



RESOLUCIÓN POR LA QUE EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA EMITE EL MANUAL DE PRÁCTICAS DE MERCADO DEL PROTOCOLO CORRECTIVO.

ANTECEDENTES

- A. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3, párrafo primero, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante la "LIE"), las Reglas del Mercado (en adelante las "RM") son en su conjunto: las Bases del Mercado Eléctrico (en adelante las "BM") y las Disposiciones Operativas del Mercado (en adelante las "DOM").
- B. El 8 de enero de 2018, la Secretaría de Energía (en adelante la "SENER") publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante el "DOF") el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado (en adelante el "MDRM"), cuyo propósito es establecer las reglas, directrices y procedimientos a seguir para evaluar, revisar y, en su caso, modificar las RM, así como emitir las adiciones, sustituciones y derogaciones que resulten procedentes.
- C. El 17 de febrero de 2016, la Comisión Reguladora de Energía (en adelante la "CRE") publicó en el DOF, el Acuerdo Núm. A/073/2015, denominado "*Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica.*" (en adelante el "Acuerdo").
- D. Atendiendo a lo dispuesto por el Anexo 1, denominado "*Protocolo Correctivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia*", numeral 1, del Acuerdo, el 14 de marzo de 2019, mediante oficio N°. CENACE/DOPS/058/2019, el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante el "CENACE") notificó a la CRE la activación del Protocolo correctivo, derivado de las condiciones de reserva operativa que se previó tener en el Sistema Eléctrico Baja California (en adelante el "Sistema"), entre el periodo de mayo a octubre de 2019. Así mismo, el 22 de marzo de 2019, notificó a los Integrantes de la Industria Eléctrica la aplicación del Protocolo Correctivo para gestionar la contratación de potencia.
- E. Ante el riesgo en el Sistema y atendiendo al procedimiento previsto en el Capítulo 4, denominado "*Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado*", apartado 4.6, denominado "*Modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado de en caso de riesgo para el SEN*", numeral 4.6.1, del MDRM, mediante oficios N°. CENACE/DOPS/087/2019 y CENACE/DOPS/088/2019, de fecha 12 de abril de 2019, la Dirección de Operación y Planeación del Sistema del CENACE, solicitó a la SENER y a la CRE, la emisión de No objeción y Autorización, respectivamente, para emitir el Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo, por actualizarse el supuesto de riesgo en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante el "SEN").
- F. El 17 de abril de 2019, se publicó en el Área Pública del Sistema de Información del Mercado (en adelante el "SIM"), el Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo, el cual desarrolla con mayor detalle lo establecido en la Base 6, denominada "*Confiablez del Sistema Eléctrico Nacional*", apartado 6.3, denominado "*Estados*".

AM



operativos del Mercado Eléctrico Mayorista”, numeral 6.3.2, párrafo primero, inciso (c), relativo al “Estado Operativo de Emergencia”, de las BM, que establece que, cuando el SEN se encuentre en un Estado Operativo de Emergencia, el CENACE tendrá como prioridad restablecer el Sistema Eléctrico al Estado Operativo Normal, para poder restablecer la operación normal del Mercado Eléctrico Mayorista y describe las actividades que deberá realizar para la aplicación del Protocolo Correctivo.

- G. Con fundamento en lo dispuesto por el artículo DÉCIMO TERCERO, párrafo primero, fracción X, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante el “Decreto”), el Consejo de Administración del CENACE en su Vigésima Octava Sesión Ordinaria celebrada el 26 de junio de 2019, mediante acuerdo **CA-027/2019-28**, autorizó la expedición del “*Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo*”.

CONSIDERANDO

PRIMERO. – Que de conformidad con el ARTÍCULO SEGUNDO, párrafo primero del Decreto, el CENACE tiene por objeto “*ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, y proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista*”.

SEGUNDO. – Que el artículo 95, párrafos segundo y tercero, de la LIE, facultan al CENACE para emitir las DOM sin que estas se sujeten al Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, produciendo sus efectos jurídicos en el momento de su notificación a los Participantes del Mercado, la cual podrá realizarse conforme al Título Segundo del Código de Comercio o por la publicación electrónica efectuada por el CENACE.

TERCERO. - De igual forma, el artículo 95, párrafo cuarto de la LIE, señala que cuando sea necesario para preservar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del SEN, la CRE y el CENACE, podrán emitir RM de manera inmediata.

CUARTO. – Que el artículo 108, párrafo primero, fracción II, de la LIE, señala que el CENACE está facultado para determinar los actos necesarios para mantener la Seguridad de Despacho, Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN y que deben realizar los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, sujeto a la regulación y supervisión de la CRE, en dichas materias.

QUINTO. – Que el numeral 1.5.8, párrafo primero, inciso (b), subinciso (ii), de las Bases, establece que el CENACE emitirá los Manuales de Prácticas del Mercado.

SEXTO. – Que la Base 1, denominada “*Introducción y disposiciones generales*”, apartado 1.5, denominado “*Estructura y desarrollo de las Reglas del Mercado*”, numeral 1.5.11 de las BM, dispone que cuando sea necesario preservar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad,



Continuidad, seguridad o sustentabilidad del SEN, la CRE y el CENACE podrán emitir RM de manera inmediata, en los términos descritos en el MDRM.

SÉPTIMO. – Que el Capítulo denominado “*Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado*”, apartado 4.6, denominado “*Modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado de en caso de riesgo para el SEN*”, numeral 4.6.1, párrafo primero, inciso (c) del MDRM, dispone que las modificaciones a las DOM, en caso de riesgo para el SEN, se sujetarán para su emisión a lo previsto en el numeral 4.5, del MDRM.

OCTAVO. - Que el Capítulo 4, denominado “*Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado*”, apartado 4.5, denominado “*Emisión y publicación de Modificaciones a las Disposiciones Operativas del Mercado*”, numeral 4.5.3, del MDRM, señala el contenido de las Resoluciones del CENACE a través de las cuales se emitan DOM a nivel de Manuales de Prácticas del Mercado.

Por lo expuesto, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafo cuarto y quinto, 49 y 90, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1o., párrafos primero y tercero, 3o., párrafo primero, fracción I, y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o., 2o., 6o., párrafo primero, 11, 12, 14, párrafo primero, fracción I, 15, 17, 21 y 59, párrafo primero, fracciones I, V, VI y XIV, de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 1o., 2o., párrafo primero, fracción III y IV, y 3, del Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; Apartado A, fracción I, numeral 18, de la Relación de Entidades Paraestatales de la Administración Pública Federal publicado en el DOF el 15 de agosto de 2018; 4, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 4, párrafo primero, 107, 108, párrafo primero, fracciones I y II, 109 y 110, párrafos primero y segundo, de la Ley de la Industria Eléctrica; PRIMERO, párrafo primero, SEXTO, VIGÉSIMO, VIGÉSIMO PRIMERO, párrafo primero, fracciones I, V, y VIGÉSIMO CUARTO, del Decreto de Creación; 1, párrafo primero, 3, párrafo primero, apartado A, fracción II y 9, del Estatuto Orgánico del CENACE, publicado en el DOF el 20 de abril de 2018; y CAPÍTULO 4, denominado “*Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado*”, apartado 4.6, denominado “*Modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado en caso de riesgo para el SEN*”, numeral 4.6.1, del MDRM, se

RESUELVE

ÚNICO. – Ejecutar el Acuerdo **CA-027/2019-28** del Consejo de Administración del CENACE, de fecha 26 de junio de 2019, mediante el cual autorizó la expedición del “*Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo*”, con efectos jurídicos a partir del 17 de abril de 2019, fecha en la cual fue publicado en el SIM.

Se suscribe por el **Ing. Alfonso Morcos Flores, Director General del Centro Nacional de Control de Energía** en la Ciudad de México, a 27 de junio de 2019.

Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo

CAPÍTULO 1. Introducción	2
1.1. Propósito de los Manuales de Prácticas de Mercado.....	2
1.2. Propósito y contenido de este Manual	2
1.3. Alcance del presente Manual.....	2
1.4. Términos Definidos.....	3
1.5. Reglas de interpretación	5
CAPÍTULO 2. Contratación por Protocolo Correctivo	7
2.1. Consideraciones generales	7
2.2. Proceso de Contratación.	8
CAPÍTULO 3. Consideraciones y Excepciones a las Reglas del Mercado	10
3.1. Consideraciones Generales.....	10
3.2. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	10
3.3. Garantías de Cumplimiento	12
3.4. Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.....	12
3.5. Modelado de Activos	13
3.6. Operaciones en el Mercado de Corto Plazo.....	14
3.7. Mercado para el Balance de Potencia	14
3.8. Certificados de Energías Limpias del Mercado	15
3.9. Derechos Financieros de Transmisión.....	15
3.10. Mediciones para Liquidaciones	15
3.11. Liquidaciones Facturación y Pagos	16
3.12. Estados de Cuenta, Facturación, Cobros y Pagos	16
CAPÍTULO 4. Liquidaciones de Energía por Protocolo Correctivo	18
4.1. Liquidación a Vendedores	18
CAPÍTULO 5. Solución de Controversias	32
CAPÍTULO 6. Disposiciones Transitorias	32
Anexo 2 Requisitos simplificados para los Participantes de Mercado Temporales	34
Anexo 3 Requisitos simplificados de Registro y acreditación para los Participantes de Mercado Temporales	36



CAPÍTULO 1. Introducción.

1.1. Propósito de los Manuales de Prácticas de Mercado

1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al MEM se integran por las BME y las DOM.

1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las DOM, las cuales tienen como objetivo desarrollar con mayor detalle los elementos de las BME, y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del MEM.

1.2. Propósito y contenido de este Manual

1.2.1 El presente Manual, describe de manera enunciativa más no limitativa, las actividades que podrá realizar el CENACE para la aplicación del Protocolo Correctivo, incluyendo entre otros, los procesos de contratación por Protocolo Correctivo, registro y acreditación, liquidación, facturación y cobros, así como el mecanismo que considerará el CENACE para trasladar en las liquidaciones que realice, los costos que resulten de los Productos contratados.

1.2.2 El contenido de este Manual desarrolla con mayor detalle lo establecido en la Base 6, apartado 6.3, numeral 6.3.2, inciso (c) de las BME, la cual establece que, cuando el SEN se encuentre en un EOE, el CENACE tendrá como prioridad restablecerlo a su condición normal.

1.3. Alcance del presente Manual

1.3.1 El presente Manual es obligatorio para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica, así como a los Interesados y Vendedores, según se define en el presente Manual, describiendo de manera enunciativa mas no limitativa, los procesos de contratación por Protocolo Correctivo, registro y acreditación, liquidación, facturación y cobros, así como el mecanismo que considerará el CENACE para trasladar en las liquidaciones que realice, los costos que resulten de los productos contratados, excepciones respecto de las condiciones y temporalidad en el incumplimiento de las DOM, que resulten aplicables a los Vendedores.

1.3.2 La duración de los contratos que se suscriban con los Vendedores y que resulten del Protocolo Correctivo, será la necesaria para garantizar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.



1.4. Términos Definidos

1.4.1 Para efectos del presente Manual y de los Anexos que formen parte integral del mismo, además de las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, el artículo 2 de su Reglamento, las BME, y las DOM, se entenderá por:

1.4.1.1 **Activos Físicos:** Instalaciones y equipo que formen parte de una central eléctrica o de un centro de carga.

1.4.1.2 **BME:** Bases del Mercado Eléctrico.

1.4.1.3 **Comisión o CRE:** a la Comisión Reguladora de Energía.

1.4.1.4 **Contrato de Participante del Mercado:** De acuerdo con el MRyAPM. Para el caso específico del Presente Manual, la vigencia del Contrato de PM será la vigencia del Contrato del Protocolo Correctivo.

1.4.1.5 **Contrato del Protocolo Correctivo:** Instrumento jurídico mediante el cual se documenta la relación comercial de carácter Mercantil, entre el CENACE y el Vendedor, sujeto al presente Manual y al Protocolo Correctivo.

1.4.1.6 **Cotización o Cotización de Venta:** Manifestación Unilateral de Voluntad, mediante el cual un Interesado ofrece al CENACE la venta de los bienes o servicios que el CENACE requiera contratar, de conformidad con el Protocolo Correctivo, y al cual le resulta aplicable el Libro Cuarto, Primera Parte, Título Primero, Capítulo II, denominado "De la Declaración Unilateral de la Voluntad" del Código Civil Federal.

1.4.1.7 **Déficit de Cobertura de Potencia:** Diferencia entre la cantidad de Potencia necesaria para que una ERC cumpla con su Requisito de Cobertura de Potencia, de conformidad con la RES/008/2016, o la vigente, y la cantidad de Potencia que demuestra cubrir por medio de sus Contratos de Cobertura Eléctrica. Si la cantidad de Potencia cubierta en los Contratos de Cobertura Eléctrica de los que es titular es mayor o igual al Requisito de Cobertura de Potencia de la ERC, se considerará que el Déficit de Cobertura de Potencia de esa ERC es cero.

1.4.1.8 **DOM:** Disposiciones Operativas del Mercado.

1.4.1.9 **EOE:** Estado Operativo de Emergencia.

1.4.1.10 **Energía Contratada:** Energía que la UCE Contratada en el Protocolo Correctivo se compromete a entregar al MEM, la cantidad dependerá de lo acordado con el

CENACE en el Contrato del Protocolo Correctivo que haya suscrito como resultado del Protocolo Correctivo.

- 1.4.1.11 **Entidad Responsable de Carga o ERC:** Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación.
- 1.4.1.12 **Garantía del Protocolo Correctivo:** Instrumento jurídico mediante el cual el Vendedor garantiza algunas de las obligaciones que asume en términos del Contrato del Protocolo Correctivo.
- 1.4.1.13 **Integrantes de la Industria Eléctrica:** El CENACE, los Transportistas, Distribuidores, Generadores, Comercializador, Suministradores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como los Importadores y Exportadores.
- 1.4.1.14 **Interconexión:** Enlace de una Central Eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución de manera temporal o definitiva, incluyendo, si los hubiera, los requerimientos de infraestructura definidos por el CENACE para la entrega de los productos. El término también se refiere a los procesos relativos al Incremento de Capacidad Instalada o Cambio del Punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente.
- 1.4.1.15 **Interesado:** Personas que cotizan sus servicios al CENACE, para efectos de vender energía y productos al amparo del presente Manual, con motivo de la activación del Protocolo de Emergencia.
- 1.4.1.16 **LIE:** Ley de la Industria Eléctrica.
- 1.4.1.17 **Manual:** El presente Manual.
- 1.4.1.18 **MECFyP:** Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos
- 1.4.1.19 **MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.4.1.20 **MGC:** Manual de Garantías de Cumplimiento.
- 1.4.1.21 **MRyAPM:** Manual de Registro y Acreditación de PM.

- 1.4.1.22 **Participante del Mercado o PM:** Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.
- 1.4.1.23 **Precio Marginal Local:** Precio marginal de energía eléctrica en un Nodo-P en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Día en Adelanto y Tiempo Real.
- 1.4.1.24 **Productos:** De los productos listados en el numeral 10 del Anexo 1 del Acuerdo N° A/073/2015, en el presente Manual se considerará la energía, la cual será cotizada por los Interesados.
- 1.4.1.25 **Protocolo Correctivo:** Anexo 1 del Acuerdo N° A/073/2015, por el que la CRE expide el Protocolo Preventivo y Correctivo, para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia, conforme disponen los artículos 22, fracción XXII y 135 párrafo cuarto de la LIE, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de febrero de 2016.
- 1.4.1.26 **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.4.1.27 **SIM:** Sistema de Información de Mercado.
- 1.4.1.28 **Sistema Interconectado:** El Sistema Interconectado de Baja California, el Sistema Interconectado Baja California Sur, el Sistema Interconectado Mulegé y el Sistema Interconectado Nacional.
- 1.4.1.29 **UCE:** Unidad de Central Eléctrica que es ofrecida en la Cotización por el Vendedor, para cumplir con el Contrato de Protocolo Correctivo.
- 1.4.1.30 **UCEM:** Unidad de Central Eléctrica móvil.
- 1.4.1.31 **Vendedor:** Personas que suscriben un contrato con el CENACE, para efectos de vender energía al amparo del presente Manual, con motivo de la activación del Protocolo Correctivo, y que eventualmente adquieren el carácter de PM de forma temporal.

1.5. Reglas de interpretación

- 1.5.1 Los términos definidos del presente Manual podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.

- 1.5.2 Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días hábiles y cuando se haga referencia al año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.5.3 Los plazos de atención establecidos para este Manual corresponden al plazo máximo de atención. En los casos no previstos se aplicará lo establecido por la legislación común.
- 1.5.4 La CRE estará facultada en el ámbito de su competencia, para emitir resoluciones vinculantes, en los casos no contemplados en el presente Manual, sujetándose a los principios establecidos en el artículo 12, párrafo primero, fracciones XXII y XXXIII, de la LIE.
- 1.5.5 La interpretación administrativa del presente Manual corresponde a la CRE en el ámbito de sus facultades. En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las BME, prevalecerá lo establecido en las BME; en caso de no existir contradicción, aplicará el principio de especialidad.
- 1.5.6 En lo no previsto por la LIE, se consideran mercantiles los actos de la industria eléctrica, por lo que se regirán por el Código de Comercio y, de modo supletorio, por las disposiciones del Código Civil Federal, de conformidad con lo establecido en el artículo 5, párrafo segundo, de la LIE.
- 1.5.7 Las palabras que pueden tener distintas acepciones serán entendidas en aquella que esté más apegada a la naturaleza y objeto del Manual.
- 1.5.8 Los actos que el CENACE realice con motivo de este Manual, serán formalmente administrativos y materialmente mercantiles atendiendo al origen y conforme a la legislación aplicable, salvo aquellos que por su naturaleza deban ser considerados en forma diferente.
- 1.5.9 Los medios de comunicación serán físicos o electrónicos, incluido el SIM, necesarios para las comunicaciones, instrucciones o notificaciones entre el CENACE, los PM y los Vendedores. Resultará aplicable de manera supletoria lo dispuesto por el Título Segundo, del Código de Comercio, denominado "Del Comercio Electrónico", en lo que se refiere al procedimiento de notificaciones y uso de medios electrónicos.
- 1.5.10 Si alguno de los numerales del Manual admitiere diversos sentidos o estuviere indebidamente referenciado, deberá entenderse que es aplicable el más adecuado para que produzca efecto, por tanto, los numerales deben interpretarse los unos por los otros, atribuyendo a los dudosos el sentido que resulte del conjunto de todos.
- 1.5.11 Las figuras o cuadros contenidas en el presente Manual que se refieren a procesos y ejemplos tienen exclusivamente propósito ilustrativo.

CAPÍTULO 2. Contratación por Protocolo Correctivo

2.1. Consideraciones generales

2.1.1 En las contrataciones que realice el CENACE bajo el Protocolo Correctivo podrán participar todos aquellos Interesados que cumplan con los requisitos que se indican en el presente Manual, y sean seleccionados por el CENACE, con arreglo a lo previsto en el Protocolo Correctivo.

2.1.2 Cuando el CENACE determine que existen las condiciones para aplicar el Protocolo Correctivo y con base en el mismo llevar a cabo la contratación de Productos, emitirá un comunicado dirigido a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y al público en general de manera personal o a través del Área Pública del SIM, en el cual se informe respecto del interés de adquirir Productos, debiendo contener cuando menos la siguiente información:

- a) Área geográfica en la que se requiere la contratación de los Productos;
- b) Productos requeridos;
- c) Periodo de inicio y fin de los Productos requeridos, así como los perfiles horarios cuando aplique;
- d) Propuesta del punto de interconexión, sin ser limitativo;
- e) Datos de contacto (nombre completo, puesto, correo electrónico y dirección) del Funcionario Público del CENACE, al que dirigirán los Interesados sus Cotizaciones;
- f) Fecha y hora de cierre de recepción de las Cotizaciones y
- g) Demás información que el CENACE requiera para el cumplimiento del presente Manual.

2.1.3 El CENACE recibirá por escrito (físico o electrónico) todas las Cotizaciones de los Interesados hasta el día y hora de cierre de recepción, señalado en el comunicado que emita el CENACE, mencionado en el numeral anterior. Además de la información solicitada por el CENACE, los Interesados deberán proporcionar juntamente con su escrito la siguiente información y documentación:

- a) Una Cotización, especificando un precio único (monómico) en MXN \$/MWh que incluirá todos los cargos fijos y variables de los Productos cotizados, así como todos los demás costos asociados en los que incurran para poder contratar, incluyendo entre otros, tarifas reguladas del MEM, impuestos, derechos, permisos, margen de utilidad, etc.
- b) Presentar su Cotización conforme al Anexo 1 y sus apéndices, los cuales indicarán los requisitos que debe cumplir tratándose de PM o cuando no lo sea, la documentación que se requiera en cada caso a los Vendedores, pero siempre en el entendido de que estará conforme en que le resulten aplicables las Reglas del Mercado, con las limitaciones que se indican en el presente Manual. El Anexo 1 y sus apéndices, serán

publicados en el SIM del CENACE, junto con la solicitud de adquisición de Productos, que se requieran, con motivo de la aplicación del Protocolo Correctivo de que se trate.

- 2.1.4 Si alguna de las Cotizaciones no cumple con los requisitos establecidos, éstas no serán valoradas, pero si es seleccionada por el CENACE, el Interesado, deberá suscribir todos los actos jurídicos que sean necesarios para formalizar el Contrato del Protocolo Correctivo respectivo en un plazo de 10 días contados a partir de la notificación que se le haga, respecto de la aceptación de la Cotización. No obstante lo anterior, dicho plazo podrá ser prorrogado, cuando el CENACE lo considere conveniente.
- 2.1.5 El CENACE, no tendrá obligación de notificar a los Interesados si son o no aceptadas las Cotizaciones, pudiendo únicamente notificar a los Interesados seleccionados su obligación de suscribir los instrumentos legales respectivos, ya sea de forma personal, o a través del Área Pública del SIM.
- 2.1.6 El CENACE enviará un informe a la CRE, respecto de sus gestiones vinculadas con el ejercicio del presente Manual y del Protocolo Correctivo respectivo, dentro de un plazo de 10 días, posteriores a la firma de la última contratación realizada.
- 2.1.7 La Comisión, podrá determinar un porcentaje de contribución de aquellas ERC con Déficit de Cobertura de Potencia para el pago realizado a las Unidades de Central Eléctrica Contratadas mediante Protocolo Correctivo, dicho porcentaje será contemplado por el CENACE en el cálculo de las Liquidaciones de conformidad a lo establecido en el capítulo 4.
- 2.1.8 Los costos relacionados con la gestión, en los que incurra el CENACE para la ejecución del Protocolo Correctivo, serán reconocidos en sus ingresos regulados a través de la tarifa de operación aprobada por la Comisión.

2.2. Proceso de Contratación.

- 2.2.1 Los Interesados, deberán presentar al CENACE las Garantías del Protocolo Correctivo que el CENACE determine, con base en el presente Manual, y de conformidad con las necesidades que resulten necesarias para dar cumplimiento al Contrato del Protocolo Correctivo correspondiente, para adquirir el carácter de Vendedor.
- 2.2.2 La Garantía del Protocolo Correctivo podrá constituirse presentando una Carta de Crédito Stand-by o efectivo, conforme al numeral 4.1.1 párrafo primero, incisos (a) y (c) del Manual de Garantías de Cumplimiento. No obstante, lo anterior, el CENACE, de así requerirlo, podrá modificar el modelo de Carta de Crédito Stand-by, o los mecanismos de garantía que se requieran, con el único requisito de publicar los mismos en el SIM.

-
- 2.2.3 El monto de la Garantía del Protocolo Correctivo que deberá presentar el Interesado será igual al monto establecido en el Contrato del Protocolo Correctivo correspondiente.
- 2.2.4 La vigencia de la Garantía del Protocolo Correctivo deberá abarcar un mínimo de 30 días contados a partir de i) la terminación del Contrato del Protocolo Correctivo o ii) complete la entrega de documentos en el proceso de registro y sean aceptados; lo que resulte mayor.
- 2.2.5 La Garantía del Protocolo Correctivo deberá presentarse al momento de la firma del Contrato del Protocolo Correctivo.
- 2.2.6 El Contrato del Protocolo Correctivo especificará por lo menos la siguiente información:
- a) Objeto y Vigencia del Contrato.
 - b) Activo(s) Físico(s) y Punto(s) de Interconexión.
 - c) Potencia Máxima permitida.
 - d) Perfil horario de energía requerido por el CENACE.
 - e) Precio único (monómico) en MXN \$/MWh pactado, mismo que se utilizará en el proceso de liquidaciones.
 - f) Factor de compensación aplicable a la medición para liquidación.
 - g) Cláusula de aceptación de tener conocimiento sobre el Manual y de las obligaciones para cumplir con él.
 - h) Cláusula de obligación de la suscripción de contrato como PM que tendrá la vigencia correspondiente a las del Contrato del Protocolo Correctivo.
 - i) Monto y vigencia de la Garantía del Protocolo Correctivo.



CAPÍTULO 3. Consideraciones y Excepciones a las Reglas del Mercado

3.1. Consideraciones Generales

3.1.1 Una vez firmado el Contrato de PM, los Vendedores, adquirirán todos los derechos y obligaciones establecidos para los PM en las Reglas del Mercado, con excepción de las señaladas en la presente sección cuya finalidad es establecer un proceso ágil que permita al CENACE disponer, en tiempo y forma de los Productos contratados mediante el Protocolo Correctivo.

3.1.2 A falta de disposición expresa, el CENACE, contará con amplias facultades, para que, dentro del ámbito de su competencia, se exenten total o parcialmente a los Vendedores del cumplimiento de las Reglas del Mercado, hasta antes del pago de las contraprestaciones que deba efectuar a los Vendedores, en base al presente Manual.

3.2. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado

3.2.1 Los Interesados que hayan adquirido el carácter de Vendedor al firmar el Contrato del Protocolo Correctivo respectivo, deberán de entregar en 2 días al CENACE los requisitos simplificados del Anexo 2 y 3 para el proceso de Registro y Acreditación de PM, así como del registro de los Activos Físicos respectivamente, mismos que le permitirán ingresar al MEM y cumplir con la entrega de productos comprometidos en el Contrato del Protocolo Correctivo, de acuerdo con el procedimiento descrito en el presente Capítulo.

3.2.2 Los Anexos 2 y 3, serán publicados en el SIM del CENACE.

3.2.3 Los Vendedores, deberán solicitar y cubrir todos los requisitos y formalidades del Registro y Acreditación de PM preferentemente antes de la fecha de inicio de entrega de los Productos contratados, en términos de lo establecido en el presente Capítulo, para que se les puedan pagar las facturas presentadas al cobro.

3.2.4 Registro de PM.

3.2.4.1 El Registro y Acreditación de Vendedores, que no se han acreditado como PM deberán cumplir con:

a) La notificación de aceptación de la Cotización del Vendedor se considerará para efectos del inicio del registro de PM, por lo que el Interesado podrá presentar los requisitos simplificados (Anexo 3) al CENACE.

b) El Anexo 3 permitirá la Creación de la Cuenta de Usuario de los Vendedores requerida en el MRyAPM, considerando que únicamente realizarán transacciones de venta de energía. Las Cuentas de Usuario estarán disponibles a más tardar 3 días posteriores a la presentación y cumplimiento de los requisitos simplificados.

- c) Estarán exentos de realizar el pago de la Cuota de Registro establecida en el numeral 3.3.4 del MRyAPM.
 - d) La Evaluación de Antecedentes podrá concluir posterior a la firma del Contrato de PM y el CENACE realizará lo conducente de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.5 del MRyAPM. En caso de que la evaluación arroje una Alerta Roja, el CENACE notificará al Vendedor para que aclare la información por la cual se emitió la alerta, y en caso de no aclarar se dará por terminado el Contrato de PM y el Contrato del Protocolo Correctivo, sin la necesidad de consentimiento de la contraparte.
 - e) El CENACE notificará a los Vendedores la verificación del cumplimiento de los requisitos de capacidad y representación legal previstos en el numeral 3.6.2 del MRyAPM, a más tardar 5 días posteriores de la recepción de dicha información.
 - f) Estarán exentos de presentar los requisitos mínimos de Capital Contable señalados en el numeral 3.6.3 del MRyAPM.
 - g) Los permisos de la CRE señalados en los numerales 3.6.4 del MRyAPM, podrán ser entregados, por parte del Vendedor al CENACE en un plazo de 5 días posteriores a que la CRE los haya otorgado, por lo anterior la firma del contrato de PM y el inicio de la entrega de productos contratados no estará sujeta a la entrega previa de dichos permisos
 - h) Una vez que el Vendedor haya cubierto con los requisitos previamente señalados, se considerará que existen condiciones para firmar el Contrato de PM.
- 3.2.4.2 Para aquellos Vendedores que sean PM al momento de ser activado el Protocolo Correctivo, el CENACE utilizará la información con la que obra en su poder, para generar el registro de un nuevo PM que representará la UCE contratada, con el fin de separar las transacciones que éste realice dentro del MEM y las que realice en términos del Contrato del Protocolo Correctivo. En caso de considerarlo necesario el CENACE podrá solicitar información complementaria para realizar dicho registro y el Vendedor estará obligado a proporcionarla.

3.2.5 Acreditación del PM y Registro de Activos Físicos

- 3.2.5.1 El Anexo 3 que contempla la información mínima necesaria para llevar a cabo el registro de los Activos Físicos de los PM, deberá ser presentado al CENACE por el Representante Legal del Vendedor a través de escrito libre que cumpla con la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.
- 3.2.5.2 Una vez recibida la información del numeral anterior, el CENACE contará con 3 días a partir de que los Vendedores remitan la información correspondiente, para incluir los Activos Físicos en el Modelo de la Red Física y/o en el Modelo Comercial de Mercado.

Tanto el Vendedor como el CENACE realizarán todas las acciones necesarias para que por lo menos 3 días antes de la fecha de inicio de entrega de Productos establecidos en el Contrato del Protocolo Correctivo, los Activos Físicos alcancen el estatus de "Habilitado" ante el cumplimiento de los requisitos simplificados.

- 3.2.5.3 Estarán exentos de presentar la Garantía de Cumplimiento Básica, cumplir con la capacitación y entrenamiento y establecer el escritorio de atención 24/7 señalados en el numeral 5.1.2 del MRyAPM.
- 3.2.5.4 Tanto el Vendedor como el CENACE realizarán todas las acciones necesarias para que por lo menos 3 días antes de la fecha de inicio de entrega de productos establecido en el Contrato del Protocolo Correctivo, el Vendedor finalice preferentemente el proceso de acreditación de PM con estatus Acreditado.
- 3.2.5.5 Los Vendedores podrán acceder al SIM como máximo un año posterior a la fecha de finalización de entrega de los Productos pactados en el Contrato del Protocolo Correctivo, una vez cumplido este periodo y salvo se realice una re-liquidación por controversia se inhabilitará su acceso al SIM.
- 3.2.5.6 Los Activos Físicos permanecerán vigentes únicamente durante el periodo de duración del Contrato del Protocolo Correctivo.

3.3. Garantías de Cumplimiento

- 3.3.1 Las Garantías de Cumplimiento a las que hacen mención el MGC, no les resultarán aplicables a los Vendedores.

3.4. Acceso al Sistema Eléctrico Nacional

- 3.4.1 El CENACE, podrá solicitar a la Comisión, con base a lo establecido en el artículo 23, fracción XI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que dicha autoridad, gestione ante otras autoridades federales, estatales o municipales, las medidas de emergencia que estime necesarias respecto de las actividades reguladas y, en su caso, solicitar la intervención de las mismas, para el logro del cumplimiento del Protocolo Correctivo. Lo anterior es sin menoscabo que el Vendedor deba tramitar por su cuenta otros permisos que se requieran, tales como modificaciones de Permisos de Generación, Permisos o modificaciones de Gas, Permisos de Impacto Social, Permisos Ambientales, Permisos de cambio de uso de suelo, Permisos ante INAH, Permisos de Construcción y Operación de Gasoductos, Permisos Federales, Estatales o Municipales entre otros mismos que deberán estar incluidos en su Cotización.



- 3.4.2 Por las condiciones de emergencia del SEN, los Vendedores estarán exentos de cumplir con lo establecido en el Código de Red, Manual de Tecnologías de Información, Manual de Interconexiones y Conexiones de Central Eléctrica y Centros de Carga, Manual de Programación de Salidas y otras disposiciones de carácter general.
- 3.4.3 El CENACE realizará estudios internos para evaluar la factibilidad técnica de la interconexión temporal de los activos de la Cotización presentada al CENACE.
- 3.4.4 El CENACE con el apoyo del Transportista y Distribuidor identificarán las obras mínimas necesarias para realizar la interconexión temporal de los activos de los Vendedores. Las obras mínimas podrán considerar excepciones al cumplimiento de la normativa de construcción y equipo eléctrico del Transportista y Distribuidor.
- 3.4.5 El CENACE, el Vendedor, Transportista y Distribuidor acordarán el uso de medios y sistemas de comunicación de voz y datos existentes para el envío y recepción de la información que se genere en las instalaciones del Activo Físico del Vendedor al Centro de Control del CENACE.
- 3.4.6 El CENACE instruirá al Transportista y Distribuidor la interconexión de los activos del Vendedor por lo que no se requerirá de un Contrato de Interconexión, ni anexos asociados, ni las revisiones respectivas realizadas por las Unidades de Inspección o Unidades de Verificación. Previo a lo anterior, el Transportista y Distribuidor notificarán al CENACE que existen las condiciones para llevar a cabo la Interconexión de la UCE.
- 3.4.7 El CENACE podrá solicitar información al Vendedor y éste último estará obligado a proporcionarla, respecto de las características de los activos que representa (curvas de capacidad, Pmin, Pmax, etc.)
- 3.4.8 El CENACE, Transportista, Distribuidor y el Vendedor realizarán la coordinación de protecciones entre los activos del Transportista y Distribuidor con los activos del Vendedor.
- 3.4.9 El Vendedor deberá disponer de personal operativo, en las instalaciones donde interconecte el activo físico, con una disponibilidad de 24/7 durante el periodo del Contrato de Protocolo Correctivo.
- 3.5. Modelado de Activos**
- 3.5.1 El CENACE podrá modelar a las Centrales Eléctricas como Indirectamente Modeladas o Directamente Modeladas con base las condiciones y disposición de la red eléctrica existente y medios de comunicación disponibles.

3.6. Operaciones en el Mercado de Corto Plazo

- 3.6.1 Las UCE serán consideradas como Firmes no-despachables. El CENACE podrá modificar el programa de generación, únicamente por caso fortuito o fuerza mayor o ante eventos que impacten la confiabilidad del SEN, sin incurrir en responsabilidad alguna.
- 3.6.2 Durante todo el periodo de vigencia del Contrato del Protocolo Correctivo, los Vendedores enviarán Ofertas de Programa Fijo, conforme a lo establecido en el numeral 2.8.6 del Manual de Energía de Corto Plazo. El programa fijo deberá corresponder a las cantidades horarias de energía pactadas en el Protocolo Correctivo.
- 3.6.3 Los Vendedores podrán enviar sus Ofertas de Venta por correo electrónico o por algún otro medio que establezca el CENACE.
- 3.6.4 Los Vendedores estarán exentos de cumplir con lo establecido en el numeral 2.8.1 inciso (a), del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, por lo que, si estos no están en posibilidades de enviar sus Ofertas de Venta debido a que no hayan finalizado su proceso de registro o por algún otro motivo adicional, el CENACE presentará en su representación las ofertas de programa fijo.
- 3.6.5 Los Vendedores que no estuvieran habilitados como PM previo a su participación como parte del Protocolo Correctivo, podrán realizar exclusivamente transacciones de venta de energía eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo, por lo que no podrán ofrecer servicios conexos, realizar Transacciones Bilaterales Financieras o participar en subastas de DFTs o Subastas de mediano o largo plazo, así como en el Mercado de Certificados de Energía Limpia.

3.7. Mercado para el Balance de Potencia

- 3.7.1 A las UCE derivadas del Protocolo Correctivo para fines de este Manual se considerará que su Disponibilidad de Entrega Física (DEF) es igual a cero (0), puesto que se les exenta de los Estudios de Interconexión de acuerdo con lo establecido en el presente Manual.
- 3.7.2 Las UCE derivadas del Protocolo Correctivo, no se incluirán en el cálculo de la generación disponible total de la zona de potencia o Sistema Interconectado, que se utiliza para obtener las Horas Críticas que se describen en el numeral 3.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- 3.7.3 A las UCE derivadas del Protocolo Correctivo no se le podrá registrar o asociar Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot).

3.8. Certificados de Energías Limpias del Mercado

3.8.1 Las UCE que se ocupen durante la vigencia de un Protocolo Correctivo, no serán acreedoras a Certificados de Energías Limpias, debido a que la generación resultante no es libre de combustible.

3.9. Derechos Financieros de Transmisión

3.9.1 No se calcularán DFTs para las UCE derivadas del Protocolo Correctivo.

3.10. Mediciones para Liquidaciones

- 3.10.1 Con base en la disponibilidad de los equipos de medición para las liquidaciones, el CENACE determinará en coordinación con el Transportista o Distribuidor si dichos equipos serán proporcionados ya sea por el Transportista, Distribuidor o por el o los Vendedores. La instalación de los referidos equipos será realizada por el Transportista o Distribuidor según corresponda. Para el caso de que el equipo de medición sea proporcionado por el Vendedor, este mantendrá la propiedad de los equipos de medición al finalizar la vigencia del Contrato del Protocolo Correctivo.
- 3.10.2 Los equipos de medición para liquidaciones deben estar en el punto de interconexión. En caso de que no sea técnicamente factible instalarlos en dicho punto, se debe acordar entre el CENACE y el Vendedor el factor de compensación aplicable a la medición para liquidación en el Contrato del Protocolo Correctivo.
- 3.10.3 En tanto no exista Norma Oficial Mexicana aplicable ni Unidades de Verificación, los equipos de medición están exentos de contar con un dictamen de verificación. Sin embargo, no quedan exentos de contar con las constancias de calibración o la aprobación del Transportista o Distribuidor. Dicha condición se hará del conocimiento de la Comisión, de acuerdo con el Capítulo 2 del presente Manual, por el CENACE para los efectos legales a que haya lugar.
- 3.10.4 Las UCE derivadas del Contrato del Protocolo Correctivo quedarán exentas del medidor de respaldo. En caso de falla de los equipos de medición para liquidaciones, la estimación de la energía a liquidar se realizará con base en lo establecido en el Manual de Medición para Liquidaciones.
- 3.10.5 Las UCE derivadas del Contrato del Protocolo Correctivo estarán exentas de contar con sistemas de comunicación para el Sistema de Medición para Liquidaciones. Dicha condición se hará del conocimiento de la Comisión, de acuerdo con el Capítulo 2 del presente Manual, por el CENACE para los efectos legales a que haya lugar.

3.11. Liquidaciones Facturación y Pagos

3.11.1 Las liquidaciones de los Productos contratados mediante el Protocolo Correctivo a los Vendedores se realizarán de acuerdo a lo establecido en el presente Manual; si por algún motivo los Vendedores no han finalizado su proceso de registro en la fecha de inicio pactada en el Contrato del Protocolo Correctivo, las liquidaciones de las UCE contratadas se asociarán al CENACE, y en el proceso de re-liquidaciones se realizarán los ajustes correspondientes una vez que los Vendedores hayan finalizado su proceso de registro o en su defecto antes de la terminación del Contrato de Protocolo Correctivo, terminando igualmente el contrato de PM.

3.12. Estados de Cuenta, Facturación, Cobros y Pagos

3.12.1 El Vendedor seguirá los tiempos establecidos en el MECFyP, para presentar sus facturas, sin embargo, podrá (en caso que no cuente con un sistema informático que le permita presentar las facturas de acuerdo a lo establecido en el MECFyP) estar exento de presentar una factura por cada Estado de Cuenta Diario, con lo que podrá entregar al CENACE una factura que contenga los Folios Únicos de Liquidación, de forma acumulada por el periodo que comprenda de lunes a domingo de los Estados de Cuenta Diarios correspondientes y esta se deberá enviar a más tardar el primer martes posterior al corte dominical respectivo. Si el Vendedor opta por lo señalado anteriormente, este podrá presentar una sola factura semanal que incluya el valor total de la semana facturada de acuerdo con lo siguiente:

3.12.2 El CENACE enviará al Vendedor un resumen que incluya el valor total de las liquidaciones de la semana respectiva en donde se distingan las facturas, notas de crédito o débito según corresponda.

3.12.3 Las facturas que presente el Vendedor deberán cumplir como mínimo con la siguiente información:

- a) Información fiscal, tanto del Vendedor como del CENACE;
- b) Señalar el período de emisión de los estados de cuenta diarios que se están acumulando;
- c) Presentar como conceptos separados, los Folios Únicos de Liquidación acumulados de los Estados de Cuenta Diarios en el periodo semanal;
- d) Importe total por pagar por la semana correspondiente para facturas, Notas de Crédito y Notas de Débito, de acuerdo con el reporte que el CENACE envíe, y
- e) Fecha de Emisión del documento fiscal.
- f) Los de más requisitos que marquen las disposiciones fiscales aplicables.

3.12.4 El Proveedor Contratado entregará sus facturas, notas de crédito y débito acumuladas, a través del correo electrónico que el CENACE le indique.



3.12.5 El CENACE y el Vendedor convendrán en el Contrato de Protocolo Correctivo, que los adeudos que mantengan y que se desprendan de los Estados de Cuenta Diarios que emita el CENACE, quedarán extintas hasta donde alcance, cuando el CENACE o el Vendedor previamente hayan expedido y entregado sus comprobantes fiscales uno al otro, de conformidad con lo establecido en el MECFyP y el presente Manual, en consecuencia se realizarán las transferencias de efectivo únicamente por las diferencias que resulten entre las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar (en adelante el "Neteo"), que resulte de los importes acumulados de las facturas entregadas en el periodo respectivo. Además, en cumplimiento de lo expuesto en el párrafo anterior, así como de la conveniencia de reducir el flujo de efectivo entre las contratantes, éstas convendrán en el contrato en extinguir las deudas recíprocas que pudieran existir, con base en el proceso de Neteo referido anteriormente, compensando las cuentas por cobrar y cuentas por pagar que existan entre el CENACE y el Vendedor, quedando obligadas a pagar únicamente el saldo en contra conforme a lo dispuesto en el MECFyP.



CAPÍTULO 4. Liquidaciones de Energía por Protocolo Correctivo.

4.1. Liquidación a Vendedores

El presente capítulo contiene lineamientos específicos y ejemplos de la liquidación de los cobros y pagos que se realizarán por la compra de los Productos a través del Protocolo Correctivo. El Manual de Liquidaciones contiene las fórmulas completas para la liquidación del Mercado de Corto Plazo.

4.1.1 Liquidación a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.

Los representantes en el Mercado de las UCE contratadas a través del Protocolo Correctivo se sujetarán al proceso de doble liquidación del MEM (para mayor detalle ver Manual de Liquidaciones), sin embargo, el CENACE garantizará que pagará el Precio Pactado el CENACE y el Vendedor; por lo anterior, con el fin de que las UCE recuperen la totalidad de sus costos establecidos en su Cotización de Venta o devuelva los excedentes generados, la diferencia diaria que resulte entre el Precio Monómico Cotizado y los ingresos que recaude la misma UCE por concepto de energía en el Mercado de Corto Plazo se liquidará a través de un tipo de pago o cargo por Diferencia considerando lo siguiente:

- i. Costos pactados con el Vendedor: De acuerdo con lo establecido en el Contrato del Protocolo Correctivo, se incluirá un precio monómico horario al cual están dispuestos a entregar la energía. El Costo Diario del PM f , en el día D , por la energía contratada en el Protocolo Correctivo, es igual a la suma de todas las horas del día D , del producto del precio monómico horario acordado con el CENACE en el Contrato del Protocolo Correctivo, por la cantidad de energía entregada (medida) por el PM f , que representa la UCE u contratada, durante la hora h :

$$CoHrEneAcoPC_{f,u,h} = PrEneAcoPC_{f,u,h} \cdot PmGen_{f,u,h}^{ME} \quad \forall h \in H(D), f \in G, u \in U(f)$$

$$CoDiEneAcoPC_{f,u,D} = \sum_{h \in H(D)} CoHrEneAcoPC_{f,u,h} \quad \forall f \in F, u \in USC(f, s)$$

- ii. Cálculo de los ingresos o egresos por la venta de energía en el Mercado de Día en Adelanto: Las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo enviarán una Cotización fija al MDA igual a la cantidad de energía pactada con el CENACE en el Protocolo Correctivo, por lo tanto, el pago o cargo diario al PM f que representa la totalidad o una parte de la UCE u , que entrega su energía en el nodo n , en cada día D es igual a la suma de todas las horas del producto del Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en adelanto en el nodo n , en la hora h , por la cantidad de energía




programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el PM f , que representa la totalidad o una parte de la UCE u , durante cada hora h :

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} PrEne_{N(u),h}^{MA} \cdot PmGen_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

Si $PrEne_{N(u),h}^{MA}$ es negativo, entonces se tendrá un cargo.

- iii. Cálculo de los ingresos o egresos por la energía producida (medida) en el Mercado de Tiempo Real: Para cada día de operación y para cada UCE contratada por Protocolo Correctivo, se calcularán los ingresos o egresos por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real, sumando para todas las horas del día D , los productos del precio medio horario de la energía en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , donde entrega la UCE u , por la diferencia entre la cantidad de energía generada (medida) en el Mercado de Tiempo Real por el PM f , que representa la totalidad o una parte de la UCE u , en la hora h menos la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto:

$$PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} PrEne_{N(u),h}^{TR} \cdot (PmGen_{f,u,h}^{ME} - PmGen_{f,u,h}^{MA}); \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s)$$

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

- iv. Pago o Cargo por la diferencia entre los costos ofrecidos por los generadores en el Contrato del Protocolo Correctivo y los ingresos obtenidos en el Mercado de Corto Plazo: Cuando los costos diarios ofrecidos por el PM representante de la UCE asignada en el Contrato del Protocolo Correctivo resulten mayores a los ingresos diarios obtenidos en el Mercado de Día en Adelanto más los ingresos diarios obtenidos en el Mercado de Tiempo Real, el PM f , que representa la totalidad o parte de la UCE u , en el día D , recibirá un pago de acuerdo con lo siguiente:

$$si \ CoDiEneAcoPC_{f,u,D} > (PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} + PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR})$$

$$PaDiDiCOPC_{f,u,D} = CoDiEneAcoPC_{f,u,D} - (PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} + PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR});$$

- v. Cuando los costos diarios ofrecidos por el PM en el Contrato del Protocolo Correctivo resulten menores a los ingresos diarios obtenidos en el Mercado de Día en Adelanto más los ingresos diarios obtenidos en el Mercado de Tiempo Real, el PM f , que

representa la totalidad o parte de la UCE u , en el día D , recibirá un cargo, de acuerdo con lo siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{si } CoDiEneAcoPC_{f,u,D} < (PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} + PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}) \\ CaDiDiCOPC_{f,u,D} &= (PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA} + PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}) - CoDiEneAcoPC_{f,u,D} \\ & \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f, s); \end{aligned}$$

- vi. El pago o cargo diario total al PM f , por el conjunto de las UCE que representa, contratadas en el Protocolo Correctivo, agrupadas en la Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos/cargos diarios correspondientes:

$$PaDiTotDiCOPC_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiDiCOPC_{f,u,D};$$

F3001 Pago por: Diferencia entre los costos ofrecidos por las Unidades de Centrales Eléctricas contratadas en el Protocolo Correctivo y los ingresos obtenidos en el Mercado de Corto Plazo.

$$CaDiTotDiCOPC_{f,s,D} = \sum_{u \in USC(f,s)} CaDiDiCOPC_{f,u,D};$$

F3001 Cargo por: Diferencia entre los costos ofrecidos por las Unidades de Centrales Eléctricas contratadas en el Protocolo Correctivo y los ingresos obtenidos en el Mercado de Corto Plazo.

4.1.2 Liquidación a las Entidades Responsables de Carga.

- a) Contribución de las ERCs con Déficit de Cobertura de Potencia al Pago a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo: Cuando en el día D , la diferencia entre los costos diarios ofrecidos por el PM representante de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo resulte menores a los ingresos obtenidos por concepto de energía en el Mercado de Corto Plazo, es decir, si $CaDiTotDiCOPC_{f,s,D} > 0$ el presente folio de liquidación será igual a cero.
- b) Cuando en el día D , la diferencia entre los costos diarios ofrecidos por el PM representante de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo resulte mayor a los ingresos obtenidos por concepto de energía en el Mercado de Corto Plazo, es decir, si $PaDiTotDiCOPC_{f,s,D} > 0$, las Entidades Responsables de Carga con Déficit de




Cobertura de Potencia contribuirán en el porcentaje que determine la Comisión con respecto al pago realizado a las UCE, de acuerdo a lo siguiente:

- c) La Comisión notificará al CENACE a más tardar 49 días posteriores a la fecha de operación de inicio pactado con las Centrales Eléctricas contratadas a través del Protocolo Correctivo, la información referente de aquellas Entidades Responsables de Carga que tengan un Déficit de Cobertura de Potencia en el sistema en el que se haya llevado a cabo dicho protocolo y que por lo tanto tengan la obligación de contribuir en un porcentaje (el cual no podrá ser mayor al 100%) de la totalidad de los pagos que se realicen a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo por la Diferencia entre sus costos ofrecidos y los ingresos obtenidos en el Mercado de Corto Plazo. En caso de que todas las ERC hayan cubierto su Déficit de Cobertura de Potencia o que la Comisión no determine los déficits y los porcentajes, el presente cargo será igual a cero.
- d) La cantidad pagada a todos los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo es:

$$PaTotGenDiCOPC_D = \sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} PaDiTotDiCOPC_{f,s,D} \quad \forall h \in H(D), s \in S(f)$$

- e) El cargo que está obligado a contribuir la Entidad Responsable de Carga con Déficit de Cobertura será igual a:

$$CaDiECRDefCob_{f,v,D}^{TR} = PaTotGenDiCOPC_D \cdot PorPaDefCob_v;$$

$$\sum_{f \in ERC} PorPaDefCob_v \leq 100\% \text{ del } PaTotGenDiCOPC_D$$

$$\forall f \in ERC, v \in QSC(f, s)$$

F6930 Cargo por: Déficit de Cobertura de Potencia

4.1.3 Contribución de los Compradores de Energía Física al Déficit del Pago a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.

- a) Cuando en el día D , la cantidad total cobrada a las Entidades Responsables de Carga con Déficit de Cobertura de Potencia resulte insuficiente para cubrir los pagos totales realizados a todos los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, es decir:




Si $PaDiTotDiCOPC_{f,s,D} > 0$ y,

$$PaTotGenDiCOPC_D > \sum_{f \in ERC} CaDiECRDefCob_{f,v,D}^{TR}$$

b) Dicho déficit será cubierto por los PM en proporción a sus compras PM de energía física, de acuerdo con lo siguiente:

$$DefPaTotGenPC_D = PaTotGenDiCOPC_D - \sum_{f \in ERC} CaDiECRDefCob_{f,v,D}^{TR}$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), v \in ERC;$$

c) Las compras totales de energía física en el Mercado de Corto Plazo en el día D , serán calculadas de acuerdo con lo establecido en el Manual de Liquidaciones y se identifican como:

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

d) El precio unitario que permite distribuir el déficit de los pagos realizados a los PM que representan las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo durante el día D considerado es:

$$PrDisDefPa_D = \frac{DefPaTotGenPC_D}{CmDiTotEneFis_D}$$

e) El cargo diario correspondiente a cada PM f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , para la contribución del Déficit de los pagos realizados a los PM que representan las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, es:

f)

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

F7018 Cargo por: Contribución de los Compradores de Energía Física al Déficit del Pago a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.




4.1.4 Distribución a los Compradores de Energía Física del Cargo a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.

a) Cuando en el día D , la diferencia entre los costos diarios totales ofrecidos por los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo y los ingresos obtenidos por concepto de energía en el Mercado de Corto Plazo es menor, es decir, si $\sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDiCOPC_{f,s,D} > 0$, el cargo total realizado a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo será distribuido entre los PM en proporción a sus compras PM de energía física, de acuerdo a lo siguiente:

b) El precio unitario que permite distribuir los cargos realizados a los PM que representan las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo durante el día D considerado es:

$$PrDisCaGenPC_D = \frac{\sum_{f \in G} \sum_{s \in S(f)} CaDiTotDiCOPC_{f,s,D}}{CmDiTotEneFis_D}$$

c) El pago diario correspondiente a cada PM f comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , para distribuir los cargos realizados a los PM que representan las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, es:

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

F7018 Pago por: Reembolso a los Compradores de Energía Física de los Cargos a las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.

En donde:

$QSC(v)$ Conjunto de Entidades Responsables de Carga con déficit de Cobertura de Potencia.

$PrEneAcoPC_{f,u,h}$ Precio horario acordado con el CENACE en el Protocolo Correctivo por el PM f , que representa la UCE u , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.

$PmGen_{f,u,h}^{ME}$ Cantidad de energía media horaria entregada en el Mercado de Tiempo Real por el PM f , que representa la UCE u , durante la hora h . Expresada en MWh.

$CoHrEneAcoPC_{f,u,h}$ Costo Horario del PM f que representa a la UCE u , durante la hora h , por la energía contratada de acuerdo con el Protocolo Correctivo. Expresado en \$.




- $CoDiEneAcoPC_{f,u,D}$ Costo Diario del PM f que representa a la UCE u , por la energía contratada de acuerdo con el Contrato del Protocolo Correctivo en el día D . Expresado en \$.
- $PrEne_{N(u),h}^{MA}$ Precio Marginal Local de la energía en el Mercado del Día en Adelanto, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
- $PrEne_{n,h}^{TR}$ Precio Marginal Local en el Mercado de Tiempo Real, en el nodo n , durante la hora h . Expresado en \$/MWh.
- $PmGen_{f,u,h}^{MA}$ Cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto por el PM f , por la totalidad o una parte de la UCE u que representa, en la hora h . Expresada en MWh.
- $PaDiEneGen_{f,u,D}^{MA}$ Pago Diario al PM f que representa a la UCE u , en el día D por la cantidad de energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
- $PaDiEneGen_{f,u,D}^{TR}$ Pago Diario al PM f que representa a la UCE u , en el día D por el incremento en la generación de energía para el Mercado de Tiempo Real respecto a la energía programada para ser entregada en el Mercado del Día en Adelanto. Expresado en \$.
- $PaDiDiCOPC_{f,u,D}$ Pago Diario por concepto de Diferencia de Costos ofrecidos en el Contrato del Protocolo Correctivo al PM f , que representa la totalidad o parte de la UCE u , en el día D . Expresado en \$.
- $CaDiDiCOPC_{f,u,D}$ Cargo Diario por concepto de Diferencia de Costos ofrecidos en el Contrato del Protocolo Correctivo el PM f , que representa la totalidad o parte de la UCE u , en el día D . Expresado en \$.
- $PaDiTotDiCOPC_{f,s,D}$ Pago Diario Total por concepto de Diferencia de Costos ofrecidos en el Contrato del Protocolo Correctivo el PM f , que están asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.
- $CaDiTotDiCOPC_{f,s,D}$ Cargo Diario Total por concepto de Diferencia de Costos ofrecidos en el Contrato del Protocolo Correctivo el PM f , que están asociadas a la Cuenta de Orden s , en el día D . Expresado en \$.

- $PaTotGenDiCOPC_D$ Pagos Totales a todos los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, en el día D . Expresado en \$.
- $PorPaDefCob_v$ Porcentaje (definido por la CRE) del pago a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, que están obligados a contribuir las Entidades Responsables de Carga con déficit de Cobertura de Potencia.
- $CaDiECRDefCob_{f,v,D}^{TR}$ Cargo diario a la Entidad Responsable de Carga con Déficit de Cobertura por concepto de Pago total a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo. Expresado en \$.
- $DefPaTotGenPC_D$ Déficit del pago total pagado a todos los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo, en el día D . Expresado en \$.
- $CmTotEneFis_h$ Compra total de energía física de los PM en el Mercado de Tiempo Real durante la hora h . Expresada en MWh.
- $CmDiTotEneFis_D$ Compra total de energía física de los PM en el Mercado de Tiempo Real durante el día D . Expresada en MWh.
- $CmEnFi_{f,s,h}$ Compra de energía física del PM f , que están asociadas a la Cuenta de Orden s , en la hora h . Expresada en MWh.
- $PrDisDefPa_D$ Precio unitario en el día D , para distribuir el déficit del pago total a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo. Expresado en \$/MWh.
- $PrDisCaGenPC_D$ Precio unitario en el día D , para distribuir los cargos totales realizados a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo. Expresado en \$/MWh.
- $PaDiCaGenPC_{f,s,D}$ Pago Diario a cada PM f , comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , para distribuir los cargos totales realizados a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo. Expresado en \$.
- $CaDiConDefGenPC_{f,s,D}$ Cargo Diario a cada PM f , comprador de energía física, en la Cuenta de Orden s , en el día D , para la contribución del Déficit del Pago total a los PM

representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo.
 Expresado en \$.

Ejemplo de la Liquidación:

En el sistema Baja California se activa el Protocolo Correctivo para el día de operación 12 de julio 2019, en el cual quedan contratadas las siguientes UCE:

UCE	Energía Contratada (MWh)	Precio Acordado (\$/MWh)
Gen1	50.00	\$5,000
Gen2	20.00	\$6,000

A su vez, la Comisión envía al CENACE el déficit de Cobertura de las Entidades Responsables de Carga, así como su porcentaje de obligación.

ERC	BD_Déficit	Porcentaje Obligado
ERC1	0	0%
ERC2	1	10%
ERC3	0	0%
ERC4	1	10%

La liquidación del 12 de julio 2019 para los PM representantes de las UCE contratados mediante Protocolo Correctivo resulta de la siguiente forma:

	Liquidación en el						Posición neta en el MCP	Costos Ofrecidos	Diferencia
	Energía MDA	Energía Medida	PML MDA	PML MTR	MDA	MTR			
Gen1	50.00	51.00	\$3,000	\$3,200	\$ 150,000.00	\$3,200	\$ 153,200.00	\$255,000	\$101,800.00
Gen2	20.00	19.00	\$3,500	3,700	\$ 70,000.00	-\$3,700	\$ 66,300.00	\$114,000	\$ 47,700.00
								Pago Total	\$ 149,500.00

Por otro lado, la liquidación de las Entidades Responsables de Carga resulta:

	Compras de Energía Física (MWh)	Obligación	Monto Obligación	Monto Déficit/Superavit
ERC1	100.00	No	\$0	-\$66,444
ERC2	10.00	Si	-\$14,950	-\$6,644
ERC3	50.00	No	\$0	-\$33,222
ERC4	20.00	Si	-\$14,950	-\$13,289
Total	180.00		-\$29,900	-\$119,600

El pago total a los PM representantes de las UCEs contratadas en el Protocolo Correctivo es de \$149,500 pesos, los cuales son cubiertos por las Entidades Responsables de Carga mediante el Monto de la obligación y el Déficit/Superávit de cada una. Lo que resulta en balance cero la liquidación del 12 de julio del 2019.

4.15 Otras Liquidaciones por emergencia.

- a) Con base en lo establecido en el protocolo Correctivo, el CENACE tendrá la facultad de solicitar el desplazamiento físico de UCEM (se considerarán únicamente centrales que cuenten con permiso de Generación de la CRE en el momento de que se active el Protocolo Correctivo) a ubicaciones en el SEN que se encuentren en condiciones de emergencia para contar con capacidad despachable adicional en el Sistema correspondiente. Para esto, los representantes de dichas UCEM deberán ser remunerados bajo la premisa de haber cumplido con la instrucción del CENACE por los costos de desplazar sus UCEM, dicha remuneración se realizará a través del Folio de Liquidación F4921 descrito en el presente documento.
- b) Por otro lado, el Distribuidor y el Transportista realizarán todos los trabajos y obras necesarias que permitan interconectar tanto a las UCEM desplazadas, así como a las UCE contratadas a través del Protocolo Correctivo. Los costos en los que incurra el Distribuidor o el Transportista por la habilitación de las instalaciones para interconectar ambas UCE (mano de obra, materiales, etc.) le será reembolsado a través del Folio de Liquidación F5022 descrito en el presente documento, lo anterior con el fin de transparentar los costos incurridos por dichas obras.
- c) El total de los costos por desplazamiento en los que incurran las UCEM, así como los costos por las obras que realicen el Distribuidor y el Transportista serán socializados entre:
 - I. Aquellas ERC que presenten Déficit de Cobertura, las cuales serán determinadas por la Comisión al CENACE para su integración a la liquidación (Folio de Liquidación F5123 descrito en el presente documento);
 - II. El resto, se repartirá entre aquellos PM representantes de activos en el Mercado que realicen compras de energía física (Folio de Liquidación F5218 descrito en el presente documento).
- d) Las UCEM instruidas, los Transportistas y Distribuidores, deberán reportar al CENACE dichos costos a más tardar 3 días posteriores de conclusión de las obras, para su integración al proceso de liquidaciones. En caso de no ser reportados en dicho periodo se realizarán los ajustes correspondientes en el periodo de reliquidaciones.
- e) Por su parte, la Unidad de Vigilancia de Mercado auditará dichos costos a más tardar 105 días posteriores a la fecha de inicio establecido en el Protocolo Correctivo y en caso de identificar inconsistencias instruirá al CENACE a realizar los ajustes correspondientes en el proceso de reliquidaciones, generándose las Notas de Crédito y Débito correspondientes.

- f) Si la Unidad de Vigilancia de Mercado no emite opinión respecto a los costos reportados anteriormente señalados, se entenderá que estos han sido avalados por esa Comisión.

4.1.5.1 Pagos por los costos de desplazamiento de las UCEM.

- a) El pago diario al representante de la UCEM por los costos incurridos por el desplazamiento de su ubicación inicial a la instruida por el operador del sistema eléctrico, será el cociente del monto de los costos totales incurridos y el número de días contemplados en el Protocolo Correctivo por el cual fue instruido:

$$PaCostDesp_{f,s,u,D} = \frac{CostDesp_{f,s,u}}{dP_{f,s,u}}; \forall f \in F(UCE), s \in S(f)$$

- b) El pago total diario será la suma de todos los pagos de los representantes de UCEM que fueron instruidos a ser desplazados:

$$PaDiCostDesp_D = \sum_{f \in F(UCE)} PaCostDesp_{f,s,u,D}; \forall f \in F(UCE), s \in S(f)$$

F4921 Pago por: Desplazamiento de la Unidad de Central Eléctrica Móvil.

4.1.5.2 Pagos por la habilitación de la Unidad de Central Eléctrica en la ubicación instruida.

- a) El pago diario al Transportista o Distribuidor para realizar las obras eléctricas de la UCE contratadas a través de Protocolo Correctivo, será la suma de todos los gastos incurridos para la habilitación y correcta operación de dichas Central en el nuevo punto de interconexión:

$$PaInsDist_u = CostInsDist_u; \forall f \in F(DIS), s \in S(f)$$

$$PaInsTrans_u = CostInsTrans_u; \forall f \in F(T), s \in S(f)$$

- b) El pago al Transportista o el Distribuidor será el cociente del monto de los gastos incurridos por la habilitación de la UCE y el número de días contemplados en el Protocolo Correctivo:

$$PaInsUCE_{u,D} = \frac{PaInsTrans_u + PaInsDist_u}{dP_{f,s,u}}; \forall f \in F, s \in S(f)$$

- c) El pago total diario al Transportista o Distribuidor será la suma de todos los gastos incurridos para la instalación de todas las UCEM que fueron instruidas a ser desplazadas y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo:

$$PaDiInsUCE_D = \sum_{f \in F(UCE)} PaInsUCE_{u,D}; \forall f \in F(UCE), s \in S(f)$$

F5022 Pago por: la instalación de la Unidad de Central Eléctrica en la ubicación instruida

Cargo a ERC con déficit de cobertura por los costos por desplazamientos y Protocolo Correctivo.

El cargo a las ERC con Déficit de Cobertura indicadas por la Comisión por su contribución al pago diario al representante de la UCE Contratada por los costos incurridos en su desplazamiento, así como a los costos del Transportista o Distribuidor por la instalación de las Unidades de Centrales Eléctricas móviles que fueron instruidas a ser desplazadas y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo correspondientes es igual a:

$$CaDiDefCobERC_{f,s,D} = PorcObl_{f,s} * (PaDiInsUCE_D + PaDiCostDesp_D); \forall f \in F(ERC), s \in S(f)$$

F5123 Cargo por: Contribución a los costos por desplazamientos y Protocolo Correctivo.

4.1.5.3 Cargo a las ERC para la contribución a los costos por desplazamientos y Protocolo Correctivo.

El monto diario no cubierto por las ERC con Déficit de Cobertura será cubierto por todas las ERC de manera proporcional a sus compras diarias de energía Física durante el periodo de duración del protocolo correspondiente:

F5218 Cargo por: Contribución de las ERC a los costos por desplazamientos y Protocolo Correctivo

$$CaDiProtERC_{f,s,D} = \frac{(PaDiInsUCE_D + PaDiCostDesp_D) - \sum_{f \in F} CaDiDefCobERC_D}{CmTotEneFis_D}; \forall f \in F(ERC), s \in S(f)$$

En donde:

- C* Conjunto de PM en modalidad de Comercializador no Suministrador.
- F* Conjunto de TODOS los PM: $F = G \cup SM \cup UC \cup C$.
- G* Conjunto de PM que representan a Centrales Eléctricas.
- H(D)* Conjunto de horas del día *D* (los días pueden tener 23, 24 o 25 horas).

$S(f)$	Conjunto de Cuentas de Orden del PM f .
SM	Conjunto de PM que representan a Centros de Carga, en modalidad de suministrador o generador.
$U(f)$	Conjunto de UCE que son representadas total o parcialmente por el PM f .
UC	Conjunto de usuarios calificados PM.
$CostDesp_{f,s,u}$	Costos incurridos por el PM f , asociado a la Cuenta de Orden s de la UCEM u , por el desplazamiento de su ubicación inicial a la zona en la que se requiere el servicio. Expresado en \$.
$dP_{f,s,u}$	Periodo instruido por el operador del sistema eléctrico para la instalación de la UCE u representada por el PM f , asociado a la Cuenta de Orden s . Expresado en días.
$PaCostDesp_{f,s,u,D}$	Pago por los costos incurridos por el PM f , asociado a la Cuenta de Orden s de la UCEM u , por el desplazamiento de su ubicación inicial a la zona en la que se requiere el servicio, en el día D . Expresado en \$.
$PaDiCostDesp_D$	Pago total diario a todos los representantes de UCEM por el desplazamiento de su ubicación inicial a la zona en la que se requiere el servicio, en el día D . Expresado en \$.
$CostInsDist_u$	Costos incurridos por el Distribuidor para realizar la adecuación eléctrica de UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo u en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.
$CostInsTrans_u$	Costos incurridos por el Transportista para realizar la adecuación eléctrica de la UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo u en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.
$PaInsDist_u$	Pago al Distribuidor por los gastos incurridos para realizar la adecuación eléctrica de la UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo u en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.
$PaInsTrans_u$	Pago al Transportista por los gastos incurridos para realizar la adecuación eléctrica de la UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo u en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.



- $PaInsUCE_{u,D}$ Pago en el día D al Transportista y al Distribuidor por los gastos incurridos para realizar la adecuación eléctrica de la UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo u en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.
- $PaDiInsUCE_D$ Pago en el día D al Transportista y al Distribuidor por los gastos incurridos para realizar la adecuación eléctrica de todas las UCEM y las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo en el nuevo punto de interconexión. Expresado en \$.
- $PorcObl_{f,s}$ Porcentaje de Obligación establecido por la CRE de aquellas Entidades Responsables de Carga con Déficit de Cobertura representadas por el PM f , asociado a la Cuenta de Orden s determinadas por la Comisión. Expresado en un rango de 0 a 1.
- $CaDiDefCobERC_{f,s,D}$ Cargo a las ERC con déficit de cobertura representadas por el PM f , asociado a la Cuenta de Orden s señaladas por la Comisión, en el día D . Expresado en \$.
- $CaDiProtERC_{f,s,D}$ Cargo a las Entidades Responsables de Carga representadas por el Participante del Mercado f , asociado a la Cuenta de Orden s para la contribución al protocolo correctivo en el día D . Expresado en \$.

CAPÍTULO 5. Solución de Controversias

Las controversias que en su caso deriven de la aplicación del Manual, se resolverán en los términos de la Base 19.3 de las BME y del Manual de Solución de Controversias.

CAPÍTULO 6. Disposiciones Transitorias

- 6.1 El presente Manual, entrará en vigor y producirá efectos jurídicos a partir del momento de su notificación a los Integrantes de la Industria Eléctrica, es decir, a partir de que sea publicado en el SIM y una vez que CENACE notifique lo anterior a los Integrantes de la Industria Eléctrica, en los términos previstos en la Resolución que emita el CENACE para la expedición del Manual. Lo anterior es sin menoscabo del cumplimiento de lo establecido en el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado y demás disposiciones vinculadas, considerando la existencia de un Protocolo Correctivo vigente en la fecha de la publicación del presente Manual.
- 6.2 Las disposiciones transitorias que se incluyan en las BME, Manuales de Prácticas de Mercado, Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación, y que establezcan condiciones especiales relacionadas con sistemas y procedimientos que mencionan el Manual, aplicarán a pesar de no encontrarse en el presente Manual.
- 6.3 Los plazos de las disposiciones transitorias podrán reducirse en caso de que el CENACE cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con todas las disposiciones del presente Manual.
- 6.4 En la aplicación del Protocolo Correctivo durante el año de operación 2019, en el Sistema Interconectado Baja California, se considerará que el porcentaje que deberán contribuir las ERC con Déficit de Cobertura de Potencia para el pago realizado a los representantes de las UCE contratadas mediante Protocolo Correctivo señalado en el presente documento, será igual a cero, por lo anterior, el total de los cobros y pagos que se generen por las diferencias entre la energía entregada por el Precio Pactado y los ingresos que reciban las UCEs contratadas por Protocolo Correctivo en el Mercado de Corto Plazo, se distribuirán de manera proporcional entre los compradores de energía física.
- 6.5 El CENACE deberá ajustar sus sistemas de liquidaciones y Emisión de Estados de Cuenta Diarios para contemplar las disposiciones contenidas en el presente manual en un plazo que no exceda 90 días naturales a partir de su publicación. Si durante ese periodo el CENACE gestiona la contratación de energía a través de Protocolo Correctivo y no se han

finalizado los desarrollos informáticos que permitan realizar los cálculos de las liquidaciones de acuerdo con lo establecido en el presente manual, los pagos o cobros correspondientes se ajustarán en el proceso de reliquidaciones.

- 6.6 El CENACE, con la autorización de la Comisión, podrá realizar correcciones a las fórmulas que afectan los cálculos de las liquidaciones descritos en el presente Manual, y podrá agregar los Folios Únicos de Liquidación adicionales que se requieran para liquidar conceptos referentes a estados operativos de emergencia en el SEN. Dichas correcciones y Folios Únicos de Liquidación deberán publicarse en el Sistema de Información del Mercado, y podrán implementarse sin requerir cambios al presente Manual.

Anexo 2 Requisitos simplificados para los Participantes de Mercado Temporales

Información y requisitos para Registro

a) Información de la empresa como Participante de Mercado Temporales:

Nombre de la empresa:	(colocar la denominación social y su régimen de capital como aparece en la cedula de identificación fiscal)
Nombre comercial de la Empresa	
Registro Federal de Contribuyentes (RFC):	
Domicilio Fiscal de la empresa:	

b) Información del Representante Legal del Participante de Mercado Temporales

Representante Legal	
Nombre del Representante Legal:	
Registro Federal de Contribuyentes (RFC):	
Teléfono:	
Correo electrónico para recibir notificaciones:	
Dirección para recibir notificaciones:	

c) Información del Contacto Secundario del Participante de Mercado Temporales

Contacto Secundario (Solo en caso de tener)	
Nombre del Contacto Secundario	
Registro Federal de Contribuyentes (RFC):	
Teléfono	
Correo electrónico para recibir notificaciones:	
Dirección para recibir notificaciones:	

d) Información del Contacto de atención del Participante de Mercado Temporales (persona de enlace entre CENACE y el RL del Participante de Mercado Temporal que atenderá de forma directa la solicitud de información del CENACE.).

Contacto de Atención (Solo en caso de tener)	
Nombre del Contacto Secundario	
Teléfono:	
Correo electrónico para recibir notificaciones:	

Información para la creación de la cuenta de acceso al SIM.

Para configurar las cuentas acceso al SIM, deberán llenar las tablas CH_Participantes y C_Autenticación_Participantes, para esta última tabla es requisito contar con al menos un certificado digital válido (formato .CER) emitido por el Servicio de Administración Tributaria (SAT), generado por el CENACE o por algún

prestador de servicios de certificación acreditado por la Secretaría de Economía y que tenga un convenio con el CENACE.



Formato_CH_PARTI
CIPANTES.xlsx



Formato_C_AUTENTI
CACION_PARTICIPAN

Documentación que debe presentar el Participante de Mercado Temporales. (colocar el estatus del documento: Presentado, No aplica en su caso o Pendiente de entrega)

Documentos de la empresa como Participante de Mercado Temporales	Estatus
Acta Constitutiva de la Sociedad	
Cedula de Identificación fiscal de la empresa	
Cuestionario de la Evaluación de Antecedentes firmado por el Representante Legal.	
Documentos del Representante Legal la empresa como Participante de Mercado Temporales	
Poder Legal (indicar si las facultades se encuentran dentro del acta constitutiva)	
Cedula de Identificación fiscal de la empresa	
Identificación oficial vigente	
Escrito bajo protesta firmado por el Representante Legal, que contenga la siguiente leyenda: "Declaro bajo protesta de decir verdad que las facultades y poderes manifestados se encuentran vigentes a la fecha de presentación de la solicitud y hasta la fecha de la firma del Contrato"	
Escrito bajo protesta firmado por el Representante Legal que contenga la siguiente leyenda: "Declaro bajo protesta de decir verdad que mi representada no aparece en el Directorio de Licitantes, Proveedores y Contratistas sancionados con el impedimento para presentar propuestas o celebrar contratos con las dependencias, entidades de la Administración Pública Federal y de los Gobiernos de los Estados, de la Secretaría de Función Pública."	
Documentos del Contacto Secundario de la empresa como Participante de Mercado Temporales (Solo en caso de tener)	
Poder Legal (indicar si las facultades se encuentran dentro del acta constitutiva)	
Cedula de Identificación fiscal de la empresa	
Identificación oficial vigente	
Archivos para la configuración de cuentas de acceso al SIM	
CH_Participantes	
C_Autenticación_Participantes	

Declaro Bajo protesta de decir verdad que toda la información proporcionada en el presente documento es verídica.

[Nombre y firma]
Representante Legal



Anexo 3 Requisitos simplificados de Registro y acreditación para los Participantes de Mercado Temporales

Información y requisitos para Registro de Activos

Información y documentación para el Registro de Activos/Actividades,

Para la representación de los Usuarios Calificados/Centros de Carga:

1. Título de Permiso de Generación emitido por la CRE. (Opcional)
2. Contrato de Interconexión. (Opcional)
3. Escrito indicando la Nomenclatura de la instalación temporal y el número de Cuenta de Orden asignada a la Central Eléctrica.
4. Diagrama unifilar de la Central Eléctrica Temporal señalando el o los medidores para liquidaciones y la disposición de sus servicios auxiliares o propios.
5. Las siguientes plantillas con información técnica de la Central Eléctrica.



Formato_CH_UNIDA
DES_IMP.xlsx



Formato_CH_SUBC
UENTAS_PARTICIPAN



Formato_CH_CARG
AS_EXP.xlsx



Formatos USO de
Unidades.xlsx

Para uso de servicios
auxiliares o propios.

Información y documentación para el Acreditación,

Para Requisito de Conectividad,

Presentar un escrito donde se mencione las características que cuenta sus requisitos de red, voz y datos para la conectividad, además del cumplimiento conforme a los términos del Manual de Registro y Acreditación de PM en el punto 5.4. en cual menciona que se deben complementar satisfactoriamente los requisitos establecidos en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información para Participantes de Mercado y el Manual de Modelos de RED, aplicables para sus actividades en el MEM.

Para Cuentas Bancarias,

Presentar las cuentas bancarias Principal y de Respaldo las cuales deben ser de distintos bancos, a través de un escrito, con la información siguiente: Nombre o razón social del titular de la cuenta, Nombre del Banco, Número de la sucursal, Número de la cuenta, Clave Bancaria Estandarizada (CLABE) de 18 dígitos, Ubicación de la sucursal y un Estado de Cuenta de cada cuenta no mayor a tres meses al día de entrega, lo anterior conforme a los términos del Manual de Registro y Acreditación de PM en el punto 5.6.

Para las Cuentas de Orden,

Presentar un escrito donde describa la estructura y las actividades o activos relacionados a cada una de la(s) cuenta orden requeridas, conforme a los términos del Manual de Registro y Acreditación de PM en el punto 5.7.

6. Para el Plan de Emergencia,

Este requisito Presentar un escrito donde describa: (a) Los métodos alternos para remitir ofertas o recibir instrucciones del CENACE ante pérdida de los medios principales de comunicación, (b) Información de contactos

ante emergencias, (c) Declaración, bajo protesta de decir verdad, que ha implementado los mecanismos necesarios para activar el plan de emergencia presentado, conforme a los términos del Manual de Registro y Acreditación de PM en el punto 5.6.

8. Para los Simulacros,

Este requisito que se realizará hasta que se concluya con el registro de activos y los anteriores requisitos de acreditación y CENACE le de aviso.

Ciudad de México a 17 de abril de 2019. El Director General del CENACE, Alfonso Morcos Flores.



SECRETARÍA DE ENERGÍA
OFICIALIA DE PARTES
CENACE
15 ABR 2019
15:10
HORA
QUIEN RECIBE

Dirección General
Dirección de Operación y Planeación del Sistema
Oficio No. CENACE/DOPS/088/2019

Ciudad de México, a 12 de abril de 2019

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata".

ACUSE

Asunto: Solicitud de Autorización referida en el numeral 4.6 del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado

Lic. Ingrid Gallo Montero
Secretaria Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía
Presente.

Atención: Mtro. Oliver Ulises Flores Parra
Bravo
Jefe de la Unidad de Electricidad
Comisión Reguladora de Energía

2019 ABR 15 PM 3:00

en anexa
COMISION REGULADORA DE ENERGIA

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 2, párrafo primero, fracción II, 22, párrafo primero, fracción XXVII y 25, párrafo primero, fracción V, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 27, párrafo primero, fracciones XXII, XXIII, XXV, XXIX, y último párrafo, y 36, párrafo primero, fracción XX, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, párrafo primero, fracciones I y XX, 12, párrafo primero, fracciones LII y LIII, de la Ley de la Industria Eléctrica; BASE 2, denominada "Definiciones y reglas de interpretación", apartado 2.1, denominado "Términos definidos", numeral 2.1.7, apartado 2, denominado "Reglas de interpretación", numeral 2.2.4, de las Bases del Mercado Eléctrico; y Capítulo 1, denominado "Introducción", apartado 1.4, denominado "Reglas de interpretación", numeral 1.4.3, del Manual del Sistema de Información del Mercado (SIM), ante usted con el debido respeto comparezco a exponer:

Me refiero al acuerdo A/073/2015 emitido por esa H. Comisión Reguladora de Energía (en adelante la "CRE" o la "Comisión") mediante el cual se expidieron los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante el "CENACE") gestione la contratación de potencia en caso de emergencia, de conformidad con lo dispuesto por los artículos 12, párrafo primero, fracción XXII y 135, párrafo cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica.

En virtud de lo manifestado en el párrafo anterior, se hace de su conocimiento que, en cumplimiento a lo dispuesto por el Capítulo 4, denominado "Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado", apartado 4.6 denominado "Modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado de en caso de riesgo para el SEN" (sic), numeral 4.6.1, inciso (b), del "Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado", el 22 de marzo de 2019, el CENACE publicó en el SIM un comunicado dirigido a los Integrantes de la Industria Eléctrica informándoles la declaratoria de aplicación del Protocolo Correctivo para gestionar la

blm

contratación de energía, derivado de las condiciones de reserva operativa que se prevé tener en el Sistema Eléctrico Baja California entre los meses de mayo y septiembre de 2019. Se adjunta Aviso y liga al SIM.

<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Notificaci%C3%B3n%20de%20Activaci%C3%B3n%20Protocolo%20Correctivo%20en%20el%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Baja%20California%20para%20Verano%202019.pdf>.

Por lo antes expuesto, con el objetivo de contar con la Disposición Operativa del Mercado que describa las características para los procesos de contratación por Protocolo Correctivo así como los mecanismos y reglas para poder administrar las acciones a realizar bajo condiciones operativas críticas del Sistema Eléctrico Nacional, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 108, párrafo primero, fracción II y 109, de la Ley de la Industria Eléctrica, así como por el Capítulo 4, denominado, "Procedimiento para el desarrollo de las Disposiciones Operativas del Mercado", apartado 4.6 denominado "Modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado de en caso de riesgo para el SEN", numeral 4.6.1, inciso (a), del "Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado", respetuosamente se solicita a esa H. Comisión tenga a bien emitir la autorización para que la propuesta de Manual de Prácticas del Mercado que se remite en forma anexa al presente oficio sea publicada en los términos del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado, sin menoscabo del cumplimiento de las demás disposiciones que con posterioridad resulten aplicables.

Se emite el presente con fundamento en lo establecido en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafos cuarto y quinto, 49, párrafo primero y 90, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1º, párrafo primero, 2º, 6º, párrafo primero, 14, párrafo primero, fracción I y 15, párrafo antepenúltimo, 22, fracción I, de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 107, 108, párrafo primero, fracciones II, III, IV y XXXIV, de la Ley de la Industria Eléctrica; PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO, párrafo primero, y VIGÉSIMO CUARTO, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, artículos 1º, párrafo primero, 3, párrafo primero, apartado B, fracción III.2, 14, párrafo primero, fracciones VI, y XXII, 51, párrafo primero y 76 párrafo primero del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía.

Con un cordial saludo, quedo

Atentamente



Ing. Nemorio González Medina

Director de Operación y Planeación del Sistema

Anexos los que se indican.

- C.c.p.** Dr. Alberto Montoya Martín Del Campo. - Subsecretario de Planeación y Transición Energética
Ing. Alfonso Morcos Flores. - Director General del CENACE
Lic. Carlos Ramírez Elizondo. - Director Jurídico del CENACE
Ing. Martín Maximino Vivar López. - Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE
Ing. Luis Sergio Martínez Reyes. - Subdirector de Operación del CENACE
Ing. Luis Eduardo Quirazco González. - Gerente de Control Regional Baja California CENACE

Ciudad de México, a 14 de marzo de 2019

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata".

Asunto: Notificación Activación Protocolo Correctivo

Lic. Ingrid Gallo Montero

Secretaria Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía
Presente

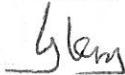
At n. Lic. Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Jefe de la Unidad de Electricidad

De conformidad con lo dispuesto por los artículos 2, párrafo primero, fracción II, 3, 4, 22, párrafo primero, fracciones I, III, IV, XXVII y 25, párrafo primero, fracción XI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 27, párrafo primero, fracciones, XXII, XXIII, XXIX, y último párrafo, y 36, párrafo primero, fracciones XX, XXII, XXX y XXXVII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía; numeral X, del Manual Organización General de la Comisión Reguladora de Energía, ante Usted con el debido respeto comparezco para exponer los siguientes:

ANTECEDENTES

- a) El artículo 12 fracción XXII de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante la "LIE") otorga a la Comisión Reguladora de Energía (en adelante la "CRE") la facultad de expedir los protocolos para que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante el "CENACE") gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia;
- b) A su vez, la LIE en el artículo 108, fracción IX, señala que el CENACE, gestionará la contratación de Potencia en casos de emergencia;
- c) De igual forma el artículo 135 de la LIE establece que en casos de emergencia no se requerirán subastas para adquirir Potencia;
- d) Por otro lado, la Base 6, numeral 6.3.2, inciso (c), numeral (iii) de las Bases del Mercado Eléctrico (en adelante las "Bases") establece que cuando el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante el "SEN") se encuentre en un Estado Operativo de Emergencia, el CENACE tendrá como prioridad restablecer el SEN al Estado Operativo Normal.



CONSIDERANDO

1. Que el 17 de febrero de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante el "DOF") el *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante "CENACE") gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante el "Acuerdo")*;

2. Que el 08 de abril de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante el "DOF") la *Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica*;

3. Que mediante oficio UE-240/49912/2018 de fecha 19 de junio de 2018, la CRE comunicó que el CENACE está en posibilidades de implementar el Protocolo Correctivo al que se refiere el Acuerdo;

4. Que del análisis de la información derivada de las condiciones actuales del Sistema Eléctrico de Baja California, el CENACE identificó que se encuentra en condiciones inminentes de racionamiento que puede afectar el suministro de la energía eléctrica a los usuarios finales para el verano del presente año (periodo mayo-octubre), por lo que **se actualiza el Estado Operativo de Emergencia** referido en el Antecedente d) de este documento;

5. Que el Estado Operativo de Emergencia señalado en el numeral anterior, no puede resolverse mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases, por lo cual el único mecanismo para mitigar dicha condición de emergencia es la aplicación del Protocolo Correctivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia, Anexo 1 del Acuerdo referido en el numeral 1 de este apartado.

Por lo expuesto a esa H. Autoridad:



PRIMERO. – Se notifica la aplicación del *Protocolo Correctivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia*, dadas las condiciones inminentes de racionamiento en el Sistema Eléctrico de Baja California, las cuales se acreditan en el **Anexo Único** de este oficio.

Se emite el presente con fundamento en lo establecido por los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafos cuarto y quinto, 49 párrafo primero y 90 párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1º, párrafo primero, 2º, 6º, 14, párrafo primero, fracción I y 15, párrafo antepenúltimo de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 107, 108, párrafo primero, fracciones I, II, IX y XXXIV, de la Ley de la Industria Eléctrica; PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO y VIGÉSIMO CUARTO del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía; artículos 1º, 3º, párrafo primero, apartado B, fracción I, 13, párrafo primero, fracciones IV y XXII y 17, párrafo primero, fracción II del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía.

Atentamente,



Ing. Nemorio González Medina
Director de Operación y Planeación del Sistema

- C. c. p.** Ing. Alfonso Morcos Flores. Director General. CENACE.
Ing. Héctor A. Beltrán Mora, Director General de la Unidad de Electricidad de la CRE.
Ing. Noé Peña Silva. Director de Transmisión. CFE.
Ing. Guillermo Nevarez. Director de Distribución. CFE.
Lic. Carlos Ramírez Elizondo. Director Jurídico. CENACE.
Ing. Martín M. Vivar López. Subdirección de Conciliación y Contratos del CENACE.
Ing. Luis Sergio Martínez. Subdirector de Operación. CENACE
Ing. Luis E. Quirazco González. Gerente de Control Regional Baja California del CENACE.
Ing. Mauricio Cuellar Ahumada. Subgerente de Operación y Despacho de la Gerencia del Centro Nacional
Ing. Emilio Luna Quiroz. Subgerente de Operación y Despacho de la Gerencia del Centro Alterno



ANEXO UNICO
(Oficio núm. CENACE/DOPS/058/2019)

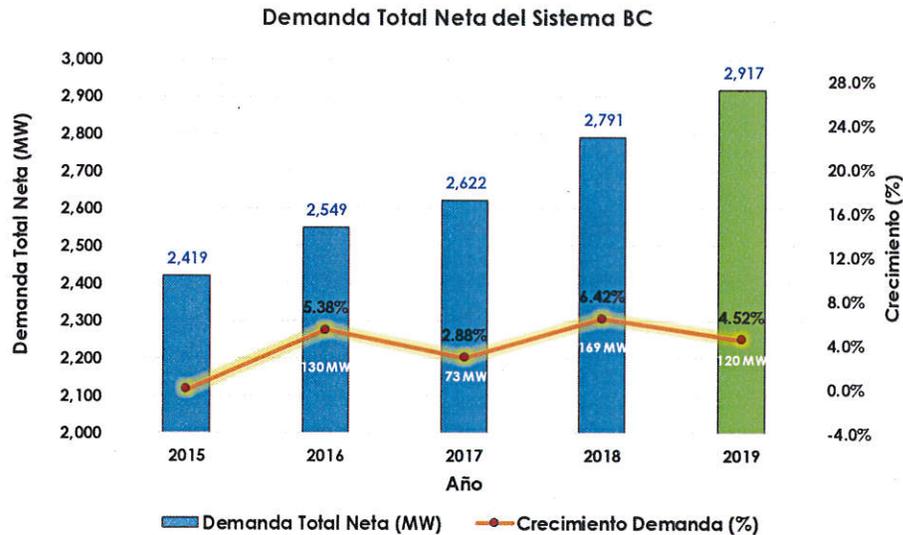
En cumplimiento a lo dispuesto por el Protocolo y su Anexo I, denominado "Protocolo Correctivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de Potencia en caso de Emergencia" se integra al presente la siguiente información para cada uno de los 6 numerales que lo integran:

Numeral 1.

Se cumple con la suscripción del presente oficio dando notificación de la acción tomada por el Centro Nacional de Control de Energía, soportada con la siguiente información:

El suministro eléctrico es un servicio de interés público. El Gobierno Federal, los Generadores, los Transportistas, los Distribuidores, los Comercializadores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el CENACE, cada uno en el ámbito de sus competencias y responsabilidades, ejecutarán los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional. En ese sentido, es importante contar con los recursos suficientes para abastecer la demanda de energía eléctrica en el futuro. El Sistema Eléctrico de Baja California se encuentra aislado eléctricamente del Sistema Interconectado Nacional; esta condición aunada a la baja integración de nueva generación ha ocasionado que para el verano 2019 se prevean condiciones inminentes de cortes de carga.

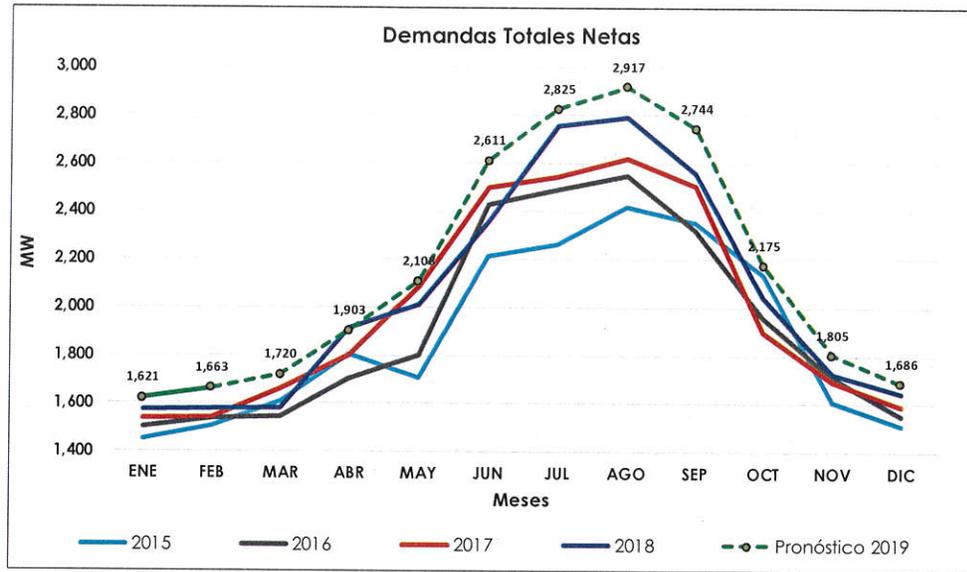
En el Sistema Eléctrico de Baja California se estima un crecimiento en su demanda de 4.52% para el año 2019 con respecto al 2018, resultando en una demanda neta de 2,917 MW para el periodo de verano 2019, esto puede ser apreciado en la **Gráfica 1**.



Gráfica 1. Demanda total neta 2015 a 2018 y pronóstico 2019 en el Sistema Eléctrico de Baja California.

Las demandas máximas netas mensuales que se pronostican para el año 2019 se esperan con un crecimiento generalizado, el cual es mostrado en la **Gráfica 2**. En esta se observa que la demanda Máxima anual del Sistema se ha presentado con mayor frecuencia durante el mes de agosto; sin embargo, se ha registrado también en los meses de julio y septiembre.

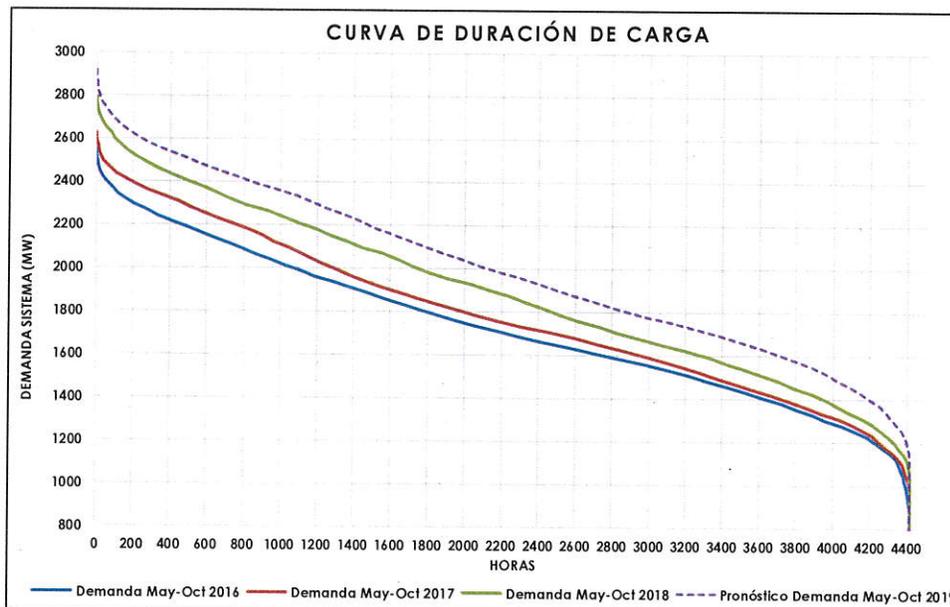
h lera



Gráfica 2. Demandas totales netas mensuales 2015 a 2018 y pronóstico 2019 en el Sistema Eléctrico de Baja California.

La curva de duración de carga representa la frecuencia en horas, en que cierta demanda se tiene en el sistema. Esto ayuda a identificar el número de horas que el Sistema Baja California presenta altas demandas.

Para representar las demandas máximas del Sistema en la curva de duración de carga, se considera los meses de verano, en específico el periodo de mayo a octubre para los años 2016, 2017 y 2018, y pronóstico 2019 los cuales se muestran en la Gráfica 3.



Gráfica 3. Curva de duración de carga mayo a octubre 2015-2018 y pronóstico 2019 en el Sistema Eléctrico de Baja California.

El suministro de energía eléctrica tiene como propósito mejorar o al menos mantener las condiciones del suministro. Por esta razón, es importante disponer de recursos suficientes para abastecer la demanda eléctrica y reservas requeridas.

Handwritten signature

Handwritten signature



Es importante comentar que, para la condición de verano de 2019, se llevaba un proceso avanzado para lograr la interconexión al Sistema Eléctrico de Baja California de una de las dos centrales eléctricas localizadas en la Ciudad de Mexicali (Estas centrales actualmente están interconectadas de forma directa al mercado eléctrico de California, Estados Unidos de América), en este caso con Saavi Energía "La Rosita II" de 336 MW. Con la interconexión de esta central nos garantizaría contar con recursos de generación suficientes para atender la demanda y consumo eléctrico en el verano de 2019, y parte de los años futuros (2020-2022). Sin embargo, recientemente el CENACE fue notificado por dicha empresa, que se vio imposibilitada de llevar a cabo lo planeado, indicando que no pudo conseguir capacidad y energía firme en los Estados Unidos para revertir sus compromisos comerciales de entrega que tiene con el Mercado de California.

Ante la condición anterior, los recursos de generación disponibles para la atención de la demanda eléctrica en BC, es la que se muestra en las Tablas 1 y 2 siguientes.

La Tabla 1, muestra el caso donde se considera todo el parque de generación disponible, sin la concurrencia de "Saavi Energía", La Rosita II.

Tabla 1. Caso 1 (Parque de generación completo)

		2019					
		MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT
Demanda Total Neta (MW)		2,108	2,611	2,825	2,917	2,744	2,175
Capacidad real de generación (actual + futura)		2,821	2,811	2,805	2,803	2,803	2,636
Reserva Planeación	Requerimiento de Reserva de Planeación (%)	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	Requerimiento de Reserva de Planeación (MW)	316	392	424	438	412	326
	Reserva de Planeación Prevista (MW)	714	200	-19	-113	60	461
	Déficit de Capacidad de Generación (MW) sin Enlace con USA	0	191	443	551	352	0
	Déficit de Capacidad de Generación (MW) con Enlace con USA	0	0	35	143	0	0

La Tabla 2, considera el Caso 1 más el disparo de la contingencia sencilla más severa (Baja California III = 324 MW), por tres días (un día previo a la demanda máxima, día demanda máxima, día posterior a la demanda máxima).

Tabla 2. Caso 1 + Contingencia

		2019					
		MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT
Demanda Total Neta (MW)		2,108	2,611	2,825	2,917	2,744	2,175
Capacidad real de generación (actual + futura)		2,497	2,487	2,481	2,479	2,479	2,312
Reserva Planeación	Requerimiento de Reserva de Planeación (%)	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	Requerimiento de Reserva de Planeación (MW)	316	392	424	438	412	326
	Reserva de Planeación Prevista (MW)	390	-124	-343	-437	-264	137
	Déficit de Capacidad de Generación (MW) sin Enlace	0	515	767	875	676	189
	Déficit de Capacidad de Generación (MW) con Enlace	0	107	359	467	268	0

hlem



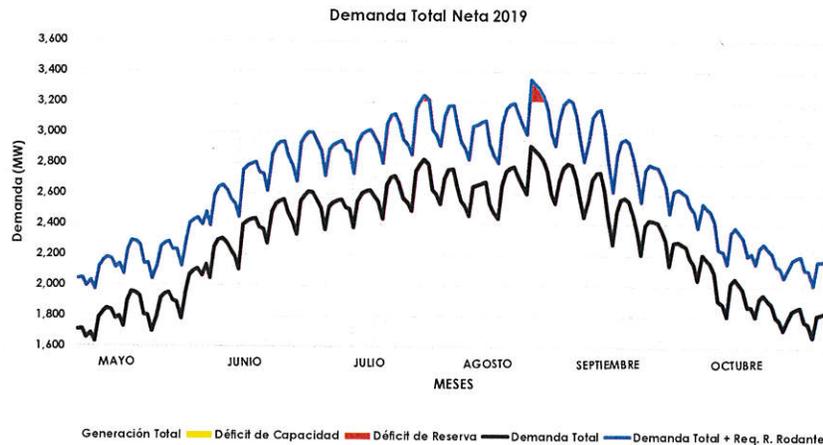


Considerando ambos casos y tomando como referencia el criterio de reserva de planeación ($\geq 15\%$) establecido en el Código de Red, se identifica que se tendría un déficit de capacidad de generación, lo cual originaría una violación a este criterio de reserva de planeación ($< 15\%$ - Estado de Alerta), por lo que se observa que estaría en riesgo la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Baja California y con ello, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales.

La demanda máxima total esperada para verano 2019 es de 2,917 MW (agosto); sin embargo, considerando la disponibilidad de generación actual de 2,803, más el requerimiento de reserva de planeación de 438 MW, se tendría un déficit de capacidad de generación de aproximadamente 143 MW para el Caso 1 y de 467 MW para el Caso 1 + Contingencia, esto considerando que para ambos casos el enlace de interconexión con los Estados Unidos de América se encuentra 100% disponible (flujo máximo de 408 MW). No obstante, por las condiciones del mercado de energía en California, Estados Unidos, no hay garantía que las importaciones sean asignadas a los Participantes del Mercado y/o CENACE para cubrir el déficit de generación.

El Sistema Eléctrico de Baja California por pertenecer a la Interconexión Eléctrica con el WECC, tiene que cumplir con ciertos estándares de confiabilidad, uno de ellos es el BAL-002-WECC-2A (Reserva de Contingencia), en el cual se estipula que cada Autoridad de Balance (en este caso la Gerencia de Control Regional Baja California) debe ser capaz de mantener un monto mínimo de reserva de contingencia en todo momento, excepto en los primeros 60 minutos de ocurrido un evento donde se active la reserva de contingencia y . El monto de la reserva contingencia será igual a la pérdida de la contingencia de sencilla más severa. Por lo anterior, en caso de presentarse violaciones a las reservas por la Autoridad de Balance, esta puede ser acreedora a penalizaciones económicas o a incrementar sus niveles de reservas.

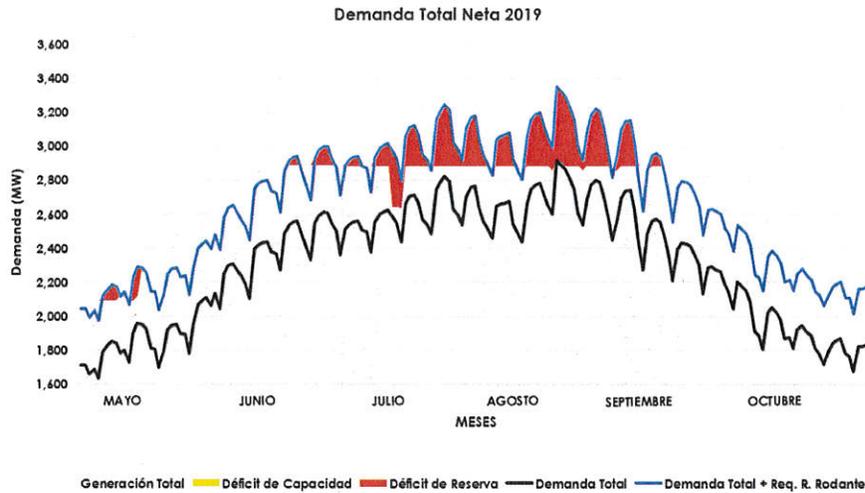
En la Gráfica 4 y 5, se muestra el déficit de Potencia y Energía en el Sistema Eléctrico de Baja California considerando el enlace de interconexión con California (Caso 1 y Caso 1 + Contingencia). El área de color rojo representa la falta de Potencia y Energía para cubrir la demanda total del sistema y el Requerimiento de Reserva de Planeación del 15% establecido por el Código de Red.



Gráfica 4. Demandas y Generación diaria para el verano 2019 Caso 1

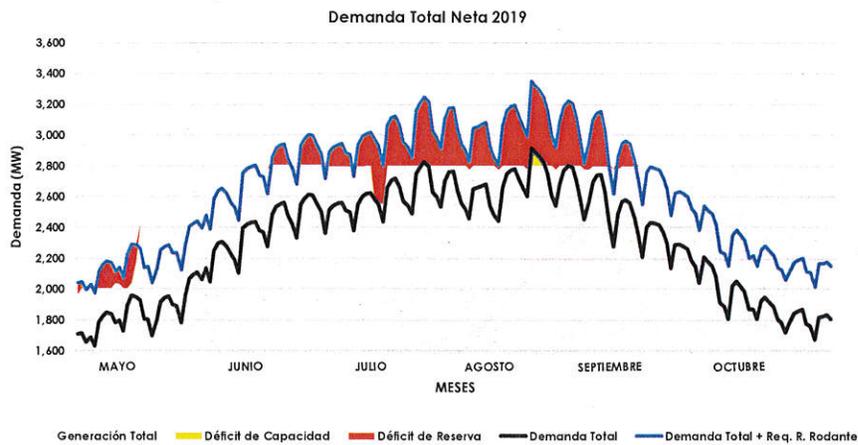
Handwritten signature

Handwritten signature



Grafica 5. Demandas y Generación diaria para el verano 2019 Caso 1 + Contingencia

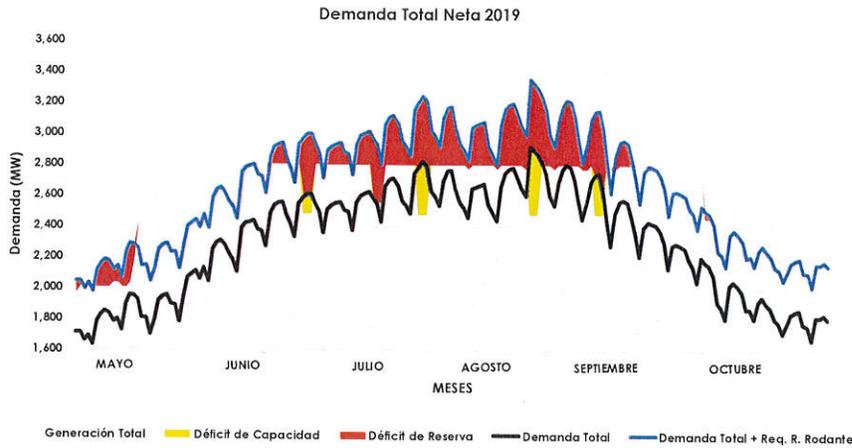
Las Gráficas 6 y 7 muestran el mismo comportamiento de las gráficas anteriores, sin embargo, en estas no es considerando el enlace de interconexión con California de 408 MW.



Grafica 6. Demandas y Generación diaria para el verano 2019 Caso 1

[Handwritten signature]

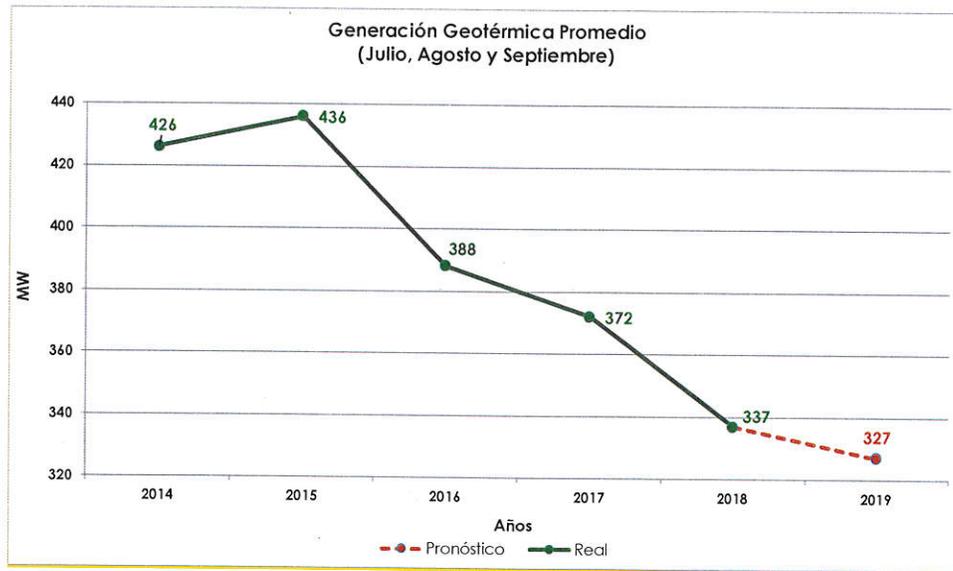
[Handwritten signature]



Gráfica 7. Demandas y Generación diaria para el verano 2019 Caso 1 + Contingencia

Es importante mencionar que el problema por el cual se ha tenido insuficiencia de capacidad de generación en la Sistema Baja California en los últimos años, es debido principalmente a que no se tienen desarrollos de proyectos de generación, aunado a la importante degradación del campo Geotérmico Cerro Prieto. En la parte de la capacidad real de generación, también se están considerando las actuales degradaciones e indisponibilidades de las unidades generadoras que se encuentran en operación (Tablas 1 y 2).

La Gráfica 8, muestra la degradación de la generación en el campo geotérmico a lo largo de estos últimos años. Para el 2019 se espera en promedio una generación de 327 MW durante los meses de julio, agosto y septiembre.



Gráfica 8. Generación geotérmica promedio de los meses julio, agosto y septiembre de la Central Cerro Prieto de los años 2014 a 2018 y pronóstico 2019.

En términos de lo dispuesto por el Código de Red, y en particular al Criterio OP-38 y al punto 2.1.6 (Requerimiento de Reserva para los Estados Operativos del SEN), donde el CENACE debe de mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, se resalta que "El Código de Red, establece en su Tabla 2 (Niveles de Reserva de Planeación), que el margen de reserva de planeación dentro del Estado Normal debe ser $\geq 15\%$. En este sentido, el Sistema Eléctrico de Baja California presentaría, tanto para el Caso 1, como para el Caso 1+ enlace internacional con los Estados Unidos, un déficit de Reserva menor al 15% (Estado de Alerta)".

[Firmas manuscritas]



Por lo anterior y ante el déficit capacidad de generación, se estaría en una situación crítica de racionamiento de suministro de energía hacia los usuarios finales, en caso de no disponer de recursos adicionales a los previstos, provocando con ello un inminente corte de carga, lo cual estaría afectando económicamente al ramo industrial, comercial, turístico y residencial, entre otros.

El Código de Red indica en su apartado 3.5 (Criterios de Seguridad y Confiabilidad), establece un criterio probabilístico de Confiabilidad para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, llamado LOLP (Loss of Load Probability). Este indicador muestra una medida de la Confiabilidad del sistema eléctrico indicando el número promedio de días en los cuales el pico de carga diario se espera que exceda la capacidad de generación disponible.

Al evaluar la suficiencia del sistema de generación mediante el método de Probabilidad de Pérdida de Carga, se encontró que no se cumpliría con el criterio, el cual especifica que, para el Sistema Eléctrico, el criterio probabilístico deber ser menor a 0.2178 %, y el valor encontrado para el Caso 1 fue de 0.2438%, mientras que para el Caso 1 + Contingencia fue de 7.0731%, considerando una importación de 408 MW en el enlace con California, Estados Unidos (ver Tablas 3 y 4), ambos incumpliendo con el valor establecido.

Tabla 3. Cálculo del LOLP en el Sistema Eléctrico de Baja California para el Caso 1 en los meses de junio a septiembre del 2019.

Demanda Total 2019

Cálculo del LOLP considerando diferentes importaciones en el MDA			
Capacidad del Sistema (MW)	Demanda Total 2019 (MW)	Importación MDA	LOLP
2803	2917	0	14.5661%
		100	6.3521%
		200	2.4096%
		250	1.4264%
		300	0.8375%
		408	0.2438%

Nota: Estándar Nacional: 0.2178%

Tabla 4. Cálculo del LOLP en el Sistema Eléctrico de Baja California para el Caso 1 + Contingencia en los meses de junio a septiembre del 2019.

Demanda Total 2019

Cálculo del LOLP considerando diferentes importaciones en el MDA			
Capacidad del Sistema (MW)	Demanda Total 2019 (MW)	Importación MDA	LOLP
2479	2917	0	87.8400%
		100	58.2174%
		200	34.0523%
		250	24.7999%
		300	17.1880%
		408	7.0731%

Nota: Estándar Nacional: 0.2178%

h lewy



Para analizar el alcance económico que podría presentarse en el Sistema Eléctrico de Baja California, se muestra en la Tabla 5 (con enlace) y la Tabla 6 (sin enlace), el Caso 1 y el Caso 1 + Contingencia, donde se observa el número de horas afectadas, el número de usuarios afectados, el tiro de carga en dólares con referencia a los montos establecidos por la SENER, la energía no suministrada en MWh, el tiro de carga máximo y el intercambio máximo que se tendría con California, Estados Unidos.

En la Tabla 5, para el Caso 1, los costos derivados del racionamiento de energía eléctrica en los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre ascenderían a los \$ 2.6 Millones de dólares y 308.5 mil usuarios acumulados afectados para el mismo periodo; mientras que para el Caso 1 + Contingencia, los costos del tiro de carga se incrementarían en un 95 % y el número de usuarios acumulados afectados ascendería a 6.2 Millones.

Tabla 5. MWh de Tiro de Carga, núm. de Usuarios afectados, núm. de hrs. afectadas y Costo en Dólares para los meses de verano de 2019/Con enlace.

Caso 1

	Tiro de Carga						
	Dem Max (MW)	Número Horas Afectadas	No. Usuarios Afectados acumulado	Tiro de Carga (DlIs)	Energía No Suministrada (MWh)	Max. Tiro Carga (MW)	Max. Intercambio (MW)
Mayo	2,108	0	0	\$0	0	0	54
Junio	2,611	0	0	\$0	0	0	191
Julio	2,825	5	20,379	\$172,029	66	35	443
Agosto	2,917	18	288,113	\$2,432,121	935	143	551
Septiembre	2,744	0	0	\$0	0	0	352
Octubre	2,175	0	0	\$0	0	0	54
Total	-	23	308,492	\$2,604,150	1,002	-	-

Caso 1 + Contingencia

	Tiro de Carga						
	Dem Max (MW)	Número Horas Afectadas	No. Usuarios Afectados acumulado	Tiro de Carga (DlIs)	Energía No Suministrada (MWh)	Max. Tiro Carga (MW)	Max. Intercambio (MW)
Mayo	2,108	0	0	\$0	0	0	54
Junio	2,611	12	242,677	\$2,048,572	788	107	515
Julio	2,825	41	2,087,506	\$17,621,801	6,778	359	767
Agosto	2,917	44	3,295,877	\$27,822,340	10,701	467	875
Septiembre	2,744	28	551,667	\$4,656,927	1,791	268	676
Octubre	2,175	0	0	\$0	0	0	62
Total	-	125	6,177,727	\$52,149,640	20,058	-	-

Nota: 1 MW = 308 Usuarios y 1 MWh = 2600 DlIs.

A continuación, en la Tabla 6 se muestra el caso sin considerar el enlace de interconexión con Estados Unidos. En esta se aprecia que para el Caso 1 los costos derivados del racionamiento de energía eléctrica para los meses de mayo a septiembre ascenderían a los \$ 352 Millones de dólares y 41.7 Millones usuarios acumulados afectados para el mismo periodo; mientras que para el Caso 1 + Contingencia, los costos por el tiro de carga se incrementarían en un 32 % y el número de usuarios acumulados afectados ascendería a 61 Millones.

Handwritten signatures and initials in blue ink.



Tabla 6. MWh de Tiro de Carga, núm. de Usuarios afectados, núm. de hrs. afectadas y Costo en Dólares para los meses de verano de 2019/Sin enlace.

Caso 1

	Tiro de Carga					
	Dem Max (MW)	Número Horas Afectadas	No. Usuarios Afectados acumulado	Tiro de Carga (DlIs)	Energía No Suministrada (MWh)	Max. Tiro Carga (MW)
Mayo	2,108	177	3,751,973	\$31,672,497	12,182	251
Junio	2,611	67	1,308,147	\$11,042,801	4,247	191
Julio	2,825	326	15,031,329	\$126,887,844	48,803	443
Agosto	2,917	332	18,136,521	\$153,100,500	58,885	551
Septiembre	2,744	99	3,489,401	\$29,455,980	11,329	352
Octubre	2,175	0	0	\$0	0	0
Total	-	1,001	41,717,371	\$352,159,621	135,446	-

Caso 1 + Contingencia

	Tiro de Carga					
	Dem Max (MW)	Número Horas Afectadas	No. Usuarios Afectados acumulado	Tiro de Carga (DlIs)	Energía No Suministrada (MWh)	Max. Tiro Carga (MW)
Mayo	2,108	227	3,895,215	\$32,881,682	12,647	251
Junio	2,611	113	5,051,323	\$42,641,039	16,400	515
Julio	2,825	353	20,009,563	\$168,911,897	64,966	767
Agosto	2,917	357	23,280,820	\$196,526,403	75,587	875
Septiembre	2,744	130	7,917,933	\$66,839,692	25,708	676
Octubre	2,175	72	1,117,720	\$9,435,297	3,629	258
Total	-	1,252	61,272,573	\$517,236,010	198,937	-

Nota: 1 MW = 308 Usuarios y 1 MWh = 2600 DlIs.

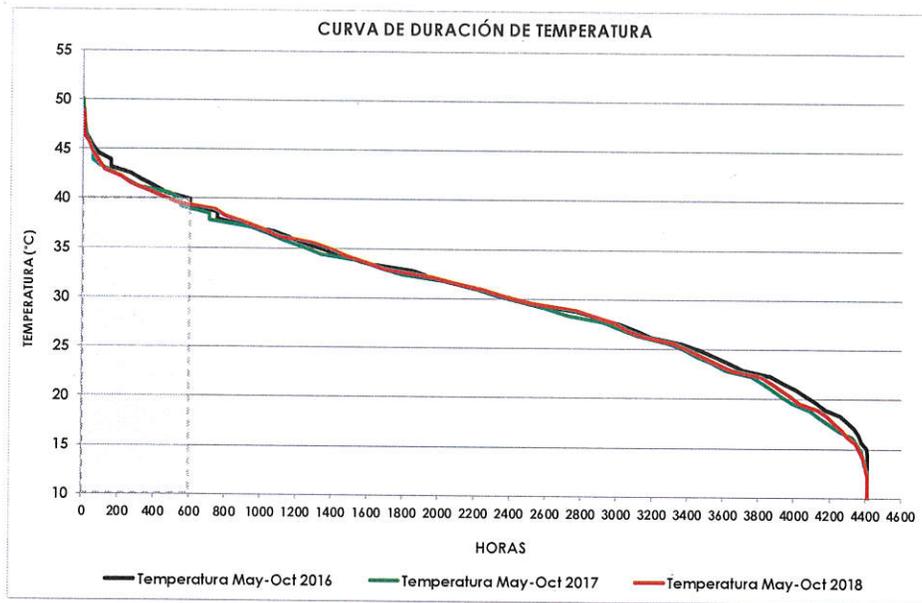
El suministro de energía eléctrica es un aspecto primordial para que continúe el desarrollo de la industria, por lo que, ante un evento de corte de carga, el nivel de actividad industrial se vería afectado gravemente e inclusive, podría desalentar a futuras inversiones en la región.

El impacto social que conlleva el racionamiento del suministro de energía eléctrica debe de ser considerado con responsabilidad. Mexicali alcanza temperaturas de hasta 50 grados Celsius durante el verano y es indispensable para la población mantener los aparatos de aire acondicionado funcionando para soportar dichas condiciones climatológicas.

En la Gráfica 9, se muestra la curva de duración de temperaturas que se han presentado durante los años 2016-2018 durante los meses de mayo a octubre. En esta se observa que en promedio las temperaturas se mantienen por encima de los 40 grados Celsius durante 545 horas a lo largo de mayo a octubre.

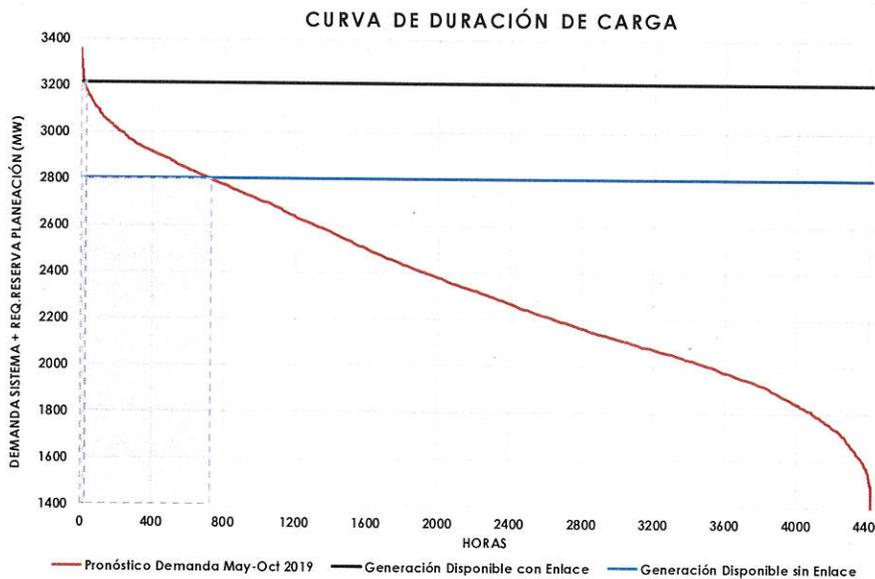
Handwritten signature

Handwritten signature



Gráfica 9. Curva de Duración de Temperaturas

Finalmente, en la Grafica 10, a través de la curva de duración de carga se puede observar el número de horas, en que la Capacidad Generación Disponible (con y sin enlace) no satisface la demanda más el requerimiento de reserva de planeación (15%), establecido por el Código de Red.



Gráfica 10. Curva de Duración de Carga

Numeral 2.

El presente Anexo Único acredita al CENACE ante la CRE, que el mecanismo de las subastas para asegurar la Confiabilidad a las que se refiere el Artículo 11 del Reglamento de la LIE y los demás mecanismos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico, no le permiten responder ante condiciones de emergencia que afectan los niveles de reserva operativa establecidos en el Código de

Handwritten signature and stamp



Red, al punto de colocar en una situación inminente de racionamiento que puede afectar el suministro de la energía eléctrica a los usuarios del sistema eléctrico de BC, lo que puede resultar en una condición de emergencia.

Numeral 3.

El CENACE emitirá la declaratoria correspondiente del Estado Operativo de Alerta a través del Sistema de Información del Mercado, dando a conocer a los Integrantes de la Industria Eléctrica las acciones que se tomarán para afrontar dicha condición.

Numeral 4.

El CENACE informa que ha identificado que las opciones técnicas más convenientes para cubrir el requerimiento de Potencia y Energía son las siguientes:

- Interconexión de unidades móviles, al amparo del Acuerdo A/043/2018 publicado por la CRE en el DOF del 18 de diciembre de 2018.
- Transferir carga al IID por un monto de 27 MW, en el periodo de mayo a octubre de 2019. Para esta acción, se elaborará un convenio entre las Partes, autorizado por la Secretaría de Energía.
- Transferir carga a APS por un monto de 20 MW, en el periodo de mayo a octubre de 2019.

Numerales 5 y 6.

En lo que corresponde a la información citada de los numerales 5 y 6, así como a los requerimientos de información del mismo protocolo, estos serán informados a la CRE en un plazo no mayor a 10 días hábiles, contados a partir de la conclusión del periodo de la contratación.