadas

En las Tablas A8.1 a A8.8 se muestra para cada Zona de Carga Agrupada ZA_v , se determinan las Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo zm_l que las conforman, se presenta el factor de ponderación de la demanda (%) que representa en cada una de estas agrupaciones, y se muestra el promedio de la demanda de cada Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo de acuerdo al *plazo*. La ponderación se calcula de la siguiente manera:

$$\%ponderación\ de\ zm_l^l = pa_v^l \cdot 100 \quad \forall zm_l \in ZA_v$$

Por último, el Mapa 5 muestra el Sistema Eléctrico Nacional con las 8 Zonas de Carga Agrupadas y sus respectivos nombres que serán utilizados para identificarlas.

Zona Fundidora		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
MATAMOROS	5.80%	291.74
MONCLOVA	5.05%	253.98
MONTEMORELOS	1.76%	88.81
MONTERREY	55.59%	2797.29
NUEVO LAREDO	4.23%	213.00

Zona Fundidora		
PIEDRAS NEGRAS	3.95%	198.60
REYNOSA	8.56%	430.76
SABINAS	1.37%	68.84
SALTILLO	10.88%	547.72
VICTORIA	2.81%	141.53
TOTAL	100.00%	5,032.26

Tabla A8.1

Zona Bacalar		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
CAMPECHE	9.24%	123.37
CANCUN	25.98%	346.85
CARMEN	5.52%	73.69
CHETUMAL	4.56%	60.94
MERIDA	30.35%	405.30
MOTUL TIZIMIN	5.08%	67.85
RIVIERA MAYA	16.23%	216.70
TICUL	3.03%	40.49
TOTAL	100.00%	1,335.19

Tabla A8.2

Zona del Cobre		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
CABORCA	2.55%	133.01
CAMARGO	6.03%	314.59
CASAS GRANDES	4.15%	216.61
CHIHUAHUA	7.63%	398.22
CUAUHTEMOC	3.88%	202.34
CULIACAN	7.87%	410.92
DURANGO	4.17%	217.54
GUASAVE	2.19%	114.36
GUAYMAS	1.86%	96.99
HERMOSILLO	9.99%	521.25
JUAREZ	10.92%	570.13
LAGUNA	14.95%	780.55
LOS MOCHIS	3.71%	193.41
MAZATLAN	4.38%	228.78
NAVOJOA	2.36%	123.41
NOGALES	9.56%	499.08
OBREGON	3.81%	199.02
TOTAL	100.00%	5,220.19

Tabla A8.3

Zona Tepozteco		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
ACAPULCO	1.83%	232.99
APATZINGAN	0.78%	99.24
CELAYA	4.25%	541.84
CENTRO ORIENTE	4.65%	592.79
CENTRO SUR	2.91%	370.90
CHILPANCINGO	0.65%	82.59
CUAUTLA	0.78%	99.21
CUERNAVACA	0.43%	54.85
HUASTECA	1.51%	192.05
HUEJUTLA	0.38%	47.99
IGUALA	0.40%	51.08
IRAPUATO	3.87%	493.25
IXMIQUILPAN	0.29%	36.97
IZUCAR	0.38%	48.53
LAZARO CARDENAS	1.54%	196.62
LEON	3.36%	428.59
LOS ALTOS	1.03%	131.96
MATEHUALA	0.64%	81.55
MINAS	0.56%	71.06
MORELIA	1.54%	196.67
MORELOS	1.59%	202.50
POZA RICA	1.22%	155.33
PUEBLA	4.30%	548.53
QUERETARO	5.88%	749.42
SALVATIERRA	0.86%	109.24
SAN JUAN DEL RIO	1.71%	218.68
SAN LUIS POTOSI	4.91%	625.64
SAN MARTIN	1.21%	154.46
TAMPICO	2.91%	371.72
TECAMACHALCO	1.05%	134.39
TEHUACAN	0.55%	69.91
TEZIUTLAN	0.87%	110.99
TLAXCALA	2.21%	281.58
URUAPAN	0.42%	53.31
VDM CENTRO	8.88%	1132.53

VDM NORTE	13.91%	1773.78
VDM SUR	13.40%	1708.61
XALAPA	0.85%	108.59
ZACAPU	0.27%	33.94
ZAPOTLAN	0.76%	97.07
ZIHUATANEJO	0.48%	61.82
TOTAL	100.00%	12,752.76

Tabla A8.4

Zona Montebello		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
CHONTALPA	7.76%	209.80
COATZACOALCOS	15.43%	417.44
CORDOBA	2.69%	72.78
HUAJUAPAN	1.49%	40.18
HUATULCO	1.91%	51.72
LOS RIOS	3.81%	103.02
LOS TUXTLAS	1.06%	28.75
OAXACA	4.06%	109.73
ORIZABA	6.71%	181.39
SAN CRISTOBAL	3.44%	93.05
TAPACHULA	5.58%	150.84
TEHUANTEPEC	3.79%	102.43
TUXTLA	7.70%	208.21
VERACRUZ	22.65%	612.62
VILLAHERMOSA	11.93%	322.76
TOTAL	100.00%	2,704.74

Tabla A8.5

Zona Chapala		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
AGUASCALIENTES	15.36%	460.43
CIENEGA	11.25%	337.27
COLIMA	4.86%	145.62
FRESNILLO	5.49%	164.60
GUADALAJARA	32.97%	988.52
JIQUILPAN	0.93%	27.76

MANZANILLO	5.22%	156.46
TEPIC VALLARTA	10.47%	313.80
ZACATECAS	9.33%	279.61
ZAMORA	4.13%	123.78
TOTAL	100.00%	2,997.85

Tabla A8.6

Zona Ulloa		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
CONSTITUCION	13.91%	37.94
LA PAZ	36.78%	100.30
LOS CABOS	49.30%	134.44
TOTAL	100.00%	272.68

Tabla A8.7

Zona Bufadora		
Zona	Porcentaje	Demanda (MW)
ENSENADA	10.13%	148.98
MEXICALI	40.18%	591.02
SANLUIS	10.01%	147.28
TIJUANA	39.68%	583.77
TOTAL	100.00%	1,471.05

Tabla A8.8



Mapa 5: El Sistema Eléctrico Nacional con $k = 8$ Zonas de Carga Agrupadas y sus nombres