

ALCANCE DIGITAL N° 98

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXV

San José, Costa Rica, miércoles 29 de mayo del 2013

N° 102

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

ACUERDOS

PODER EJECUTIVO

DIRECTRIZ

ACUERDOS

CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA

LICITACIONES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

2013
Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RJD-036-2013

San José, a las quince horas y cuarenta y cinco minutos del veintidós de mayo del dos mil trece

REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

EXPEDIENTE OT-013-2013

Considerando:

- I. Que mediante la Ley 7848 publicada en el Alcance 88 a La Gaceta 235 del 3 de diciembre de 1998, Costa Rica aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo.
- II. Que por medio de la Ley 9004, del 31 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre de 2011 y ratificada mediante Decreto N° 36955-RE, publicado en La Gaceta N° 56 del 19 de marzo de 2012, se aprobó el II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
- III. Que los seis países del área que suscribieron y aprobaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) se comprometieron a establecer este mercado regional, con el objetivo de establecer: *“la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.”* (Artículo 1° del Tratado).
- IV. Que para que ambos mercados funcionen en forma armoniosa, la integración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con el MER implica, entre otras cosas: el análisis, diseño, aprobación y puesta en marcha de una serie de normativas a nivel nacional, denominadas interfaces de armonización regulatoria.
- V. Que el artículo 12 del Segundo Protocolo (Ley 9004), al reformar el artículo 32 de Tratado Marco, le estableció como un compromiso adicional de los Gobiernos del área, la siguiente obligación:

“d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.” // “Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.”

VI. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 Capítulo 1, página 21, en lo que concierne a las políticas y metas, establece en su cuarto eje denominado “**Competitividad e Innovación**” que:

“ En aras de mejorar la productividad y contribuir al crecimiento, pero sobre todo, al desarrollo económico, fija la atención en áreas prioritarias como son el fortalecimiento del capital humano y la innovación; el desarrollo de infraestructura de apoyo para la producción y la comercialización así como el fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales y el clima de inversiones”.

VII. Que el VI Plan Nacional de Energía 2011-2030 establece los siguientes objetivos:

1. Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.
2. Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.

Señala además, que se deben “aprovechar los beneficios de la integración energética, apoyando proyectos energéticos de índole regional, forjados a partir de alianzas entre las empresas del sector, acuerdos de carácter internacional y convirtiendo al país en uno de los potenciales líderes del proceso”.

VIII. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece en su artículo 4 lo siguiente: “Objetivos. (...) d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos sujetos a su autoridad. (...)”

IX. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 5, lo siguiente: “Funciones. En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora, fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización (...)”

X. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en el artículo 25, lo siguiente: “Reglamentación. La Autoridad Reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.”

Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece lo siguiente: "...Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta, y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación: // (...) c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25; (...)"

- XI. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 53 inciso n) de la Ley 7593 y sus reformas, corresponde a la Junta Directiva el dictar los reglamentos técnicos que requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta ley y las modificaciones de éstos.
- XII. Que mediante acuerdo 09-15-2013, de la sesión ordinaria N° 15-2013 celebrada el 25 de febrero de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora ordenó iniciar el trámite y someter a audiencia pública, el proyecto denominado "Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central".
- XIII. Que la convocatoria a audiencia se publicó en los periódicos La Nación y La República el día 28 de febrero de 2013 y en el Alcance Digital N° 40 a La Gaceta N° 42 del 28 de febrero de 2013, (folios 76 al 78).
- XIV. Que la audiencia pública se realizó el 21 de marzo de 2013, por medio del sistema de video conferencia y de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593, en los siguientes lugares: Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en los Tribunales de Justicia de: Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón y Cartago Centro. Así como, de forma presencial en el salón parroquial de Bri Brí, ubicado al frente de la Escuela Líder de Bri Brí, Limón, (folio 246)
- XV. Que de conformidad con el oficio 744-DGPU-2013 del 22 de marzo de 2013 (informe de oposiciones y coadyuvancias), dentro del trámite del presente asunto se presentaron las siguientes posiciones: 1) Manuel Ureña Castro, cédula N° 1-542-066; 2) Asociación Costarricense de Productores de Energía-ACOPE-, representada por Mario Alvarado Mora; 3) Asociación Sindical de empleados de la Industria de Comunicaciones y Electricidad –ASDEICE-, representada por Fabio Chaves Castro; 4) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) representado por el Ingeniero Salvador López Alfaro; 5) El Embalse S.A., representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez; 6) Planta hidroeléctrica Don Pedro S.A., representado por José Antonio Benavides Sancho; 7) Planta Hidroeléctrica Río Volcán S. A, representado por José Antonio Benavides Sancho; 8) Molinos de Viento del Arenal S. A. (MOVASA), representado por José Antonio Benavides Sancho; 9) P. H. Chucás S. A., representado por José Antonio Benavides Sancho; 10) José Mario Cordero Hernández, cédula N° 8-065-112 y 11) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), representado por el licenciado Oscar Meneses Quesada (folios 99 al 101).

- XVI. Que tanto las oposiciones como las coadyuvancias han sido analizadas por la Intendencia de Energía y el grupo consultor contratado para estos efectos. Por medio del oficio 611-IE-2013 la Intendencia de Energía, que es base para la presente resolución, recomienda la aprobación de este reglamento.
- XVII. Que de conformidad con el oficio 611-IE-2013, como respuesta a las posiciones formuladas dentro de los autos, debe indicarse lo siguiente:

“(...)

1. Manuel Ureña Castro

Respecto a los argumentos del señor Ureña, se le indica lo siguiente:

En cuanto a la observación de dividir el Considerando 1 es de forma y no afecta el fondo, por lo que se mantiene el texto original. Pero sí se acepta la observación del Considerando 3 y se procede a readecuar la redacción.

Se agrega la abreviatura de SCADA en el Artículo 1. Y se le indica que sobre el artículo 2, donde recomienda agregar distintas definiciones, no se considera necesario que estos términos estén incluidos en dicho artículo, puesto que se trata de un reglamento general.

Sobre la definición de los servicios auxiliares, sí es necesario identificar los que aplican para el MER y para el MEN de forma separada, ya que este Reglamento norma la interacción entre los dos mercados. Por lo tanto se modifica la redacción considerando la observación presentada.

Se le indica que la amplitud en la definición de SEN es necesaria, para no delimitar el actuar del Regulador para casos de agentes donde considere que afecta el desenvolvimiento de los demás participantes. Por otra parte se le aclara que la definición “Mercado Eléctrico Mayorista de Electricidad” no está ligado por defecto a los mercados ocasionales de energía.

Con respecto al artículo 7 debe recordarse que el ICE y sus empresas no son solamente el ICE y la CNFL S. A., sino otras que actualmente tiene su participación en otros negocios y bien podrían entrar al mercado. Así las cosas, sobre nuevas empresas del ICE, se toma en cuenta el comentario del opositor.

Sobre el artículo 10 se le indica que le corresponde al ICE como institución autónoma, designar o crear un órgano administrativo que realice las funciones de OS/OM, y que el mismo funcione bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia respecto a las otras funciones que realiza ese Instituto. Por otra parte sobre el canon tarifario que propone, al delegarse al ICE el establecimiento del OS/OM, la propuesta del financiamiento la debe de presentar el ICE a la ARESEP.

Sobre el artículo 12 inciso a) se toma en cuenta la observación, por lo que se eliminó la frase “además de sus funciones actuales”. Por otra parte, respecto al inciso 12 h) de la jerarquía del OS/OM, se le indica que al definirse los agentes del MEN, se les asigna la responsabilidad de seguir las directrices que emita el OS/OM, bajo lo establecido en la Regulación Regional. Además, también se le aclara que el Ente encargado de otorgar las autorizaciones para prestar los servicios de suministro de energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización), es el Ministerio de Ambiente y Energía, tal y como se dispone en el artículo 5 de la Ley 7593.

Sobre el artículo 15 en relación con la conservación de la información, se le aclara que el mismo indica la obligación de los agentes del MER a conservar la información por un plazo mínimo de 5 años, se incorpora a la propuesta la obligación para todos los agentes del MEN.

Respecto a la propuesta de modificación de la redacción del artículo 17, se le indica que la misma se mantiene tal cual, toda vez que la palabra completitud es definida en el diccionario de la Real Academia Española (RAE) como “cualidad de completo”, lo que aplica a la finalidad del artículo.

Sobre la observación realizada respecto al artículo 19, se le indica que la validación del OS/OM de la información remitida por los agentes es necesaria. Además, respecto a los horarios indicados en los capítulos I y II, estos son complementarios para realizar las funciones de optimización de requerimientos y excedentes del MEN y el cumplimiento de información al MER, por lo tanto no se aprecia la incongruencia alegada.

Se le indica que respecto a su recomendación de modificar la redacción del artículo 22, se mantiene la redacción del artículo ya que se considera que está más detallado y claro que el propuesto.

Sobre la observación realizada al artículo 25, se considera necesario aclarar que el reglamento incluye la información que se establece como mínima para el detalle de las ofertas, esto no exime al OS/OM de incluir toda la información necesaria para el cumplimiento de la regulación regional.

Respecto de la observación realizada al artículo 32, se le indica que se procede a tomarla en cuenta y se modifica la redacción. Por otra parte, se le aclara que lo relacionado a los agentes comercializadores está contemplado en el Capítulo I del Título III.

Acerca de su observación sobre el artículo 34, se le indica que el concepto de “mejores prácticas” sobre una estimación son aquellas que las acerquen a los datos reales post-operación, este Reglamento no impone una metodología en particular, ya que técnicamente pueden utilizarse varios modelos, y además, el fin de solicitarle al OS/OM la información es para llevar un control de los resultados, darle seguimiento y hacer las respectivas recomendaciones al operador si fuera el caso.

Sobre la posición planteada en torno al artículo 39, se le indica que este tema se define en el artículo 44.

Sobre la observación del artículo 47, se le indica que el costo de oportunidad del MEN es utilizado en las ofertas de compra de la energía para el MCR y el MOR. En el caso que describe el artículo 47 se realiza la oferta al MER al costo variable de operación por una obligación de la normativa regional.

En cuanto a la recomendación vertida sobre el capítulo 8, se le indica que el traslado de los beneficios obtenidos por transacciones regionales sale del alcance de este reglamento, ya que en él no se establecen las metodologías de cálculo de tarifas nacionales. Además se le aclara que el OS/OM no puede hacer transacciones, solo los agentes del mercado.

Sobre las observaciones a los artículos 72 y 73, se le indica que los plazos de atención del OS/OM y de los agentes son normados en la regulación regional y en este Reglamento.

Respecto a la consideración del artículo 88, se le indica que el tema de las garantías está normado en la reglamentación regional; sale del alcance de este reglamento establecer la forma en la que éstas se trasladarán a los agentes del mercado y será un tema que debe abordar el OS/OM en su consolidación. Se le aclara que respecto a las garantías de los agentes del MER, las mismas se encuentran normadas en el artículo 1.9 del libro II del RMER, por otra parte las garantías para los agentes del MEN deberán estar contempladas en el contrato marco, tal y como se indica en el artículo 8 del presente reglamento.

Sobre la duda en la redacción que indica el opositor del artículo 89, se le indica que se corrigió la palabra “ganaría” por “garantía”.

Acerca de la solicitud de indicarle en qué parte del reglamento se incluye los reclamos por errores en el cobro, en relación con el artículo 92, se le aclara que no estaba considerado y que concordamos con él, de la importancia del tema por lo que se incorpora en los artículos 91 y 94.

Se le indica que sus preocupaciones respecto a la redacción de los artículos 103 y 107, ya se encuentran dentro de las facultades que la Ley 7593 le da a esta Autoridad Reguladora, y además en el último de ellos se establece que es este organismo regulador es el que interpretaría de forma definitiva el reglamento.

Respecto a lo indicado del artículo 104, se le aclara que aunque el reglamento no incluye ningún artículo donde se obliga a las empresas del sector eléctrico a separar sus unidades de negocio, la obligación de separar contablemente las actividades ya se encuentra establecida en los artículos 14 incisos a) y d) y 20 de la Ley 7593, por lo que es de acatamiento para todas empresas reguladas.

2. José Mario Cordero Hernández

Respecto a los argumentos del señor Cordero, se le indica lo siguiente:

En relación con la periodicidad de actualización del reglamento, se le indica que esta función está dentro de las potestades de la Autoridad Reguladora, entidad que según el artículo 25 de la Ley 7593 es la encargada de emitir y publicar los reglamentos técnicos, los cuales deben establecerse conforme a los estándares existentes en el país o en el extranjero, lo que provoca que estén en constante revisión para mantenerlos actualizados.

Respecto a introducir en el reglamento el tema del control de capitales especulativos y promoción de la inversión en fuentes limpias de energía, se le indica que ambos temas salen del alcance de este reglamento, por lo que no son incluidos en el mismo.

3. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

Respecto a los argumentos de JASEC, se le indica lo siguiente:

Esta Autoridad considera que dentro de la definición de Generación Obligada se encuentran las plantas citadas por su representada. Se deja de forma genérica, para incluir por razones técnicas o contractuales aquella producción que sea inflexible.

Sobre la petición de plazos mayores para la elaboración de los costos variables de generación, los mismos están delimitados por la vigencia plena del RMER, ya que no se pueden proponer plazos que provoquen incumplimientos de compromisos adquiridos desde el año 2005 con la aprobación de dicho reglamento regional.

4. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).

Respecto a los argumentos de ACOPE, se le indica lo siguiente:

Sobre lo solicitado del artículo 2:

- a. Se acepta la solicitud de modificación de “agentes de mercado”.
- b. Sobre las modificaciones sugeridas al “contrato marco”, se le aclara que el tema de que sea voluntario entre las partes queda cubierto cuando se describe en el texto del reglamento: “Podrán los agentes nacionales dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER”. Al respecto de establecer un “pre-contrato” por parte de ARESEP, concluimos que se deja a libertad de la partes ya que existe una variedad de actores con características muy diferentes e intereses variados en el MER, esta Autoridad sí deja constar que dicho documento deberá de ser validado por la ARESEP, de conformidad con el artículo 8 del reglamento.
- c. Por otra parte, esta Autoridad considera que dentro de la definición de generación obligada se encuentran las plantas de generación contratadas bajo la Ley 7200 y 7508 ya que por razones contractuales, la misma es inflexible y debe adquirirse. Se deja de forma genérica para incluir cualquier otra figura contractual que obligue a la compra de energía eléctrica.
- d. Se le aclara que este Reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la etapa segunda con el detalle solicitado.

e. Respecto a la solicitud planteada de modificar la redacción de los artículos 8 y 9, se acoge la propuesta.

Sobre la propuesta de modificación planteada al artículo 10, se le aclara que la designación del OS/OM al ICE, ésta se basa en la Ley 9004 artículo 2 tercer párrafo, el cual asigna al ICE en la integración al OS/OM regional, como parte de su necesaria interrelación como operador del sistema y del mercado, y no como agente, dado que esa figura la desarrolla ese cuerpo legal por separado, le asigna de forma expresa el despacho eléctrico nacional, actividad que solo puede realizarse si se está administrando la red y el mercado.

Adicionalmente en la Ley 449 en su artículo 2, se otorga las funciones propias de este tipo de entes al ICE. Por lo anterior esta Autoridad considera que son funciones asignadas bajo la legislación nacional al ICE, y que no es posible modificar mediante un reglamento, como el presente.

Con respecto al literal i) del artículo 12, se le indica a la Asociación que el OS/OM sí debe aprobar las indisponibilidades, lo anterior para establecer responsabilidades ante el MER y MEN, siempre manteniendo la independencia, imparcialidad y transparencia, tal como está planteado en el Reglamento.

Con respecto al literal o) de ese artículo se le indica que se acepta la modificación.

Respecto al cambio solicitado del artículo 14, se le indica que no se acepta la eliminación propuesta, ya que, aunque esa obligación se encuentra normada en la Ley 7593, la reglamentación en temas del MER es novedosa y específica, donde se crea un nuevo ambiente en el mercado eléctrico nacional, por lo que se debe fortalecer este tipo de obligaciones.

Respecto a los cambios solicitados de los artículos 16, 17 y 18 se le indica que no se acogen, ya que este requerimiento de información aplica para todos los agentes del MEN y MER, indistintamente si tienen o no contrato marco, es un requerimiento del MER para toda la industria eléctrica nacional.

Sobre los cambios solicitados a los artículos 21 y 22, se le indica que las observaciones son tomadas en cuenta y se modifican los reglamento, pero también se le aclara que la información que se debe presentar al OS/OM es la disponibilidad de generación horaria y los costos variables de operación horarios de la planta.

5. Asociación Sindical de Empleados de la Industria de Comunicaciones y Electricidad, ICE (ASDEICE)

Respecto a los argumentos de ASDEICE, se le indica lo siguiente:

Se le indica que el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, corresponde a la obligatoriedad asumida por Ley supra nacional oportunamente firmada por el Estado de Costa Rica, como parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –aprobado por la

Asamblea Legislativa a través de la Ley 7848- y sus Protocolos, con el objeto de servir de “Interfaz” o “Armonización” regulatoria entre la regulación eléctrica nacional y la regulación eléctrica regional, por lo que de conformidad con lo establecido en dicho Tratado y sus Protocolos, nuestra regulación nacional eléctrica debe, en lo procedente, armonizarse con dicha regulación regional, extremo este que recoge el Segundo Protocolo al Tratado mencionado.

Al pretender este reglamento ser armonizador con la reglamentación regional, el mismo debe reglar las relaciones entre los distintos participantes del mercado nacional, que ya existen bajo distintas leyes de la República, y que no se están modificando mediante la presente iniciativa.

Además se le aclara que la conclusión a la que se arriba, de que “se está en presencia de la creación de un mercado eléctrico abierto en Costa Rica, el cual por legislación a la fecha no existe y se estaría creando mediante Reglamento”, no pareciera corresponder a lo que los artículos citados preceptúan, pues los mismos lo que hacen es establecer quiénes podrán actuar en el Mercado Eléctrico Regional bajo las normativas existentes.

Esto se hace por que la normativa regional da derechos y obligaciones en dos ámbitos, el primero a los agentes del MER, y en el segundo ámbito obligaciones a los agentes del MEN, los cuales se componen de toda la industria eléctrica nacional; si no se realizara esta categorización, el país no podría identificar a quiénes se les debe de asignar obligaciones que afectan a todos los participantes. Es un ordenamiento de forma, no de fondo, por lo que este artículo no alimenta la tesis de que se está cambiando o creando un Mercado Eléctrico Nacional distinto al vigente. La legislación actual costarricense establece la existencia y la posibilidad de desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, bajo la figura de servicios públicos otorgados por concesión según la Ley 7593.

Se concluye pues, que no se está creando un nuevo mercado en Costa Rica, se está ordenando el existente y haciéndolo congruente con lo establecido ya en nuestra legislación y la regulación regional.

Por otra parte, el segundo aspecto que menciona la Asociación debe ser aclarado, ya que el artículo 2 de la Ley 7848 no está vigente tal cual es citado, por haber sido modificado por el artículo 2 de la Ley 9004.

El artículo “Contrato Marco” establece un mecanismo nacional para trasladar derechos y obligaciones de parte de los agentes del MER a los agentes del MEN. El Reglamento tiene como pilar el hecho de que el ICE y sus empresas son los únicos agentes del MER, según se estableció en el artículo 3 de la Ley 9004 que aprobó el II Protocolo. Pero también en la elaboración de este Reglamento se concluyó que las responsabilidades aprobadas por la Asamblea Legislativa en el artículo mencionado anteriormente, son imposibles de cumplir por parte del ICE de forma aislada, ya que hay aspectos del control de la generación y la demanda en tiempo real que se debe de trabajar en equipo entre todos los participantes de la industria, por lo cual se creó un mecanismo de negociación bilateral para el traslado de obligaciones a los agentes del MEN siempre y cuando el ICE y sus empresas los representen en transacciones regionales.

En cuanto a que el artículo 5 del reglamento es omiso en cuanto a no establecer el mecanismo a través del cual se otorgan las concesiones para la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, esto se regula así dado que cuando se hace regulación es anti técnico jurídicamente hablando, repetir los estamentos que otras leyes ya han preceptuado y que están vigentes, por lo que ARESEP conociendo el derecho costarricense y el internacional relacionado con el quehacer eléctrico en América Central, procedió a “integrar” el derecho del país en la propuesta normativa.

Se concluye entonces que el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de Regional, propuesto por ARESEP, se encuentra apegado a derecho, por lo que resulta procedente no acoger los argumentos presentados por ASDEICE, en calidad de oposición.

**6. EL EMBALSE S. A., P. H. DON PEDRO S. A., P. H. RÍO VOLCÁN S. A.,
MOLINOS DE VIENTO DEL ARENAL S. A. (MOVASA) Y P. H. CHUCÁS S. A.**

Por contener las posiciones de estas empresas los mismos temas, la respuesta a sus posiciones se les da en conjunto a continuación:

Respecto al trato de centrales de generación al amparo de las Leyes 7200 y 7508, esta Autoridad considera que dentro de la definición de generación obligada se encuentran las mismas ya que por razones contractuales, la generación proveniente de estas centrales es inflexible y debe adquirirse. Se deja de forma genérica para incluir cualquier otra figura contractual que obligue a la compra de energía eléctrica.

Sobre la asignación del OS/OM al ICE, ésta se basa en la Ley 9004 artículo 2 tercer párrafo, el cual asigna al ICE en la integración al OS/OM regional, como parte de su necesaria interrelación como operador del sistema y del mercado, y no como agente, dado que esa figura la desarrolla ese cuerpo legal por separado, le asigna de forma expresa el despacho eléctrico nacional, actividad que solo puede realizarse si se está administrando la red y el mercado.

Adicionalmente en la Ley 449 en su artículo 2, se otorga las funciones propias de este tipo de entes al ICE. Por lo anterior esta Autoridad considera que son funciones asignadas bajo la legislación nacional al ICE, y que no es posible modificar mediante un reglamento, como el presente.

Respecto a la fijación de tarifas por la ARESEP para el servicio de comercialización que haya sido concesionado, se acoge la propuesta.

Sobre su observación de los servicios auxiliares se aclara que este reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas en el corto plazo para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la etapa segunda con el detalle solicitado.

Se le aclara que en el artículo 2 se definen los Agentes del MEN, y en el artículo 5 se reconocen como actores nacionales, y que ambos artículos tienen fines distintos, por lo cual se mantienen ambos como fueron planteados. Además, se aclara que son agentes del MEN las personas naturales o jurídicas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, y que cuenten con la concesión o autorización respectiva para la realización de las mismas. Por lo tanto, están incluidas todas las categorías mencionadas en su posición y el trato que se dará es aquel que sea definido por el presente Reglamento.

Por las características del reglamento no puede haber una definición genérica de los agentes, es por eso que se separan las definiciones de agentes del MER, agentes del MEN o agentes del MEN con contratos marco, para no llevar a confusión al lector.

Se procede a sustituir en la definición de Ofertas de Pago Máximo por Cargos Variables de Transmisión la frase “contrato físico flexible” por “contrato no firme físico flexible”.

Sobre las modificaciones sugeridas al contrato marco, se les aclara que el tema de que sea voluntario entre las partes queda cubierto cuando se describe en el texto del reglamento: “Podrán los agentes nacionales dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER”. Al respecto de establecer un “pre-contrato” por parte de ARESEP, concluimos que se deja a libertad de la partes ya que existe una variedad de actores con características muy diferentes e intereses variados en el MER, esta Autoridad sí deja constar que dicho documento deberá de ser validado por la ARESEP, de conformidad con el artículo 8 del reglamento.

En cuanto a la solicitud de aclaración de la definición de agente de MER, se aclara que la definición de los agentes ICE Generador, ICE Transmisor, ICE Distribuidor o ICE Comercializador; CNFL S. A. Generador, CNFL S.A. Distribuidor o CNFL S.A. Comercializador, son diferentes figuras que se deben separar en unidades de negocio para cumplir con los requerimientos de la regulación regional.

Respecto a la solicitud de dar libre acceso a las redes de distribución y transmisión, se acoge la propuesta planteada, por lo que se actualizará la redacción del artículo en la forma propuesta. En todo caso, se debe indicar que el libre acceso también deriva de la naturaleza de servicio público que indica el artículo 5 de la Ley 7593 para el servicio eléctrico en sus diferentes etapas.

Respecto a la solicitud de adicionar al artículo 11 que “Los agentes del MEN y del MER podrán apelar las decisiones del OS/OM ante ARESEP por medio de los recursos ordinarios”, se le indica que los agentes pueden recurrir en sede administrativa ante el ICE de conformidad con la Ley General de la Administración Pública y de no solucionarse pueden plantear el conflicto en los términos de la Ley 7593.

Respecto a las observaciones acotadas del artículo 12, se le indica que:

- a. El OS/OM sí debe de velar y aplicar la regulación nacional y regional, la ARESEP y la CRIE emiten y dan seguimiento a dichas regulaciones y sancionan si son incumplidas; por lo que se considera que no procede la eliminación del inciso f) del artículo 12.
- b. El OS/OM sí debe de aprobar las indisponibilidades, lo anterior se da para establecer responsabilidades ante el MER y MEN, siempre manteniendo la independencia, imparcialidad y transparencia, tal como está planteado en el Reglamento, por lo que no procede la eliminación del inciso i) del artículo 12.
- c. Aceptada y aplicada la observación respecto al inciso k).
- d. Las estrategias de operación segura del SEN son definidas por el OS/OM, ya que es el único que tiene la información necesaria para establecerlas. La vigilancia de la ARESEP en estos temas debe de garantizar que lo establecido por el OS/OM responden a la conveniencia nacional, por lo que no procede la propuesta planteada de modificar el inciso l) del artículo 12.
- e. El planeamiento regional es aprobado por el EOR, pero necesita el apoyo de los OS/OM para elaborarlo, por lo que no procede la eliminación del inciso m) del artículo 12.
- f. Los servicios auxiliares se terminarán de normar a detalle en la segunda etapa de interfaces detalladas. Se considera que sí hay responsabilidad de todos los agentes del MEN de proporcionarlos, posteriormente se delimitará esta función a nivel de cada agente del MEN.
- g. A partir de la identificación de las capacidades de transmisión nacionales se desprenden las capacidades de transmisión regionales, es una metodología establecida en la regulación del MER. Este Reglamento no tiene como fin la identificación de escasez de transmisión, sino que esto debe ser una labor permanente del operador del sistema en coordinación con el agente transmisor nacional.
- h. Al OS/OM se le da la atribución regional de participar en la estimación de la energía firme a contratar por el país.
- i. Se incorpora dentro del inciso s) la frase “territorio nacional”.
- j. Se aclara el inciso de tal forma que se refiera al sistema de medición comercial regional instalado en el territorio nacional.

Respecto a la solicitud de aclaración del artículo 14, se le indica que la reglamentación en temas del MER es novedosa y específica, donde se crea un nuevo ambiente en el mercado eléctrico nacional, por lo que se debe fortalecer este tipo de obligaciones.

Sobre la observación realizada al artículo 19 se le indica que la normativa regional crea dos ambientes de entrega de información, el primero es donde establece obligaciones a los agentes del MER y que es relativo principalmente a las transacciones comerciales, y el segundo que establece responsabilidades a nivel de los agentes del MEN. En ninguno de los dos casos se exige a los agentes del MEN de entregar información directamente al OS/OM o a la ARESEP.

Se recibe la observación del artículo 21 y se aclara que la información que se debe presentar al OS/OM es la disponibilidad de generación horaria y los costos variables de operación horarios de la planta. Este requerimiento de información aplica para todos los Agentes del MEN y MER, indistintamente si tienen o no contrato marco, es un requerimiento del MER para toda la industria eléctrica nacional.

Se acepta la modificación propuesta para el artículo 24.

Se realizó la aclaración solicitada al artículo 25.

Respecto a la solicitud de eliminar el artículo 26, se le aclara que el mismo se incluyó por ser un requerimiento regional y una función asignada al OS/OM como administrador del MEN, por lo que no procede la eliminación solicitada.

Las posiciones también solicitan eliminar el artículo 27, al respecto se les indica que si bien es cierto el EOR es el que efectúa el despacho regional, de conformidad con la estructura planteada en el presente reglamento, donde separa la función del OS/OM, le corresponde a éste realizar el predespacho nacional como administrador del MEN, por lo que no procede la eliminación del artículo.

Respecto a la observación del artículo 28 se le aclara que al referirse este reglamento al funcionamiento del MEN, todas las funciones de verificación de asignación de ofertas se refieren al ámbito nacional y su repercusión económica y técnica.

Sobre la observación a los artículos 34 y 35, se les indica a los participantes en la audiencia que la publicación de la información es un tema que está considerado en el artículo 36 del reglamento. Además, se les aclara que este reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la segunda etapa segunda.

Tomando en cuenta lo sugerido en cuanto al artículo 38, se realizó una modificación al mismo, agregando a los agentes del MEN con contrato marco. También, estos agentes deberán enviar su información de forma directa al OS/OM.

Se definió a cuales agentes se refiere el artículo 39. Se considera que lo solicitado no se puede eliminar, ya que tener asignados los excedentes o requerimientos a la hora de presentar un contrato regional, es un requisito indispensable para respaldarlos.

Se realizó la aclaración de los tipos de agentes que participan en los artículos 40, 42 y 44.

Respecto a la solicitud planteada para el artículo 103, se le indica que la regulación regional alcanza a los agentes del MEN, de la forma en que se ha aclarado en las respuestas anteriores.

7. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)

Respecto a los argumentos del ICE, se le indica lo siguiente:

Para la realización del análisis adecuado de los comentarios y oposición presentada en la primera parte del documento ya citado, es procedente atender el contexto jurídico en el que se hace la propuesta de Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, y para esto es obligado referirse al enunciado de la Constitución de la República, que establece:

“ARTÍCULO 121.- Además de las otras atribuciones que le confiere esta Constitución, corresponde exclusivamente a la Asamblea Legislativa:

(...)

14) Decretar la enajenación o la aplicación a usos públicos de los bienes propios de la Nación. No podrán salir definitivamente del dominio del Estado:

a) Las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional, b)... y c)...

Los bienes mencionados en los apartes a), b) y c) anteriores, sólo podrán ser explotados por la administración pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca la Asamblea Legislativa.”

Como se estableció con anterioridad en la Constitución Política de la República, el Estado se reservó con carácter monopólico la explotación de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional, permitiendo la misma Constitución, que la explotación la pudiera realizar el propio Estado a través de sus entes o por particulares, por medio de una figura de concesión.

La relevancia que tiene este enunciado constitucional para la figura del ICE, es que si bien se le reconoce y enmarca dentro de la figura del monopolio Institucional de hecho o existente, previo al momento de la aprobación y entrada en vigencia de la Constitución Política del país, en realidad la actividad a la que se dedique, en el ámbito del quehacer eléctrico, no lo es, puesto que la propia Constitución permite a terceros dedicarse a las mismas actividades que al ICE, solo que a través de la figura de la concesión.

Congruente con lo manifestado con anterioridad y conforme la modernización y actualización de la legislación, que desarrolla estos temas se tiene que la Ley 7593 establece:

“Artículo 5.- Funciones

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

(...)

La autorización para prestar el servicio público será otorgada por los entes citados a continuación:

Inciso a) Ministerio del Ambiente y Energía. ...”

“Artículo 9.- Concesión o permiso. Para ser prestatario de los servicios públicos, a que se refiere esta ley, deberá obtenerse la respectiva concesión o el permiso del ente público competente en la materia, según lo dispuesto en el artículo 5 de esta ley. Se exceptúan de esta obligación las instituciones y empresas públicas que, por mandato legal, prestan cualquiera de estos servicios. Sin embargo, todos los prestatarios estarán sometidos a esta ley y sus reglamentos.”

De los preceptos legales citados, se establece:

- a. La delegación de una actividad estatal constitucional, como lo es la explotación de las aguas del dominio público en el territorio nacional, para la obtención de sus fuerzas, a un ente de Estado como ejecutor de las mismas; esa actividad, si bien es cierto el Estado se la reservó y de conformidad con la Ley 449 la delegó en ICE, tal delegación no tiene carácter de exclusividad.
- b. La no exclusividad del desarrollo de las actividades del quehacer eléctrico en Costa Rica, se encuentra presente en el segundo precepto legal citado, cuando la Ley 7593 establece como “servicio público” las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; por lo que se concluye que no solo el ICE puede realizar las actividades de la cadena del quehacer eléctrico, sino también otros entes públicos o privados con el otorgamiento de una concesión o autorización.

Con este contexto jurídico, a nivel Constitucional y de legislación ordinaria actualizada, se analiza la oposición planteada por ICE en cuanto al tema de la optimización de la energía ya que indica que no hay un marco legal para que se traslada esa actividad a los agentes del mercado nacional.

Lo manifestado por el ICE supone:

- a. Que la propuesta de Reglamento le quita la actividad de optimización de la energía eléctrica, actividad ésta que el ICE ejerce, en la actualidad, a través de la reunión de todas las actividades del quehacer eléctrico –generación, distribución, transmisión, comercialización-, además de las de Operación del Sistema y del Mercado- bajo una estructura empresarial o institucional de forma vertical y concentrada-, aunque como ya se analizó dicha función no le está dada de forma única o exclusiva; sin embargo y

para referirnos a quién realiza la optimización de la energía en el Mercado Eléctrico Nacional, según el Reglamento, esta actividad será realizada por el ICE a través de la figura del Operador de Sistema y de Mercado -OS/OM- a la que corresponde realizar la labor del máximo aprovechamiento de la energía eléctrica al menor precio, en el MEN; lo anterior queda establecido en el Reglamento ya relacionado en sus artículos 10 y 27.

- b. Que la propuesta de Reglamento interfiere con la actividad de encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional. Esta aseveración debe ser analizada desde dos ángulos:
 - i. No hay Interferencia en la actividad de encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica, facultad de ICE, ya que en ningún artículo del Reglamento la limita de forma directa o indirecta, bajo ningún precepto y que todo lo contrario, el propio Reglamento reconoce su calidad de agente del MER, otorgado por Ley. El Reglamento establece la división de actividades del quehacer eléctrico en el MEN, de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en sus artículos 2, 4, 5 y 7.
 - ii. Que el Reglamento interfiere con el fin de fortalecer la economía nacional, como consecuencia del encauzamiento del aprovechamiento de la energía hidráulica, que le fuera conferido por ley; al respecto existe una clara confusión de parte de ICE en cuanto a la propuesta de regulación reglamentaria, dado que la misma pretende precisamente alcanzar el “máximo” beneficio para la economía nacional en general, consiguiendo los mayores beneficios económicos en el mercado eléctrico, por un lado: a través de la obtención del menor valor de la energía en el MER para la satisfacción de la demanda nacional, y por el otro: la obtención del mayor valor de los excedentes de energía del MEN, para la venta al MER. Estos resultados y beneficios se obtienen a través de un mecanismo de mercado y ya no por la voluntad particular de un agente, lo que permite “transparencia” en la cuantificación de beneficios y en la obtención de los mismos por el propio OS/OM de Costa Rica, que es el ICE, lo que finalmente se traducirá, dados los fines que el propio ICE tiene establecidos para estos beneficios económicos, en su traslado a la economía nacional por medio de las tarifas.

En conclusión, la confusión viene de interpretar que el beneficio del encauzamiento de la generación hidroeléctrica, es un tema de concepción de un mercado físico de energía, que trata de ligar ésta a la energía generada por un generador en particular, con el valor dado a la energía en un mercado financiero, que es lo que se propone a través del Reglamento para alcanzar el máximo beneficio de la energía.

De conformidad con lo manifestado con anterioridad, no resulta procedente la atención de las observaciones presentadas por ICE en el apartado denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA ENERGÍA”.

En el apartado denominado “ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACION”, el ICE manifiesta que la misma es ejercida por ellos y ha sido una acción complementaria, destinada a optimizar los recursos disponibles del SEN. Que esta actividad ha sido desarrollada por el OS/OM permitiendo una mayor eficiencia en la comercialización en la región centroamericana, lo que tiene un beneficio económico que se ve reflejado en las tarifas al consumidor final.

En la actualidad el ICE desarrolla a través de una organización empresarial verticalmente integrada, todas las actividades del quehacer eléctrico en el país, incluyendo la Operación del Sistema y del Mercado, estructura que impide la determinación transparente de los costos reales de cada una de las actividades del sector eléctrico nacional, por esta razón el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece que debe de realizarse una separación de actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, extremo este que el Reglamento establece en los artículos 7 y 104. Aspecto que es normado por la Ley 7593.

Es importante resaltar que la separación contable de las empresas o la creación de unidades de negocio, tiene como fin la transparencia en los costos de la realización de cada uno de las actividades y finalmente constituir una separación de “negocios”. En la mayoría de mercados eléctricos en el mundo, a las entidades o personas que realizan estas actividades del quehacer eléctrico se les denominan: agentes, operadores, participantes o jugadores; y se les denomina así porque son los que realizan las transacciones en sus respectivos mercados. En la mayoría esos mercados eléctricos también existe una figura que, es muy importante, y es aquel que opera el sistema eléctrico por el que fluye toda la energía eléctrica y que opera o administra las transacciones comerciales que origina esa energía eléctrica. Esta entidad a la que llamamos abreviadamente OS/OM no puede participar en el mercado eléctrico, sino bajo su figura de administrador, de juez o de árbitro, pero nunca como agente; la razón es, por que concentra toda la información del mercado, privilegio con el que no cuentan el resto de agentes del mercado, y porque poseyéndola, impediría cualquier tipo de competencia y consecuentemente la transparencia de costos y beneficios que busca el desenvolvimiento de un mercado moderno de cualquier tipo de producto o servicio.

La separación administrativa del OS/OM dentro de ICE, debe de procurar el cumplimiento de los principios básicos de todo operador de sistema y mercado: Transparencia, Imparcialidad, Independencia, lo que efectivamente quedó establecido en el Reglamento en sus artículos 10 y 11.

De conformidad con lo manifestado con anterioridad, resulta improcedente la atención de las observaciones presentadas por ICE en el apartado denominado “ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN”.

En el apartado denominado “PARTICIPANTES DEL MER”, el ICE manifiesta que se crea confusión con la palabra “agentes”. Al respecto y dado que la regulación regional establece qué debe hacer o dejar de hacer cada uno de los agentes, sean generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores, se le aclara que resulta claro que debe designarse por su actividad en el quehacer eléctrico, a cada uno de los actores en el mismo, de forma tal que

pueda identificárseles como sujetos de derechos y obligaciones, según lo establece dicha regulación regional. Por otro lado, no es técnico, jurídicamente hablando, designar con nombre propio en una norma de carácter general a los sujetos que se está regulando o a los cuales se están asignando derechos y obligaciones; es característica de una norma su generalidad, con la sola excepción de aquellas normas o leyes que crean y desarrollan una institución, que no es el presente caso.

Del suministro y manejo de la información se acepta la propuesta debido a que anteriormente se indicó que los agentes del MEN debían trasladar la información pero no se indicaba a qué entidad, por lo que se incorpora un artículo con lo planteado por el ICE.

Sobre la posibilidad de dejar algunos artículos a nivel de procedimientos, no se está de acuerdo con la propuesta del ICE de instaurar los tiempos de entrega de información mediante los mismos, debido a que el Regulador es el que debe de plantear los criterios de información que considere prudentes para la eficiencia de mercado, y que no quede sujeto a la decisión de una de las partes. Adicionalmente el argumento de cambios en la normativa regional, afectaría cualquier articulado propuesto e inmediatamente habría que analizar los alcances y modificar el presente reglamento. Lo propuesto por el ICE solo se basa en expectativas. Se va a actualizar estableciendo plazos con respectos a las actividades y no horarios específicos.

Plantea el ICE varios aspectos tales como: lo relativo a plantas regionales, contratos firmes y derechos de transmisión, canon por operación integrada, asignación de cargos por enlace de transmisión, distribución de cargos y abonos diversos, entre otros, que no se incluyen o no se especifican adecuadamente en el reglamento. Al respecto se le indica:

- a. Plantas regionales: Este tema se incluye en las interfaces detalladas que se encuentran actualmente en elaboración.
- b. Actualmente la CRIE tiene pendiente emitir la normativa que va a regir los contratos firmes, lo cual no excluye a estos contratos del PDC. En cualquier momento una resolución CRIE habilita los contratos firmes y los derechos de transmisión.
- c. En cuanto al proceso de definición y separación del OS/OM debe ser planteado por el ICE, y en dicha propuesta deberá de incluirse este tema para ser aprobado por ARESEP.
- d. En el tema de que se incluya un canon por operación del sistema y de mercado, se le indica que el mismo sale del alcance del reglamento. El financiamiento del OS/OM se definirá en la propuesta que realice el ICE a esta Autoridad Reguladora.

- e. Todas las desviaciones son asignadas de acuerdo a la medición nacional y a lo programado en el MER. Según la reglamentación regional, las desviaciones de energía son transacciones comerciales, las cuales solo pueden ser asignadas a agentes habilitados en el MER. Según la Ley 9004 en su artículo 3, el único agente habilitado para hacer directamente transacciones comerciales en el MER es el ICE y sus empresas, por lo tanto los otros agentes no podrán ser cargados o abonados por desviaciones. Sin embargo, el presente reglamento abre la posibilidad de que mediante la firma de un contrato marco, el agente MER puede trasladar estos cargos y abonos a agentes MEN.
- f. Los plazos de implementación deben de estar sincronizados con el plazo de implementación del RMER más el PDC.
- g. Artículo. 7 aceptado el cambio pero no el comentario ya que el Reglamento es genérico y no se encarga de identificar agentes en particular, por lo que se incorpora dicha modificación.
- h. Artículo.16 aceptado el cambio sugerido, por lo que se incorpora dicha modificación.
- i. Artículo.19 aceptado el cambio, y sobre el comentario ya está subsanado en lo establecido en el apartado previo “Suministro y manejo de la información”.
- j. Artículo 20 inciso ii: se acepta el cambio, por lo que se incorpora dicha modificación.
- k. Artículo 20 inciso v: no se acepta eliminar la información de otros OS/OM porque puede llegar a tenerse, por ejemplo en caso de emergencia en otro país donde no se puede comunicar con el EOR, y otros casos no previstos. Los datos adquiridos por medio del SCADA se puede eliminar porque están cubiertos en el artículo 20 inciso ii anterior.
- l. Artículo 21: se acepta el cambio “al OS/OM”, los horarios no se eliminan de este reglamento por lo indicado en respuestas anteriores.
- m. Artículo 27: se acepta el cambio propuesto, por lo que se incorpora dicha modificación.
- n. Artículo 30: se acepta el cambio propuesto, por lo que se incorpora dicha modificación.

Además, sobre el incluir un artículo transitorio donde se deroguen los artículos que aplican solo durante la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, se comunica que dicha acción se ejecutará mediante la siguiente resolución a desarrollar en este ámbito de interfaces por parte de la ARESEP. Para entrelazar el presente Reglamento con esa próxima resolución, se incluye el Artículo 108.

XVIII. Que de conformidad con los considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es dictar el “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”, tal y como se dispone.

POR TANTO
LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:

ACUERDO 10-41-2013

- I. Emitir el “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”, cuyo texto se transcribe a continuación:

“REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”

TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES
CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 1. Abreviaturas. Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional en relación al Mercado Eléctrico Regional, se entenderán las siguientes abreviaturas como:

ACE:	Error de Control de Área (por sus siglas en inglés).
AGC:	Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés).
ARESEP:	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
CCSD:	Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño.
CDMER:	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional.
CNFL:	Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A.
CVT:	Cargos Variable de Transmisión.
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DTER:	Documento de Transacciones Económicas Regionales.
EOR:	Ente Operador Regional.
EPR:	Empresa Propietaria de la Red.
ICE:	Instituto Costarricense de Electricidad.
MER:	Mercado Eléctrico Regional.
MEN:	Mercado Eléctrico Nacional.
MCR:	Mercado de Contratos Regional.
MOR:	Mercado de Oportunidad Regional.
OS/OM:	Operador de Sistema y Operador de Mercado.
RMER:	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
RTMER:	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.
RTN:	Red de Transmisión Nacional.
RTR:	Red de Transmisión Regional.
SCADA:	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
SER:	Sistema Eléctrico Regional formado por los sistemas eléctricos nacionales de los seis países de América Central y sus líneas de interconexión.
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.
UEN:	Unidad Estratégica de Negocio.

ARTÍCULO 2. Definiciones. Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional se entenderán las siguientes definiciones como:

Agentes del MEN: Personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Son los Agentes del MEN: el ICE (con las unidades a cargo de la generación, transmisión y distribución), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (con las unidades a cargo de la generación y distribución), las empresas de distribución (con las unidades a cargo de la generación y distribución), los generadores privados, las empresas de transmisión.

Agente Transmisor: Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.

Contrato Firme: Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, el que para ser considerado como tal debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro.

Contrato No Firme Financiero: Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.

Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el predespacho de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.

Contrato Marco: Es el documento firmado entre un agente del Mercado Eléctrico Nacional y los agentes del Mercado Eléctrico Regional, ICE y sus Empresas, con el objeto que estos últimos representen a los primeros en las transacciones que deseen realizar en el ámbito del Mercado Eléctrico Regional, dicho documento contendrá además de las cláusulas que acuerden de mutuo las partes, el establecimiento de los derechos y obligaciones que le aplican a unos y a otros.

Costo Marginal del Sistema: Es el costo total operativo del sistema en que se incurre para abastecer un incremento de la demanda, en una unidad de energía. La generación obligada no influye en la estimación del costo marginal del sistema.

Costo Variable de Generación (US\$/MWh): Es aquel costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende de la cantidad de energía producida.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del RMER (CCSD): Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

Criterios de Seguridad Operativa: conjunto de definiciones y reglas nacionales que establecen cómo se debe desempeñar el SEN, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

Disponibilidad de Generación Horaria (MWh): Capacidad de una unidad de generación de entregar energía en una hora.

Evento o Disturbio: Un disturbio se entiende como cualquier condición que afecte la operación del SEN o que provoque cambios topológicos en la RTN, variaciones de frecuencia y/o voltajes fuera de los ámbitos admisibles determinados por los CCSD. Cuando el evento provoca un cambio topológico en la RTN se considera como indisponibilidad no programada o forzada.

Generación Obligada: Generación que por razones técnicas o contractuales debe ser considerada en el Predespacho Nacional como inflexible y su despacho no depende del orden de mérito operativo del sistema. En este tipo de generación existe la obligación por parte del OS/OM de recibir toda la energía que inyecten al SEN.

Mercado de Contratos Regional: Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Mercado de Oportunidad Regional: Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

Ofertas de Flexibilidad: Ofertas de oportunidad asociadas a los contratos de energía en el MER con el objeto de flexibilizar los compromisos contractuales.

Ofertas de Oportunidad: Ofertas por período de mercado de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la RTR.

Ofertas de Pago Máximo por Cargos Variables de Transmisión: Ofertas asociadas a los contratos no firmes físicos flexibles representando la máxima disponibilidad a pagar por los Cargos Variables de Transmisión.

Operación en Tiempo Real: Instrucciones y maniobras de los operadores del Sistema Eléctrico para la operación física del sistema.

Operación Integrada y Control del Sistema: Acciones para lograr el funcionamiento coordinado de todos los elementos del sistema eléctrico nacional y el despacho de carga para lograr la satisfacción de la demanda eléctrica nacional en los términos técnicos y de calidad que establece la normativa vigente.

Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM): Entidad definida en el RMER que realiza la operación integrada y el control del sistema así como las funciones de administración comercial de un mercado eléctrico mayorista. Además, coordina con el ente encargado de la operación y administración del mercado regional, las transacciones de energía eléctrica regionales. En Costa Rica estas funciones las ejecutará el organismo administrativo que designe o determine el ICE.

Optimización de Excedentes y Requerimientos del MEN: Proceso que realiza el OS/OM, para la asignación de excedentes y requerimientos del MEN a los agentes de acuerdo a las ofertas presentadas, para inyecciones y retiros al MER.

Organismos Regionales o Instituciones Regionales: La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR) y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER).

Planeamiento Operativo del Sistema Eléctrico Nacional: Está constituido por la planificación operativa y eléctrica que deberá efectuar el OS/OM para garantizar el despacho operativo del SEN en forma estable, segura y confiable y la optimización del uso de los recursos energéticos para un plazo determinado.

Pre despacho Nacional: Programación horaria de los recursos de generación de energía en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional para el día siguiente, para abastecer el pronóstico de demanda nacional de cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional con criterio de minimización de los costos variables de generación, considerando los servicios auxiliares mínimos para la operación segura del sistema.

Posdespacho Regional: Cálculo de precios Ex Post y transacciones del MER que se realiza después de la operación en tiempo real del mismo, tomando en consideración los retiros reales en la RTR y las inyecciones que estarán limitadas por las cantidades ofertadas en el predespacho.

Pre despacho Regional: Programación de las transacciones de energía y de la operación del Sistema Eléctrico Regional para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.

Programación Nacional Indicativa: Programación de los recursos de generación nacional con carácter indicativo, para satisfacer la demanda nacional pronosticada y los respectivos servicios auxiliares, con el objetivo de identificar la disponibilidad de generación prevista para inyecciones o retiros al MER por medio de contratos regionales.

Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Redespacho Regional: Modificación de la programación efectuada en el predespacho regional, debido a cambios en las condiciones con las cuales se realizó el predespacho regional.

Registro de Información: Se entiende como cualquier documento, sin importar si se ha elaborado de manera impresa, magnéticos, digital, otro medio electrónico o de cualquier otro medio.

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER): conjunto de normas, aprobadas por la CRIE que regulan la administración técnica y comercial del MER.

Regulación Regional: Es la normativa que rige el Mercado Eléctrico Regional y que está compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, Primer y Segundo Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-.

Renta de Congestión: Es la diferencia entre el producto del precio nodal del predespacho regional por la potencia de retiro del derecho de transmisión, menos el producto del precio nodal del predespacho regional por la potencia de inyección del derecho de transmisión.

Seguridad Operativa: aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del SEN, con el objetivo de que el SEN pueda soportar los tipos de contingencias consideradas en los criterios de seguridad operativa, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

Servicios Auxiliares: Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER y del SEN. Los servicios auxiliares son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro.

SIMECR: Sistema de medición que provee información acerca de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, para la conciliación de las transacciones en el MER.

Sistema Eléctrico Nacional: Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados y regulados por las Normas respectivas de la ARESEP.

Sistema Eléctrico Regional: El Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros.

Transacciones de Contratos: Transacciones en el MER programadas en el Predespacho regional provenientes de acuerdos entre agentes del MER.

Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real: Transacciones en el MER producto de las desviaciones calculadas con las mediciones en tiempo real.

Transacciones de Oportunidad Programadas: Transacciones del MER programadas en el predespacho regional provenientes de las ofertas de oportunidad.

Transacciones Programadas: Transacciones del MER programadas en el predespacho regional producto de los contratos regionales y de las ofertas de oportunidad.

ARTÍCULO 3. Propósito de este Reglamento. El propósito de este Reglamento es regular la participación de los actores de la Industria Eléctrica Costarricense para el cumplimiento de los Derechos y Obligaciones adquiridos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y sus Reglamentos, en concordancia con la regulación nacional.

ARTÍCULO 4. Mercado Eléctrico Nacional -MEN-. Se entenderá como Mercado Eléctrico de Costa Rica o Mercado Eléctrico Nacional, al ámbito en el cual se realizan las transacciones de prestación de servicios y compra o venta de electricidad a través de quienes se dedican a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización. A este Mercado Eléctrico Nacional se le denominará indistintamente Mercado Mayorista de Electricidad.

ARTÍCULO 5. Agentes del MEN. Son Agentes del Mercado Eléctrico de Costa Rica las personas naturales o jurídicas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización de electricidad, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, y que cuenten con la concesión o autorización respectiva para la realización de las mismas.

ARTÍCULO 6. Mercado Eléctrico Regional -MER-. Es el Mercado Eléctrico creado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, aprobado por la Ley N.º 7848, de 20 de noviembre de 1998.

ARTÍCULO 7. Agentes del MER. En Costa Rica son Agentes del Mercado Eléctrico Regional, de conformidad con lo establecido en la Ley 9004, artículo 3, el Instituto Costarricense de Electricidad y sus empresas, y se tienen por habilitados para realizar transacciones en éste.

A los efectos del párrafo anterior, se identificará a ICE y sus empresas, en el ejercicio de cada una de sus funciones como ICE Generador, ICE Transmisor, ICE Distribuidor o ICE Comercializador; CNFL S. A. Generador, CNFL S. A. Distribuidor o CNFL S. A. Comercializador, como cualquier otra empresa que el ICE constituya o adquiera en el MEN, con una participación no menor que el cincuenta y uno por ciento del capital accionario.

ARTÍCULO 8. Contrato Marco celebrado por Agentes Nacionales y Regionales. Podrán los agentes del MEN dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER. Este Contrato Marco deberá de establecer como mínimo el traslado a los agentes nacionales de las obligaciones establecidas en el RMER y los derechos para la participación en el MER establecidos en este Reglamento. Los Contratos Marco deberán de ser entregados al ARESEP para la validación de los requisitos mínimos detallados anteriormente, ARESEP solicitará las aclaraciones que considere pertinentes y será el responsable de autorizar al ICE para representar a los Agentes Nacionales en el MER, en un plazo que no exceda 15 días naturales, después de la aceptación conforme de la solicitud. La actividad de representación de los agentes del MER se considera como un servicio de comercialización cuya tarifa será fijada por la ARESEP según lo establecido por la Ley 7593.

ARTÍCULO 9. Libre acceso. Las redes de transmisión y distribución, tanto regional como nacional, serán de libre acceso para los Agentes de MER y del MEN, en tanto cumplan con las disposiciones técnicas respectivas.

Artículo 10. Operador de Sistema y Mercado de Costa Rica. De conformidad con lo establecido en la Ley 449 y sus modificaciones, corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad -ICE-, a través del Órgano Administrativo que designe o cree para el efecto, realizar las funciones de Operador de Sistema y Operador de Mercado -OS/OM u OS y OM-; las cuales según el Libro I, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, corresponde a aquellas entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y administración de los mercados nacionales.

La actividad y calidad a que se refiere este artículo, deberá ser ejecutada por el Órgano Administrativo creado o designado para el efecto por ICE, bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia, de las actividades que como Agente realiza el Instituto Costarricense de Electricidad -ICE-, de Transmisión, Generación, Distribución y Comercialización, así como del resto de Agentes del MEN.

ARTÍCULO 11. Cumplimiento de principios de independencia, imparcialidad y transparencia del OS/OM. Corresponde a ARESEP velar por el cumplimiento de los principios que rigen al OS/OM, relacionados con independencia, imparcialidad y transparencia; igual facultad tendrán los agentes del MEN y el MINAET, de exigir el cumplimiento de esos principios, así como solicitarle a ARESEP su vigilancia y demanda.

Ante conflictos los agentes del MEN y del MER pueden acudir en sede administrativa ante el ICE de conformidad con la Ley General de la Administración Pública y de no solucionarse pueden plantear el conflicto en los términos de la Ley 7593.

ARTÍCULO 12. Funciones de OS/OM. Son funciones del Operador de Sistema y del Operador de Mercado, sin ser limitativas, como mínimas las siguientes:

- a) Ejecutar todas las funciones, y asumir las responsabilidades como OS/OM estipulados en las leyes y en la normativa nacional y regional.
- b) Aplicar y velar por el cumplimiento de la regulación nacional y regional. Podrá proponer al ARESEP mejoras a las normativas nacionales.
- c) Coordinar con el EOR la operación del MEN en Costa Rica.
- d) Participar en los comités de trabajo que convoquen los Organismos Regionales, para realizar estudios de cualquier índole y analizar y proponer modificaciones al RMER.
- e) Informar oportunamente a la ARESEP y a los agentes del MEN sobre los incumplimientos de la regulación regional y nacional, violaciones y controversias.
- f) Recomendar oportunamente sanciones y velar por la aplicación del régimen sancionatorio establecido por la CRIE, por el Segundo Protocolo y la Ley No. 7593, Ley de la Autoridad Reguladora y normativa.
- g) Cumplir con los requisitos de almacenamiento y de confidencialidad de información exigidos por los organismos regionales y estipulados en el RMER.
- h) Realizar la operación integrada del SEN, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional, tanto en condiciones de operación normal o de emergencia.
- i) Coordinar y aprobar la planificación de las indisponibilidades en las diferentes actividades del SEN.

- j) Realizar el planeamiento operativo energético para la operación optimizada del SEN en el corto y mediano plazo (en un horizonte de cero a dos años), tomando en cuenta los recursos energéticos actuales y futuros.
- k) Elaborar el predespacho nacional de generación, a partir de la información que le envían diariamente los Agentes del MEN.
- l) Definir las estrategias para la operación segura del SEN en el corto y mediano plazo, a través del planeamiento basados en los estudios de seguridad operativa.
- m) Elaborar en conjunto con el EOR, los estudios regionales de planeamiento energético y eléctrico.
- n) Mantener los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) de la regulación regional.
- o) Garantizar y coordinar la disponibilidad de los servicios auxiliares proporcionados por los Agentes del MEN y su asignación entre todos los Agentes del MER en el mercado eléctrico nacional.
- p) Coordinar con el EOR los procesos de predespacho, redespacho, posdespacho y transacciones del MER. En particular para los redespachos del MER deberá mantener una actividad permanente las 24 horas del día y los 365 días del año, para solicitar al EOR o validar los redespachos regionales en cualquier momento que se presenten.
- q) Identificar las capacidades de transmisión nacionales.
- r) Participar, según lo detalla la regulación nacional, en la identificación de las cantidades de energía que se pueden comprar y vender en contratos firmes y los periodos de tiempo apropiados.
- s) Validar los estudios técnicos de generación, transmisión y de distribución elaborados por los agentes del MEN para la conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) en territorio nacional, y someterlos a la aprobación del EOR.
- t) Coordinar las transacciones de compra y venta de energía entre el mercado nacional y el mercado regional en coordinación con el EOR, cumpliendo con la regulación nacional y regional.
- u) Elaborar la Programación Nacional Indicativa, insumo para la planificación de los contratos no firmes físicos flexibles en el MER.
- v) Inspeccionar, aceptar y verificar los sistemas de medición incluidos dentro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) en territorio nacional.
- w) Coordinar las pruebas y realizar las auditorías solicitadas por el EOR.
- x) Garantizar la plataforma tecnológica segura y confiable de telemetría, telecontrol, y acceso de comunicaciones para la transmisión de datos entre las instalaciones del SEN (subestaciones, líneas de transmisión y plantas generadoras de todo el país) y del CENCE.
- y) Cumplir con las funciones establecidas en el artículo 1.5.4 del Libro I del RMER, asignadas a los OS/OM.

ARTÍCULO 13. Vigilancia del MER. El OS/OM debe mantener una actividad permanente de monitoreo las 24 horas del día y los 365 días del año, de la actividad técnica y comercial del MER.

TÍTULO II
DE LA COORDINACIÓN PARA EL SUMINISTRO Y MANEJO DE LA
INFORMACIÓN
CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 14. Obligación de entrega de información a la ARESEP. El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN deberán suministrar toda la información requerida por la ARESEP para el cumplimiento de sus funciones.

ARTÍCULO 15. Obligación de entrega de información al OS/OM. Todos los agentes del MEN y del MER deberán de suministrar al OS/OM la información requerida para el despacho y la operación del SEN y del SER, para cumplir con la normativa nacional y regional. El OS/OM desarrollará las herramientas informáticas, así como la administración y mantenimiento de las bases de datos garantizando la confidencialidad de la información de todos los agentes del MEN y del MER.

ARTÍCULO 16. Conservación de registros y documentos. Cualquier registro o documento preparado por el OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, se deberá de conservar toda la información registrada o documentada durante un plazo mínimo de cinco (5) años.

ARTÍCULO 17. Suministro y manejo de la información. El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN deberán suministrar la información requerida por el RMER y resto de la Regulación Nacional y Regional, dentro de los plazos especificados y de la forma, tiempos y manera requeridas en el RMER y la Regulación Nacional y Regional.

ARTÍCULO 18. Veracidad y completitud de la información. La información suministrada por el OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, en cumplimiento del RMER y los requerimientos establecido por la ARESEP, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra.

ARTÍCULO 19. Confidencialidad y acceso de la información. El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, deberán mantener todas las prevenciones necesarias para mantener confidencialmente la información con el MER, en apego a lo establecido por el RMER en numeral 2.2.3 y 2.2.4 del Libro I del RMER y la ARESEP.

ARTÍCULO 20. Responsabilidad del OS/OM. El OS/OM es el responsable de solicitar a los Agentes del MER y del MEN, y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional Comercial y Operativa según lo establecido en los numerales 3.3, 3.4 y 4.6 del Libro II y 5.1 del Libro III del RMER, así como toda la información requerida por el MER y la Regulación Nacional.

ARTÍCULO 21. Responsabilidad de publicación por parte del OS/OM. El OS/OM es el responsable de mantener en tiempo, calidad y disponibilidad toda la información que sea requerida por el RMER y la ARESEP, en su sitio web según su carácter público o con acceso restringido. Así como también la siguiente información en su sitio público:

- i. Predespacho Nacional.
- ii. Operación en tiempo real: potencia de plantas generadoras, demanda, reservas e intercambios.
- iii. Posdespacho, conciliación, facturación y liquidación de transacciones.
- iv. Información histórica proveniente del intercambio entre agentes del MER.
- v. Lista y detalles de los Agentes del MER y MEN.
- vi. Cantidades de energía transada (inyecciones y retiros) del mercado de contratos regional, del mercado spot regional y de las transacciones nacionales para inyecciones y retiros en el MER.
- vii. Los montos asignados por servicios de transmisión prestados para cada periodo de mercado.
- viii. Los cargos de operación del sistema y de regulación regional vigentes.
- ix. La Programación Nacional Indicativa.
- x. La base de datos estadística que incluirá los parámetros de los sistemas de transmisión, generación y demanda, más toda la información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa y planeamiento operativo, evaluación de eventos ocurridos en el SEN, así como la disponibilidad de la red transmisión, planes de expansión de transporte y generación.

**TÍTULO III
OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL MERCADO
CAPÍTULO I**

Optimización de excedentes y requerimientos de corto plazo para el MER

ARTÍCULO 22. Proyección de disponibilidad de energía. Todos los Agentes del MEN de generación deberán de presentar al OS/OM una proyección de la disponibilidad de generación horaria, las plantas de generación con su respectiva potencia horaria disponible y los costos variables de operación horarios, antes de las 8:00 horas los días lunes para los días miércoles, jueves viernes y sábado de cada semana, y los días viernes para los días domingo, lunes y martes de cada semana.

ARTÍCULO 23. Programación Nacional Indicativa. El OS/OM debe de publicar la Programación Nacional Indicativa que incluya el costo variable horario de operación de todas las plantas de generación, las plantas de generación con su respectiva potencia horaria disponible, el despacho horario por plantas de generación y la generación obligada horaria. El OS/OM no debe de omitir los costos de la generación obligada en esta publicación.

ARTÍCULO 24. Horarios de publicación de la Programación Nacional Indicativa. Las publicaciones se realizarán el lunes, antes de las 9:00 horas, para la Programación Nacional Indicativa de los días miércoles, jueves, viernes y sábado y el viernes, antes de las 9:00 horas, para los días domingo, lunes y martes.

ARTÍCULO 25. Ofertas al MEN para satisfacer los contratos no firmes físicos flexibles del MER. Para la asignación de inyecciones o retiros al MER, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, deberán de enviar al OS/OM ofertas con detalles horario de compra y venta al MEN, para satisfacer los contratos no firmes físicos flexibles que pretendan ejecutar en el MER.

Los días de optimización de los excedentes y requerimientos, definidos en el Artículo 27 y 28, serán el lunes y el viernes de cada semana.

Antes de las 12:00 horas del lunes, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco enviarán al OS/OM las ofertas de compra y venta de energía del MEN, para los días miércoles, jueves, viernes y sábado. Antes de las 12:00 horas del viernes, los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco enviarán sus ofertas de compra y venta de energía del MEN, para los días domingo, lunes y martes.

ARTÍCULO 26. Detalle de las ofertas. Las ofertas deberán detallar como mínimo el nombre del agente, el precio para cada hora detallado en \$/MWh, la cantidad de energía a comprar o vender en MWh. El OS/OM deberá de elaborar y publicar el formato para el cumplimiento de este requisito por parte de los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco. Podrán presentar como máximo cinco ofertas para cada hora a optimizar.

ARTÍCULO 27. Verificación de ofertas. Antes de las 13:00 horas de los días de optimización, el OS/OM verificará que las ofertas de compra estén por arriba del Costo marginal del sistema y las ofertas de venta estén por abajo del costo marginal del sistema. Las que no cumplan este requisito serán descartadas por el OS/OM y se le comunicará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco su incumplimiento, el cual no es subsanable.

ARTÍCULO 28. Optimización de ofertas. El OS/OM calculará en base a criterios de maximización de los beneficios y minimización de costos, la asignación de las compras y ventas en el MEN, de acuerdo con la Programación Nacional Indicativa. La asignación se debe de realizar con prioridad de mayor a menor precio, en el caso de las compras al MEN, y con prioridad de menor a mayor precio, en el caso de las ventas al MEN.

ARTÍCULO 29. Verificación de asignación de ofertas. El OS/OM deberá de comprobar para cada hora optimizada, que las compras al MEN no excedan la capacidad disponible de generación, y que las ventas al MEN no excedan la capacidad de generación disponible para ser sustituida por condiciones técnicas y económicas.

ARTÍCULO 30. Publicación de la Programación Nacional Indicativa, incluyendo transacciones del MER. Antes de las 15:00 horas de los días lunes y viernes, el OS/OM deberá de publicar la Programación Nacional Indicativa para los días correspondientes, incluyendo las transacciones de compra y venta al MEN de los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, para el cubrimiento de contratos No Firmes Físicos Flexibles con los respectivos nodos de inyección y retiro, de acuerdo a las plantas utilizadas o desplazadas con las transacciones regionales.

CAPÍTULO II

DE LA COORDINACIÓN DEL PREDESPACHO NACIONAL CON EL MER

ARTÍCULO 31. El Predespacho Nacional y su objetivo. El Predespacho Nacional sin considerar inyecciones o retiros al MER, se determina para cada hora del día siguiente, por el OS/OM, con el objetivo de identificar el despacho económico de las unidades de generación nacional, para abastecer el pronóstico de demanda de energía nacional. Este proceso debe ser realizado en apego a los procedimientos elaborados por el OS/OM y aprobados por la ARESEP para este fin.

ARTÍCULO 32. Remisión de la información de generación para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes del MEN generadores deberán remitir al OS/OM la información sobre la disponibilidad de entrega de energía horaria de sus unidades, los costos variables de generación y demás información requerida por la regulación nacional y regional para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM.

Para el caso de las plantas de generación contratadas bajo la Ley 7200 y 7508, el OS/OM deberá considerar como costo variable de generación la tarifa vigente.

ARTÍCULO 33. Remisión de la información por parte de los agentes de distribución del MEN para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes del MEN distribuidores deberán remitir al OS/OM la información requerida por la regulación nacional y regional para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM.

ARTÍCULO 34. Remisión de la información por parte de los agentes de transmisión del MEN para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 08:00 horas de cada día, los agentes del MEN transmisores deberán remitir al OS/OM, la información de mantenimientos, indisponibilidades, restricciones operativa y demás información requerida por la regulación nacional y regional, necesaria para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM .

ARTÍCULO 35. Estimación horaria de la demanda. Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM deberá estimar el pronóstico de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional para cada hora del día siguiente y para cada nodo eléctrico, aplicando las mejores prácticas para este fin.

ARTÍCULO 36. Optimización del Predespacho Nacional. Antes de las 12 horas de cada día, el OS/OM deberá determinar el Predespacho Nacional para cada hora del día siguiente, con criterio de minimización de costos de los recursos de generación necesarios para abastecer el pronóstico de demanda de energía, mediante la ejecución de un modelo de optimización matemática, que cumpla con considerar:

- i. Los resultados de la planificación operativa de corto plazo.
- ii. El orden de mérito técnico y económico de las unidades de generación por nodo eléctrico.
- iii. La demanda pronosticada por nodo eléctrico, descontando la demanda que será abastecida por medio de un contrato firme regional o un contrato no firme físico flexible regional, que haya sido informada al OS/OM en tiempo y forma por el o los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes.
- iv. Las restricciones técnicas de las plantas de generación.
- v. La red del sistema de transmisión nacional y su disponibilidad.
- vi. Las pérdidas de sistema de transmisión.
- vii. Los mantenimientos de plantas de generación e instalaciones de transmisión.
- viii. Los compromisos de servicios auxiliares de las plantas de generación.

ARTÍCULO 37. Consideraciones mínimas para la publicación del Predespacho Nacional.

Antes de las 12 horas de cada día, el OS/OM deberá publicar en su sitio web los resultados del predespacho nacional, considerado como mínimo:

- i. El costo marginal del Predespacho Nacional por hora.
- ii. La generación de energía programada en MWh para cada recurso de generación.
- iii. Los generadores con asignación de reserva para regulación de frecuencia primaria y secundaria.
- iv. La demanda de energía en MWh programada por nodo eléctrico.
- v. La disponibilidad de la red de transmisión nacional.
- vi. La disponibilidad de excedentes de energía en MWh de los generadores por nodo eléctrico.
- vii. La existencia de déficit de generación.
- viii. La demanda no atendida MWh por previsión de déficit nacional por nodo eléctrico.

ARTÍCULO 38. Remisión del Predespacho Nacional al EOR. Antes de las 13:00 horas de cada día, el OS/OM deberá remitir al Ente Operador Regional (EOR), el Predespacho Nacional para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

CAPÍTULO III DE LA DECLARACIÓN DE CONTRATOS REGIONALES

ARTÍCULO 39. Declaración de contratos regionales. Antes de las 08:00 horas de cada día, los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco, que requieran declarar contratos regionales para el día siguiente, deberán remitir al OS/OM la información requerida por el numeral 5.6 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM, incluyendo las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de Cargos Variables de Transmisión (CVT).

Si se trata de una inyección hacia el MER de un contrato, deberá informar la unidad o unidades de generación con que pretende cumplir su compromiso contractual y el nodo de la Red de Transmisión Regional (RTR), donde se pretende realizar la inyección de energía.

Si se trata de un retiro desde el MER de un contrato, para remplazo de generación, deberá informar el nodo de la RTR, donde se pretende realizar el remplazo de generación.

Si se trata de un retiro abastecido desde el MER de un contrato, deberá informar el nodo de la RTR, donde se pretende realizar el retiro de energía.

ARTÍCULO 40. Validación de las declaraciones de inyección hacia el MER. Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de inyección hacia el MER de los contratos no firmes físicos flexibles regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta los resultados de la Programación Nacional Indicativa, los resultados del Predespacho Nacional, la capacidad técnica y disponible para inyectar la energía informada en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

De identificarse que los recursos de generación asociados al compromiso contractual no han sido adquiridos mediante la Programación Nacional Indicativa, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente. Cuando los recursos de generación han sido requeridos en el Predespacho Nacional, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales de los contratos por orden de menor a mayor precio, según las ofertas recibidas por los agentes en la Optimización de Excedentes y Requerimientos de Corto Plazo, de existir igualdad de precios se aplicará la reducción proporcionalmente a la energía requerida por cada agente.

ARTÍCULO 41. Validación de las declaraciones de retiro hacia el MER. Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de retiro abastecidos desde el MER de los contratos no firmes físicos flexibles debidamente informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta los resultados de la Programación Nacional Indicativa, los resultados del Predespacho Nacional, la capacidad técnica de retirar la energía informada en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

Para el caso de retiros para abastecimiento desde el MER, de identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales y regionales, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

Para el caso de retiros para remplazo de generación, de identificarse que la generación asociados al compromiso contractual no han sido adquiridos mediante la Programación Nacional Indicativa, no ha sido despachada en el Predespacho Nacional o se identifica algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

ARTÍCULO 42. Validación de las declaraciones de Contratos Firmes hacia el MER. Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos firmes regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y las características del contrato firme declaradas en el Registro respectivo en el EOR.

De identificarse algún incumplimiento o discrepancias con el registro del contrato, relacionado en el párrafo anterior, que no sean resueltas por el Agente a tiempo, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

ARTÍCULO 43. Validación de las declaraciones de Contratos No Firmes Financieros hacia el MER. Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos no firmes financieros regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.6 del Libro II del RMER.

De identificarse discrepancias que no sean resueltas por el Agente a tiempo, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

ARTÍCULO 44. Remisión al EOR de información de contratos regionales, ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo de CVT. Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM remitirá al EOR la información de los contratos regionales y las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT, informadas por sus agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco para el día siguiente, considerando lo establecido en el numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

ARTÍCULO 45. Ajustes y aclaraciones a inconsistencias indicadas por EOR. Entre las 10:00 horas y las 11:30 horas de cada día, el OS/OM deberá coordinar con los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco y el EOR, los ajustes y aclaraciones necesarias a las inconsistencias señaladas por el EOR, de los contratos regionales que han sido declarados para el día siguiente.

El OS/OM Informará a sus Agentes los contratos regionales que hayan sido invalidados por el EOR.

CAPÍTULO IV DE LAS OFERTAS DE OPORTUNIDAD REGIONALES

ARTÍCULO 46. Ofertas de oportunidad, remisión y detalle. Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco deberán remitir al OS/OM las ofertas de oportunidad de inyección regionales para el día siguiente, considerando el cumplimiento de los numerales 1.4 y 5.3 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM, cada oferta deberá indicar:

- a) Si se trata de excedentes de generación, la unidad o unidades de generación no despachada o despachada parcialmente en el Predespacho Nacional de donde proviene la oferta, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares, el nodo de la RTR donde se pretende realizar inyección de energía.
- b) Si se trata de demanda nacional interrumpible por precio, la cantidad de energía y los nodos de la RTR donde se pretende realizar la reducción de demanda.
- c) Las ofertas de oportunidad de inyección regionales que se originan en unidades de generación que tienen restricciones de arranque y parada, que no están despachada o despachada parcialmente en el Predespacho Nacional, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares, deberán presentar sus ofertas considerando todo el intervalo de tiempo horario entre el arranque y la parada.

ARTÍCULO 47. Ofertas de oportunidad de retiro regional, detalles. Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco informarán al OS/OM las ofertas de oportunidad de retiro regionales para el día siguiente, considerando el cumplimiento de los numerales 1.4 y 5.4 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM . Cada oferta deberá indicar:

- a) Si se trata de oferta por remplazo de generación, la unidad o unidades de generación despachada en el Predespacho Nacional de donde proviene la oferta, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares y que estén disponibles técnicamente a reducir generación, junto con el nodo de la RTR donde se pretende realizar la reducción de energía.
- b) Si se trata de oferta para atención de déficit nacional previsto o demanda no atendida, la cantidad de energía no atendida en el Predespacho Nacional y el nodo de la RTR donde se pretende realizar el retiro de energía previsto.

ARTÍCULO 48. Validación de las ofertas de oportunidad de inyección regionales. Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM validará las ofertas de oportunidad de inyección regionales informadas por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta el Predespacho Nacional, la capacidad técnica y disponible de inyectar la energía ofertada en los nodos de la RTR y el cumplimiento de los numerales 1.4, 5.2.3 y 5.3 del Libro II del RMER.

Las ofertas de oportunidad de inyección que provengan de recursos de generación despachados, despachados parcialmente, comprometidos en contratos regionales o con asignación de servicios auxiliares resultantes del Predespacho Nacional, serán reducidas total o parcialmente según corresponda.

Si una generación disponible en particular, es requerida por más de una oferta de inyección, el OS/OM deberá asignar la generación disponible a las ofertas presentadas de forma proporcional a la cantidad de energía ofertada.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM invalidará la o las ofertas de oportunidad de inyección regionales e informará de las invalidaciones a los Agentes correspondientes.

Si finalmente una generación disponible técnicamente en particular, no ha sido requerida en el Predespacho Nacional ni por servicios auxiliares y no ha sido requerida mediante contratos u ofertas de oportunidad regionales, el OS/OM presentará ante el EOR a nombre del Agente del MER correspondiente, la oferta al MER por la cantidad de energía disponible técnicamente, considerando como precio de oferta al MER el costo variable de la generación.

ARTÍCULO 49. Validación de ofertas de oportunidad de retiro regionales. Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM validará las ofertas de oportunidad de retiro regionales informadas por los Agentes, tomando en cuenta el Predespacho Nacional, la capacidad técnica de retirar la energía ofertada en los nodos de la RTR y el cumplimiento de los numerales 1.4, 5.2.3 y 5.4 del Libro II del RMER.

Si una generación despachada en particular, es requerida por más de una oferta de retiro para remplazo, el OS/OM deberá asignar la generación disponible a las ofertas presentadas de forma proporcional a la cantidad de energía ofertada.

Si finalmente una generación en particular, que se encuentra despachada en el Predespacho Nacional y que es factible técnicamente de ser reemplazada y la misma no ha sido requerida mediante contratos u ofertas de oportunidad regionales, el OS/OM presentará ante el EOR a nombre del Agente del MER correspondiente, la oferta de retiro al MER por la cantidad de energía disponible técnicamente a reemplazar, considerando como precio de oferta al MER el costo variable de la siguiente unidad de generación inferior en el orden de mérito.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM invalidará la o las ofertas de oportunidad de retiro regionales e informará de las invalidaciones a los agentes correspondientes.

ARTÍCULO 50. Remisión de ofertas al EOR. Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM remitirá al EOR la información de las ofertas de oportunidad de inyección y retiro para el día siguiente, establecidas en los numerales 1.4, 5.3 y 5.4 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

El OS/OM Informará a sus Agentes las ofertas de oportunidad regionales que hayan sido invalidadas por el EOR.

CAPÍTULO V DEL PREDESPACHO REGIONAL

ARTÍCULO 51. Determinación y Coordinación del Predespacho Regional. El OS/OM determinará y coordinará con el EOR, los ajustes que sean necesarios para que el resultado del predespacho regional del día siguiente, sea operativamente factible y de esa forma obtener el predespacho total.

ARTÍCULO 52. Verificación del Predespacho Regional remitido por EOR. Antes de las 16:15 horas de cada día, el OS/OM verificará los resultados del predespacho regional remitido por el EOR y considerará las condiciones más actualizadas del sistema eléctrico nacional e identificará si existen alguna de las siguientes causales para solicitar al EOR ajustes al predespacho regional:

- a) Cambios topológicos de la RTR.
- b) Pérdida de recursos de generación.
- c) Condiciones de emergencia nacional.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional.

De identificarse alguna de las causales anteriores, el OS/OM deberá solicitar al EOR el ajuste del Predespacho Regional, incluyendo las debidas justificaciones que correspondan, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

ARTÍCULO 53. Coordinación de ajustes al Predespacho Regional, por ajustes Regionales. Entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, el OS/OM coordinará con el EOR las solicitudes de ajuste al predespacho regional realizadas por otros OS/OM y desarrollará para cada caso las validaciones indicadas en el artículo anterior.

ARTÍCULO 54. Predespacho total. Una vez el OS/OM haya validado el predespacho regional y sus ajustes, procederá a sumar las transacciones regionales a las transacciones nacionales para obtener el predespacho total, el cual deberá de ser publicado por el OS/OM antes de las 18 horas de cada día.

ARTÍCULO 55. Información a agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco del Predespacho Regional. Antes de las 18:00 horas de cada día, el OS/OM informará a los Agentes las transacciones regionales de contratos y oportunidad resultantes del predespacho regional correspondientes para el siguiente día.

ARTÍCULO 56. Verificación para la prestación de servicios auxiliares. Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM verificará que las instalaciones de los Agentes del MEN, habilitados para prestar servicios auxiliares regionales, cumplen con los requisitos técnicos establecidos en la regulación nacional y regional en particular lo establecido en el capítulo 7 del Libro III del RMER, para aportar cada servicio auxiliar.

ARTÍCULO 57. Información a EOR de la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares. Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM informará al EOR la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares por cada unidad de generación para el día siguiente, en los medios y formatos establecidos por el EOR.

ARTÍCULO 58. Información de EOR de la participación en la prestación de servicios auxiliares. Antes de las 14:30 horas de cada día, el OS/OM informará a sus Agentes del MEN Generadores y Transmisores la participación de los servicios auxiliares a nivel regional informada por el EOR y reportará al EOR toda restricción que afecte su calidad o imposibilite su cumplimiento.

ARTÍCULO 59. Coordinación de Ajustes para la prestación de servicios auxiliares. Entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, el OS/OM coordinará con el EOR los ajustes que sean necesarios para la prestación de los servicios auxiliares.

CAPÍTULO VI

DEL LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL COORDINADA CON EL MER

ARTÍCULO 60. Responsabilidad y cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. El OS/OM, cumplirá con los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para la coordinación, supervisión y control de la operación interconectada del sistema eléctrico de Costa Rica, cumpliendo con los estándares de calidad, seguridad y desempeño regionales establecidos en el capítulo 3 del Libro II y los capítulos 5 y 16 del Libro III del RMER y las resoluciones de CRIE emitidas al respecto.

ARTÍCULO 61. Coordinación operativa bajo esquema jerárquico. El OS/OM coordinará con el EOR y los otros OS/OM de la región, la operación del sistema interconectado, mediante la ejecución del esquema jerárquico establecido en el RMER y los protocolos de operación vigentes aprobados por la CRIE.

ARTÍCULO 62. Responsabilidad de remisión de información. El OS/OM será el responsable de remitir toda la información que conforma la Base de Datos Regional Comercial y Operativa que es requerida por el RMER en el numeral 3.3 del Libro II. Esta información deberá ser remitida al EOR en los medios y formatos requeridos por el EOR.

ARTÍCULO 63. Responsabilidad de telecomunicaciones, información y supervisión Operativa. El OS/OM será el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa, que se debe mantener con el EOR y los otros OS/OM, para este fin dará cumplimiento al numeral 3.4 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 64. Solicitud y alcances de redespachos regionales. Como una actividad permanente del OS/OM, las 24 horas del día y los 365 días del año, podrá solicitar al EOR el o los redespachos regionales en cualquier momento que se presente o se prevea, alguna de las siguientes situaciones, con una duración mayor de 3 horas:

- a) Cambios topológicos de la RTR.
- b) Pérdida de recursos de generación.
- c) Condiciones de emergencia nacional.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional.

De identificarse alguna de las causales anteriores y se prevé una duración mayor de tres horas, el OS/OM deberá solicitar al EOR el Redespacho Regional, incluyendo las debidas justificaciones que correspondan, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

ARTÍCULO 65. Verificación del redespacho regional informado por EOR. Una vez el EOR informe oficialmente los resultados de cada solicitud de redespacho, el OS/OM verificará el redespacho regional informado por el EOR, así:

- a) Si el redespacho regional fue solicitado por el OS/OM de Costa Rica; verificará que el EOR haya solventado las causales del redespacho solicitado. De identificarse inconsistencias solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.
- b) Si el redespacho regional fue solicitado por otro OS/OM o el EOR; deberá confirmar la validación de posibles nuevas transacciones regionales de Costa Rica o la reducción de las ya existentes, también confirmar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y restricciones técnicas del sistema eléctrico nacional. De identificarse inconsistencias solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.

Para cumplir con lo anterior el OS/OM debe mantener una actividad permanente de monitoreo las 24 horas del día y los 365 días del año, de la actividad técnica y comercial del MER.

ARTÍCULO 66. Integración del predespacho total. Una vez el OS/OM haya validado el o los redespacho regionales y sus posibles ajustes, los sumara al predespacho nacional para obtener el predespacho total e informará a sus Agentes las nuevas condiciones operativas y comerciales que se deriven. Esta publicación deberá de realizarla el OS/OM inmediatamente el EOR publique el predespacho regional.

CAPÍTULO VII DE LA COORDINACIÓN CON EL POSDESPACHO REGIONAL

ARTÍCULO 67. Responsabilidad y cumplimiento de requisitos de equipos de medición. Los Agentes del MEN Transmisores serán los responsables que los equipos de medición comercial de su propiedad, ubicados en las líneas de enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica con otras áreas de control, cumplan con los requisitos técnicos requeridos por el mercado nacional y los requeridos por el RMER, así mismo serán responsables del cumplimiento de lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER, a través del OS/OM.

ARTÍCULO 68. Registro de equipos de medición. Los Agentes del MEN Transmisores son los responsables de registrar los equipos de medición comercial de su propiedad ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica con otras áreas de control, ante el EOR a través del OS/OM, cumpliendo los procesos y formatos establecidos por el EOR.

ARTÍCULO 69. Remisión de datos de medición comercial de flujos. A más tardar y dentro de las 24 horas posteriores al día de operación, los Agentes del MEN Transmisores deberán remitir al OS/OM los datos de medición comercial de flujo correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de su propiedad ubicados en las líneas de enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica y las áreas de control de otros países.

Los datos de medición de flujo en los enlaces debe considerar como mínimo lo siguiente:

- a) La medición principal de energía real, integrada por hora en MWh.
- b) La medición de respaldo de energía real, integrada por hora en MWh.
- c) La medición principal de energía reactiva, integrada por hora en MVarh.
- d) La medición de respaldo de energía reactiva, integrada por hora en Mvarh.
- e) Una validación de completitud y calidad de los datos de medición.

Será responsabilidad de los Agentes del MEN Transmisores el cumplimiento de la entrega de los datos de medición comercial de flujo en los enlaces al OS/OM, en tiempo y forma.

ARTÍCULO 70. Verificación de datos de medición comercial de flujos. A más tardar 24 horas posteriores a la recepción de los datos de medición comercial de flujo en los enlaces, el OS/OM deberá realizar una verificación de los datos con el fin que cumplan los requerimientos establecidos en el Anexo A1 del Libro II del RMER, de identificar inconsistencias, aplicará el procedimiento establecido en el numeral A1.9.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 71. Remisión a EOR de Datos de medición comercial. A más tardar 48 horas posteriores al día de operación, el OS/OM deberá remitir al EOR los datos de medición comercial correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de flujo ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica y las áreas de control de Panamá y Nicaragua, en los medios y formatos establecidos por el EOR.

ARTÍCULO 72. Remisión a EOR de reporte de contingencias. A más tardar a las 10:00 horas de cada día, el OS/OM deberán remitir al EOR, el reporte de contingencias del día anterior, así como la disposición real de la red de transmisión del día anterior. Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

CAPÍTULO VIII DE LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES Y CARGOS REGIONALES

ARTÍCULO 73. Seguimiento a la conciliación diaria realizada por EOR. El OS/OM deberá dar seguimiento diario a la conciliación de las transacciones programadas, preliminares y definitivas, publicadas por el EOR y verificará que no existan inconsistencias respecto a las transacciones regionales validas en el predespacho regional.

De identificarse alguna inconsistencia el OS/OM deberá presentar ante el EOR la respectiva solicitud de revisión, con base al numeral 2.8 del Libro II del RMER, a más tardar 3 días hábiles posteriores a su publicación por parte del EOR, utilizando para el efecto los medios y formatos establecidos por el EOR.

El OS/OM informará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco de los resultados de las conciliaciones diarias publicadas por el EOR. Los Agentes que identifiquen discrepancias en las conciliaciones diarias podrán solicitar al OS/OM su gestión para solicitar explicaciones, correspondientes al EOR.

ARTÍCULO 74. Verificación del DTER. El OS/OM deberá revisar el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) publicado por el EOR, para identificar posibles discrepancias en la información con base al numeral 2.8 del Libro II del RMER a más tardar 6 días hábiles posteriores a su publicación por parte del EOR por los medios y formatos establecidos por el EOR.

El OS/OM informará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco los resultados del DTER publicadas por el EOR. Los Agentes que identifiquen discrepancias en el DTER podrán solicitar al OS/OM su gestión para solicitar explicaciones correspondientes al EOR.

ARTÍCULO 75. Identificación de responsables de cargos y abonos según DTER. Cada mes el OS/OM deberá identificar los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco a los que corresponde aplicarles los cargos y abonos derivados del Documento de Transacciones Económicas Regionales -DTER-, según las actividades de cada Agente, según los artículos siguientes

ARTÍCULO 76. Asignación de cargos o abonos por compromisos contractuales. Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas por Compromisos Contractuales, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 77. Asignación de cargos o abonos por transacciones programadas no comprometidas en contratos por retiro. Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos por Retiro, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de retiro, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 78. Asignación de cargos o abonos transacciones programadas no comprometidas en contratos por inyección. Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos por Inyección, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de inyección, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 79. Asignación de cargos en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual. Los cargos del DTER en concepto de cargo en el Mercado de Oportunidad Regional -MOR- asociado al Cumplimiento del Compromiso Contractual, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 80. Asignación de abonos en concepto de desviaciones normales. Los abonos del DTER en concepto de Desviaciones Normales, serán internalizados por el OS/OM, asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que causaron dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

ARTÍCULO 81. Asignación de cargos en concepto de desviaciones normales. Los cargos del DTER en concepto de Desviaciones Normales, serán internalizados por el OS/OM, asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que causaron dicha desviación, según la medición comercial y el programa a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

ARTÍCULO 82. Asignación de cargos en concepto de desviaciones graves. Los cargos del DTER en concepto de Desviaciones Graves de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM asignándolos de forma individual para cada desviación grave según el siguiente esquema:

- a) Si la Falla fue originada en el sistema de transmisión nacional perteneciente a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, el OS/OM identificará el Agente Transmisor responsable y le asignará la obligación de pago regional.
- b) Si la Falla fue originada en el sistema de generación nacional perteneciente a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, el OS/OM identificará el Agente Generador del MER responsable y le asignará la obligación de pago regional.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

- c) Si la Falla fue originada por condiciones de emergencia, acciones operativas o negligencia humana no imputables a los Agentes Generadores o Transmisores, el OS/OM asignará la obligación de pago regional a los Agentes Distribuidores del MER y Agentes Distribuidores del MEN con contratos marco en proporción a la desviación de energía entre la demanda programada y la demanda real registrada en la medición comercial, de forma integrada para el mes correspondiente.
- d) Si la Falla fue originada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

ARTÍCULO 83. Asignación de abonos del DTER en concepto de desviaciones graves. Los abonos del DTER en concepto de Desviaciones Graves de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM de forma individual para cada desviación grave, identificando los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que aportaron a la desviación grave y les asignará los ingresos regionales en proporción a la desviación de energía entre energía programada y la energía real registrada en la medición comercial, de forma integrada para el mes correspondiente.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

ARTÍCULO 84. Asignación de Cargos o Abonos del DTER en Concepto de Renta de Congestión. Los cargos o abonos del DTER en concepto de Renta de Congestión, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes propietarios de Derechos de Transmisión Regionales, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 85. Asignación de abonos del DTER en concepto de conciliación de transmisión. Los abonos del DTER en concepto de Conciliación de Transmisión, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco Transmisores considerando el detalle del Anexo de Conciliación de Transmisión del DTER, para este fin identificará los abonos correspondiente a cada Agente Trasmisor y notificará a la ARESEP para que estos ingresos sean descontados de los ingresos reconocidos a los Agentes Transmisores nacionales correspondientes.

ARTÍCULO 86. Los cargos o abonos del DTER en concepto de ajustes. Los cargos o abonos del DTER en concepto de Ajustes, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que se les acrediten o debiten los ajustes al DTER conforme a las disipaciones establecidas en este apartado.

ARTÍCULO 87. Asignación de cargos regionales. Los cargos del DTER en concepto de Cargos por Servicio de Regulación del MER, Cargos de Operación del MER y Cargos por Uso de RTR, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco Distribuidores en proporción a la demanda mensual consumida por cada agente.

Los Agentes Distribuidores trasladarán los Cargos por Servicio de Regulación del MER, Cargos de Operación del MER y Cargos por Uso de RTR a la tarifa según el procedimiento establecido por la ARESEP.

ARTÍCULO 88. Asignación de multas. Los cargos del DTER en concepto de Multas de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco o Entidades del MER acreedoras de las multas.

ARTÍCULO 89. Asignación de intereses moratorios. Los cargos del DTER en concepto de Interés por Mora, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes acreedores de la mora.

ARTÍCULO 90. Asignación de abonos en concepto de intereses por garantía en efectivo. Los abonos del DTER en concepto de Interés por Garantía en Efectivo, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes acreedores del ingreso según el detalle del DTER o al OS/OM si la garantía efectiva es consolidada por el OS/OM.

ARTÍCULO 91. Asignación de cargos por concepto de enlace de transmisión. Los cargos del DTER en concepto de Cargo por Enlace de Transmisión de datos serán absorbidos por el OS/OM.

ARTÍCULO 92. Emisión de notas o documentos de cobro por concepto de cargos provenientes del MER. El OS/OM deberá emitir notas de cobro o los documentos que la Ley establezca a cada Agente o Entidad del MER que resulte con obligaciones de pago ante el MER, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la recepción de los documentos de cobro o pago remitidos por el EOR y correspondientes al DTER.

De existir un atraso en la entrega del OS/OM de las Notas o Documentos de Cobro a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, no exonera a ningún agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco de las obligaciones de pago que se detallan en esos documentos.

Estos documentos y sus productos financieros deberán estar sujetos a la Ley nacional correspondiente.

Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán presentar reclamos sobre las notas o documentos de cobro por las razones establecidas en la Regulación Regional, las cuales serán analizadas por el OS/OM o por el EOR según sea el caso. Cualquier ajuste a la liquidación no exonera de las obligaciones de pago las cuales serán reflejadas en el siguiente mes de liquidación.

ARTÍCULO 93. Período de pago de notas o documentos de cobro. Los Agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco deberán hacer efectivo su pago ante el OS/OM, a más tardar 4 días hábiles posteriores a la recepción de la Nota de Cobro o documento respectivo, emitida por el OS/OM.

De no realizarse el pago correspondiente por parte de los Agentes en la fecha establecida, el OS/OM deberá aplicar el interés moratorio correspondiente, e informará a la ARESEP los incumplimientos de pago de los Agentes.

ARTÍCULO 94. Recolección del resultado de obligaciones de pago del DTER y entrega al EOR. El OS/OM en cumplimiento del calendario mensual de conciliación, facturación y liquidación del MER publicado por el EOR, recolectará las obligaciones de pago derivadas del DTER y de la facturación regional y realizará los pagos correspondientes en la cuenta que el EOR destine para este fin.

ARTÍCULO 95. Emisión de notas o documentos de abono por concepto de ingresos provenientes del MER. El OS/OM deberá emitir Notas de Abono o los documentos que la Ley establezca a cada Agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco o Entidad del MER que resulte con ingresos provenientes del MER, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la recepción de los documentos de cobro o pago remitidos por el EOR y correspondientes al DTER.

El OS/OM liquidará las notas de abono a los Agentes, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la fecha de liquidación regional correspondiente, según el calendario que el EOR publique para este efecto.

Estos documentos y sus productos financieros deberán estar sujetos a la Ley nacional correspondiente.

Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán presentar reclamos sobre las notas o documentos de ingresos por las razones establecidas en la Regulación Regional, las cuales serán analizadas por el OS/OM o por el EOR según sea el caso. Cualquier ajuste a la liquidación no exonera de las obligaciones de pago las cuales serán reflejadas en el siguiente mes de liquidación.

CAPÍTULO IX

DE LA COORDINACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR

ARTÍCULO 96. Responsabilidad de la operación técnica y operativa de la RTR. El OS/OM será el responsable ante el EOR de la coordinación técnica y operativa de la RTR, dando cumplimiento a las obligaciones establecidas en la regulación regional y en particular el capítulo 5 y 16 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 97. Obligación de entrega de información de parte de los Agentes del MEN y del MER. Los Agentes de las actividades de Trasmisión, Generación, Distribución y Comercialización deberán cumplir las obligaciones establecidas en el capítulo 5 del Libro III del RMER, en lo referente a sus actividades, para esto deberán mantener la coordinación necesaria con el OS/OM a fin de cumplir con la entrega de información en tiempo y forma.

ARTÍCULO 98. Registro Histórico de Indisponibilidades. El OS/OM a partir de la información suministrada por los Agentes Transmisores, será el responsable de llevar el registro histórico de indisponibilidades, programadas o no programadas de la RTR, asegurando la calidad de los datos históricos y del reporte de los mismos, para su remisión al EOR e inclusión en la Base de Datos Regional, en cumplimiento de lo establecido el capítulo 5 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 99. Mantenimientos. Los Agentes Transmisores deberán enviar al EOR, por intermedio del OS/OM, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, el OS/OM informará al EOR sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de la misma por parte del EOR.

ARTÍCULO 100. Remisión de programas de mantenimientos al EOR. A partir de la información suministrada por los Agentes Transmisores, el OS/OM enviará, a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año, los programas de mantenimientos para que el EOR coordine un plan anual de mantenimientos y de entrada de nuevas instalaciones pertenecientes a la RTR. Dicho plan será de estricto cumplimiento y sólo podrá ser modificado mediante solicitud motivada del OS/OM al EOR con una anticipación mínima de quince (15) días.

ARTÍCULO 101. Programación semanal de mantenimientos. El OS/OM en coordinación con los Agentes Transmisores deberá cumplir con el procedimiento de programación semanal de mantenimientos establecido en el numeral 5.7.4 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 102. Solicitud de mantenimientos. El OS/OM con base en la información suministrada por los Agentes Transmisores, deberá cumplir en tiempo y forma con la elaboración de las solicitudes de mantenimientos y entrada en servicio de nuevas instalaciones de acuerdo al formato de SOLMANT que establezca el EOR.

ARTÍCULO 103. Conexión de instalaciones a la RTR. Toda entrada de nuevas instalaciones a la RTR, deberá cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en las Regulaciones Nacionales y en el Reglamento del MER.

TÍTULO IV DISPOSICIONES FINALES CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 104. Disposiciones no limitativas. Las disposiciones en esta normativa, no excluyen la aplicación de la regulación regional, que no haya sido expresamente desarrollada y deben ser acatadas y aplicadas de conformidad con la buena práctica regulatoria y de operación de Mercado y Sistema.

ARTÍCULO 105. Plazo para creación de unidades de negocio. En un plazo que no debe de exceder de dos meses calendario, a partir de la puesta en vigencia de la presente normativa, el Instituto Costarricense de Electricidad –ICE- y sus empresas, en cumplimiento a lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central aprobado por la Ley 7848, y el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central aprobado por la Ley 9004, procederá a crear, a través del Órgano Administrativo correspondiente, las unidades de negocio que identifiquen y desarrollen las actividades que actualmente realiza ICE y sus empresas, consistentes en: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

Artículo 106. Determinación del OS/OM y plazo para su implantación. El ICE comunicará al ARESEP la resolución administrativa tomada acerca de la decisión de la asignación de las funciones del OS/OM, dicha comunicación deberá realizarla dentro de los 30 días posteriores a la publicación de esta Resolución.

Artículo 107. Registro de Agentes del MEN y del MER. La ARESEP emitirá, 30 días posteriores a la publicación de esta Resolución, los lineamientos para que los agentes nacionales y regionales realicen su registro ante esta entidad.

Artículo 108. Actualización de la normativa por pérdida de vigencia del PDC. Habiendo establecido en la parte considerativa del presente reglamento que: “la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, institución reguladora del Mercado Eléctrico Regional creada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, aprobó mediante la Resolución CRIE 09-2005, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y estableció mediante las Resoluciones CRIE P-09-2012 y CRIE P-17-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, con el objeto de viabilizar la entrada en definitiva de este reglamento, lo que declaró mediante resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero”, además de sus respectivas actualizaciones, y que el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, será eventualmente revocado para alcanzar la vigencia plena del RMER, debe entonces ARESEP emitir la normativa que desarrolle y actualice el Título II del presente reglamento y que denominará “Normativa de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”. Esta normativa se desarrollará bajo los principios y conceptos que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, establecidos en el Título I del presente reglamento.

Artículo 109. Interpretación de esta normativa. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

Artículo 110. Vigencia. Este Reglamento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, se indica que contra la anterior resolución caben el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión; que podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

El recurso de reposición deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación; el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley.

II. Agradecer a todas las personas físicas y jurídicas que participaron en el proceso de audiencia pública e indicarles que se tenga como respuesta a sus planteamientos, lo externado en el Considerando XVII de esta Resolución.

PUBLIQUESE EN EL DIARIO OFICIAL.

Dennis Meléndez Howell, Presidente.—Sylvia Saborío Alvarado.—Édgar Gutiérrez López.—Gretzel López Castro.—Pablo Sauma Fiatt.—Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.—1 vez.—O. C. N° 7264-2013.—Solicitud N° 775-292.—(IN2013033952).