

SESIÓN ORDINARIA

N.º 75-2013

24 de octubre de 2013

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 75-2013

Acta de la sesión ordinaria número setenta y cinco mil trece, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves veinticuatro de octubre de dos mil trece, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López y Pablo Sauma Fiatt, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Gerente General; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Carol Solano Durán, Directora a.i. de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y el señor Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

Se deja constancia que Regulador General informó que se incorporará posterior a la hora de inicio de la esta sesión; en consecuencia, la señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, preside la sesión.

ARTÍCULO 1. Aprobación del orden del día.

La señora **Grettel López Castro** da lectura al orden del día de esta sesión. Seguidamente, lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 01-75-2013

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, que a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Propuesta de reglamento 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. Oficios 825-DGAJR-2013 del 21 de octubre de 2013 y 1919-IE-2013 del 8 de octubre de 2013.*
3. *Asuntos relacionados con SUTEL.*
4. *Aprobación del acta de la sesión 74-2013.*
5. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
6. *Asuntos del Regulador General.*
7. *Asuntos resolutivos.*

7.1 Propuesta Norma Técnica AR-NT-POASEN “Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional”. Oficio 1955-IE-2013 del 17 de octubre de 2013.

7.2 Recurso de revocatoria y reposición y gestión de nulidad absoluta interpuestos por la Asociación Cámara Nacional de Transportes, contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva. Oficio 818-DGAJR-2013 del 14 de octubre de 2013.

7.3 Continuación del análisis de la propuesta de creación del cargo de Director de Recursos Humanos y ajuste al cargo existente de Profesional Jefe de Recursos Humanos. Oficio 047-DGO-2013 del 18 de octubre de 2013.

8. Asuntos informativos.

8.1 Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno a los siguientes proyectos:

- i) Proyecto de Ley aprobación del Tratado de libre comercio entre los Estados AELC y Los Estados centroamericanos, expediente 18.886. Oficio 796-RG-2013 del 16 de octubre de 2013.
- ii) Texto sustitutivo del Proyecto de Ley de Declaratoria del manatí (*trichechus manatus*) como símbolo de la fauna marina de Costa Rica expediente 17.984. Oficio 800-RG-2013 del 17 de octubre de 2013.
- iii) Proyecto de Ley Protección especial contra la discriminación a los ciudadanos en razón de su edad, expediente legislativo 17.991. Oficio 808-RG-2013 del 18 de octubre de 2013.

8.2 Audiencia pública relacionada con la propuesta de reglamento de “Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado sanitario e hidrantes, AR-PSAYA-2013”. Expediente OT-328-2013. Oficio 2950-DGAU-2013 del 16 de octubre de 2013.

8.3 Resolución 4512-E8-2013 del Tribunal Supremo de Elecciones, en relación con la opinión consultiva solicitada por el señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, sobre el contenido del artículo 142 del Código Electoral. Oficio 798-RG-2013 del 16 de octubre de 2013.

8.4 Cumplimiento de acuerdo 09-72-2013 de la Junta Directiva tomado en la sesión ordinaria 72-2013, referente a trámites para solicitar refrendo contralor del contrato 004-ARESEP-2013, Licitación Pública 2012LN-000001-ARESEP. Oficio 813-DGAJR-2013 del 14 de octubre de 2013.

ARTÍCULO 2. Propuesta de Reglamento 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.

A partir de este momento, ingresa el señor Dennis Meléndez Howell y, en consecuencia, preside la sesión.

Asimismo, ingresan los señores (as): Álvaro Barrantes Chaves, Director de la Intendencia de Energía, Karla Montero Víquez, Adriana Argüello Arias y William Ramírez Calderón, funcionarios de la Intendencia de Energía; así como el señor Edwin Canessa Aguilar, de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y el señor Efraín Abarca Morales, consultor externo, a participar en la exposición de este tema.

Se conocen los oficios 1919-IE-2013 y 825-DGAJR-2013 del 8 y 21 de octubre de 2013, respectivamente, mediante los cuales, en ese orden, la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emiten criterio en torno a la propuesta de “Reglamento 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”.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en torno a la propuesta elevada a conocimiento de la Junta Directiva en esta ocasión. Aclara, que el alcance del criterio está referido únicamente a los procedimientos de la emisión del Reglamento y a la competencia de la Junta Directiva.

En cuanto a la competencia, señala que el artículo 25 de la Ley 7593 faculta a la ARESEP a emitir reglamentos técnicos y el artículo 53 inciso n), de la misma Ley, le atribuye las potestades a la Junta Directiva para dictar dichos reglamentos. Asimismo, el artículo 6, inciso 14), del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), también otorga esa potestad a la Junta Directiva.

Respecto al contenido del Reglamento, indica que la propuesta es complemento y ampliación al Reglamento de Armonización, cuyo propósito es regular la participación de los actores de la industria eléctrica costarricense.

Destaca los principales componentes de la propuesta: i) definición del ámbito de aplicación de la normativa; ii) la generación eléctrica regional en el territorio nacional; iii) la integración de Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional; iv) la operación comercial, y v) la operación y planificación técnica del sistema. Finaliza su presentación y se refiere a las siguientes recomendaciones:

- *Someter a conocimiento de la Junta Directiva la propuesta de Reglamento de Detalle.*
- *Continuar con el procedimiento establecido en la Ley 7593 y someter a audiencia pública la presente propuesta de “Reglamento”.*
- *Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura y/o conformación del respectivo expediente administrativo para el resguardo de la documentación relacionada con este asunto.*

Seguidamente, el señor **Álvaro Barrantes Chaves** introduce lo relativo al tema de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el regional. Indica que, en este momento se está en la segunda parte de este Reglamento, el cual desarrolla algunos temas en particular, como la parte comercial de operación y planificación.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que es importante contar con un breve resumen del tema y los avances que se han tenido a nivel centroamericano, a lo que el señor **Álvaro Barrantes Chaves** explica que en este año específico, los países de la región han estado en un proceso de integración e implementación de la normativa de armonización regulatoria.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), igualmente ha coordinado todo el proceso de armonización en cada país y en la región, de acuerdo al marco legal de cada país. Además, ha realizado el proceso de reglamentar diferentes aspectos del mercado regional, dentro de lo cual se encuentra lo relativo al reglamento de sanciones y a la reglamentación de los contratos firmes. Del primero ya se tiene una versión final que actualmente está en el proceso de aprobación.

Asimismo, ante una consulta de la señora Sylvia Saborío Alvarado, el señor **Álvaro Barrantes Chaves** explica que todos los países de la región han avanzado en la primera etapa de armonización, que era obligatoria y que ya se cumplió en todos los países de la región y dentro de los plazos establecidos. Actualmente, se está en un proceso de aprobación de otras normativas con el fin lograr su implementación a la brevedad; pero en realidad, la armonización regulatoria es un proceso continuo.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que del reglamento anterior que fue aprobado, había un tema clave relacionado con el centro de mando del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a lo que el señor **Álvaro Barrantes Chaves** manifiesta que la Junta Directiva del ICE, recientemente estableció la autonomía, hasta donde se pueda, dado el marco legal vigente, de la Unidad Estratégica del ICE, la cual dependía de la Gerencia Eléctrica y que se encarga del despacho (Centro de Control de Energía o CENCE), de manera que ahora va a depender directamente de la más alta instancia jerárquica de esa Institución, con lo cual se logró el objetivo principal, que consiste en darle algún grado de autonomía a las decisiones del CENCE y que no dependa de la Unidad Estratégica del ICE que se encarga de la parte operativa de la generación y distribución de electricidad, para evitar posibles conflictos de interés.

Agrega que en todo este proceso, se ha contado con la colaboración del señor Efraín Abarca Morales, quien ha sido el encargado, junto con un equipo que va a estar conectado vía electrónica en esta oportunidad, para el desarrollo de esta exposición.

El señor **Efraín Abarca Morales** explica los principales extremos de la propuesta del Reglamento. Indica que dos reglamentos; el primero, tiene una particularidad basaba en la aprobación del reglamento del mercado eléctrico, bajo ciertas condiciones. A partir del 1º de julio de 2013, este reglamento entró a regir, pero se hicieron excepciones en algunos articulados; se eliminaron ciertos artículos, dado que Centroamérica no estaba lista para ejecución en su totalidad del reglamento, debido a que los sistemas de medición no estaban preparados.

Respecto a los sistemas de medición, no todos cumplían con ese requerimiento, por lo que en el primer Reglamento, que ya está vigente, tomaban en consideración este escenario del RMER, con las excepciones de esos articulados. Dichas excepciones son temporales y por un máximo de tres años; cuando esto se cumpla, ya se contará con la normativa que aplique y todos los sistemas de medición estén funcionando a cabalidad.

Indica que en este segundo reglamento, se viene a detallar más la interacción del mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico regional. Agrega que la consultoría, en la primera etapa, realizó un diagnóstico para determinar las necesidades de la regulación nacional, principalmente en el marco legal, técnico y comercial. En la segunda etapa, la creación del reglamento y, una tercera, el marco regulatorio detallado.

Explica que en el primer reglamento se definieron los siguientes aspectos: i) el mercado eléctrico nacional (MEN); ii) los agentes del mercado eléctrico nacional y regional; iii) establecimiento del libre acceso de transmisión; iv) características del OS/OM; v) establecimiento de las responsabilidades del OS/OM, vi) coordinación técnica de las transacciones con el MER; vii) obligación de creación de UEN's al ICE y CNFL; viii) metodología nueva para realizar exportaciones e importaciones; ix) coordinación técnica de las transacciones con el MER, y x) se establecieron horarios para participar en el MER y la liquidación de desviaciones.

En cuanto a la interacción del mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico regional, define lo relativo al Agente Generador, Agente Transmisor, Agente Distribuidor, Agente Comercializador del Mercado Eléctrico Nacional (MER). Además, comenta el ámbito de aplicación de la actividad de la comercialización.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta si el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es el único que comercializa entre Costa Rica y el mercado eléctrico regional, a lo que el señor **Efraín Abarca Morales** explica que el ICE tiene la potestad por ley, de ser el único agente ante Centroamérica; sin embargo, se introdujo una figura que se llama “contrato marco”, el cual abre la

posibilidad que una empresa privada y el ICE formen un contrato para que este privado pueda participar en el MER.

Continúa su presentación y comenta la facturación de transacciones regionales, Asimismo, menciona los siguientes aspectos:

- ✓ El OS/OM comunicará a ARESEP si el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) es consolidado o por agente.
- ✓ De ser consolidado deberá emitir documentos de cobro y pago a los agentes.
- ✓ Deberá establecer mecanismos de recolección de pagos.
- ✓ Si el DTER es consolidado se establecerán garantías consolidadas.

Señala como punto importante de los derechos de transmisión, que los agentes del MEN podrán ser representados por agentes del MER para adquirir derechos de transmisión regional. Asimismo, detalla los temas de liquidación de las transacciones nacionales resultado de la interacción con el MER.

Comenta lo relacionado con las compras y ventas al MEN para transacciones en el MER, a través de un contrato marco interactuando con los agentes generadores del MEN. Entre otras cosas, indica que los cargos y abonos deberán de reflejarse en el Documento de Transacciones Económicas Regionales de cada mes y de forma detallada por cada Agente.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta cómo se traduce estos aspectos en la tarifa, ya que ésta es fijada por la ARESEP; lo que se está observando son las diferencias en el precio-costeo que se va a reconocer eventualmente cuando se haga un corte y que eso se traduzca en un aspecto tarifario. Consulta, si existe un mecanismo de transmisión inmediata.

El señor **Efraín Abarca Morales** indica que cuando el ICE realiza importaciones, en lugar de reportar a la ARESEP el consumo térmico, lo que reporta es el costo de las importaciones.

Continúa su presentación y analiza la nueva figura que se introdujo en el presente reglamento, referida al costo marginal del sistema costarricense, así como a las ofertas inflexibles para exportar o importar energía.

Además, en el tema de servicios auxiliares, indica que el OS/OM deberá presentar una propuesta a la ARESEP, seis meses después de publicada esta resolución, sobre la metodología de cálculo de los requerimientos de servicios auxiliares y el procedimiento para su asignación a cada uno de los Agentes del MEN. Dicho procedimiento, debe detallar el aporte por Agente del MEN para cada tipo de servicio auxiliar y la reasignación en el caso de que alguno no pueda suministrarlo.

La ARESEP establecerá tarifas correspondientes para cada servicio auxiliar, esto se debe desarrollar a nivel de esta Institución, lo que son las tarifas de estos servicios. Aclara que el OS/OM deberá de liquidar las reasignaciones de los servicios auxiliares en el caso que algún Agente no pueda brindarlos y estos sean suministrados por un tercero.

Asimismo, menciona que los agentes deberán establecer garantías para realizar transacciones de exportación e importación. Garantizarán las transacciones con el MEN; el OS/OM será el encargado de ejecutarlas.

En el citado Reglamento también se trata el tema de los sistemas de medición comercial, ya que es el problema para no realizar el RMER en todo su ámbito. Todos los nodos de la RTR donde se realicen inyecciones o retiros, deberán poseer un sistema de medición comercial. En el caso de que haya una medición con nodos, con enlaces, que se refiera a partes donde no hay red de transmisión regional, y

no haya ningún agente de inyección o de retiro, un generador o un distribuidor; el responsable de hacer la medición comercial, será el agente transmisor.

Los Agentes del MER y del MEN propietarios de los sistemas de medición del SIMECR deberán registrar esos sistemas ante el EOR. Cuando el OS/OM identifique incumplimientos en el ámbito regional por parte de los Agentes del MER o del MEN, deberá informarlo a la ARESEP y al EOR. El OS/OM es el responsable de la administración de medición de los datos provenientes de los equipos de medición. Agrega que los costos y gastos de los equipos de medición, cada Agente del MER y del MEN los asumirá.

Seguidamente explica el régimen tarifario y remuneración de la RTR, así como el tema de los contratos firmes. Agrega que también se incluyeron temas como la operación y la planificación técnica y de la operación técnica y operativa de la RTR. Comenta las disposiciones finales de la propuesta y entre los comentarios finales señala los siguientes:

- i) *Se ha percibido resistencia al cambio por parte de algunos sectores, se han identificado que las razones son por desconocimiento de las obligaciones que establece la regulación regional y por el liderazgo demostrado por parte de la ARESEP en proponer los reglamentos.*
- ii) *La aplicación del primer reglamento aprobado, ha sido un proceso lento pero entendible por la gran cantidad de tareas que le genera al ICE principalmente.*
- iii) *La ARESEP propositivo crea ventajas con respecto a los actores del MEN, al ser temas de alcance nacional y no de un participante en particular.*
- iv) *La Intendencia de Energía debe de reforzarse en personal para asumir los retos del MER y los vacíos de la regulación nacional.*

Analizado el tema objeto de este artículo, con base en lo expuesto por la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a sus oficios 1919-IE-2013 y 825-DGAJR-2013, respectivamente, así como la presentación realizada por el señor Efraín Abarca Morales, consultor, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 02-75-2013

- a) Someter al proceso de audiencia pública la propuesta de “Reglamento 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”.

“Reglamento 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”

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 1. Definiciones. Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional se entenderá por:

Abreviaturas y mayúsculas: Aquellas palabras o texto que aparezcan de forma abreviada o con mayúsculas, se entenderán como referencias de conceptos o definiciones realizados en la Regulación

Regional, así como en el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

Acceso a la Base de Datos Regional: Al canal de comunicación (servicio comercial, dado por un operador de comunicaciones) para el acceso a la base de datos del EOR.

Base de Datos Operativa Nacional: Base de datos que contiene toda la información relacionada con las instalaciones del SEN, el planeamiento, operación y administración del MEN.

Defecto de consumo de energía: Retiro real de energía menor al retiro programado de energía por agente.

Defecto de generación de energía: Inyección real de energía menor a la inyección programada de energía por agente.

Defecto de inyección de energía: Inyección neta real de energía menor a la inyección neta programada de energía en un nodo de la RTR.

Defecto de retiro de energía: Retiro neto real de energía menor al retiro neto programado de energía en un nodo de la RTR.

Exceso de consumo de energía: Retiro real de energía mayor al retiro programado de energía por agente.

Exceso de generación de energía: Inyección real de energía mayor a la inyección programada de energía por agente.

Exceso de inyección de energía: Inyección neta real de energía mayor a la inyección neta programada de energía en un nodo de la RTR.

Exceso de retiro de energía: Retiro neto real de energía mayor al retiro neto programado de energía en un nodo de la RTR.

Medición comercial oficial: Es la información de los registros de medición real obtenida a partir de los equipos de medición comercial autorizados.

Ofertas inflexibles: Son ofertas que pueden presentar los Agentes del MER y Agentes del MEN con Contrato Marco para comprar y vender energía en el MEN, al precio que este mercado determine, con prioridad de asignación sobre las ofertas presentadas con precio.

Regulación Nacional y Regional: Se refiere a la normativa vigente que rige el Sector Eléctrico Nacional y Regional.

Sistema de Medición: Grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de instrumento y otros) que en conjunto se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia trasegada en un nodo de un sistema eléctrico.

Sistema de Medición Comercial Nacional o SIMECN: Plataforma tecnológica, que incluye los sistemas de medición, para ingresar, generar, almacenar, buscar, seleccionar, comunicar y distribuir de manera ágil, confiable y oportuna la información requerida para efectos de liquidación y facturación en territorio nacional, bajo estándares de calidad y consistencia.

Sistema de Medición Comercial Regional o SIMECR: Equipo y método 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.

TÍTULO II DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL EN TERRITORIO NACIONAL

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 2. Plantas de Generación Regional. Son Plantas de Generación Eléctrica Regional las que se desarrollen para la entrega de potencia y energía a satisfacer demanda en el Mercado Eléctrico Regional -MER-.

ARTÍCULO 3. Desarrollo de Plantas Regionales de Agentes del MER. Los Agentes del MER podrán desarrollar Plantas de Generación Eléctrica Regional, las cuales podrán ser destinadas total o parcialmente a ventas al Mercado Eléctrico Regional.

ARTÍCULO 4. Requisitos para el desarrollo de Plantas Regionales. Los Agentes del MER deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en la Regulación Nacional para desarrollar Plantas de Generación Eléctrica Regional.

ARTÍCULO 5. Desarrollo de Plantas Regionales de Agentes del MEN. Los Agentes del MEN deberán firmar Contrato Marco con los Agentes del MER para viabilizar las ventas de la potencia y energía al MER.

TÍTULO III DE LA INTERACCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 6. Entrega de información al OS/OM. Todos los Agentes del MER y del MEN deben suministrar al OS/OM toda la información requerida, en tiempo y forma, para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo establecido en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 7. Agente Generador del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su potencia y producción de energía eléctrica, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 8. Agente Distribuidor del MEN. Es la persona, natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir energía eléctrica, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 9. Agente Transmisor del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 10. Agente Comercializador del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de potencia y energía eléctrica con carácter de intermediación de forma independiente y separada de las actividades de generación, transmisión, distribución y consumo, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 11. Actividad de comercialización. La actividad de comercialización de potencia y energía para el MER, la podrán realizar los Agentes del MER y los Agentes del MEN con Contrato Marco, en donde deberán cumplir con los requerimientos de la normativa regional para hacer transacciones en el MER.

ARTÍCULO 12. Separación Contable. Todos los agentes que realicen más de una actividad tanto en el MEN, como en el MER o en ambos (generación, transmisión, distribución, comercialización, consumo, u otras no relacionadas con estas actividades), deberán separarlas contablemente, tal y como lo establece la Regulación Nacional y Regional.

ARTÍCULO 13. Ofertas inflexibles de compra y venta en el MEN. Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán hacer ofertas inflexibles de compra y venta de energía en la optimización de excedentes y requerimientos de corto plazo para el MER, mediante la programación nacional indicativa, las cuales tendrán prioridad de asignación sobre las ofertas presentadas según lo detallado en los artículos 25 y 26 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central.

ARTÍCULO 14. Liquidación de las ofertas inflexibles de compra y venta en el MEN. El OS/OM calculará el costo marginal de la Programación Nacional Indicativa tomando en cuenta únicamente las ofertas de precio presentadas por los Agentes habilitados, el cual se utilizará para liquidar las ofertas inflexibles. En el caso de no existir ofertas de precio, el OS/OM calculará el precio de las ofertas inflexibles en un $\pm 10\%$ del costo marginal de la Programación Nacional Indicativa, en el caso de compra de energía al MEN para inyección al MER le sumará un 10% y en el caso de venta de energía al MEN por retiro del MER le restará un 10%.

ARTÍCULO 15. Sobre la facturación de las transacciones regionales. Quince (15) días después de entrar en vigencia el presente Reglamento, el OS/OM deberá determinar la manera en que se solicitará al EOR los DTER (por agente o consolidado) y comunicarlo a la ARESEP. Cualquier variación que se dé en este aspecto igualmente se deberá comunicar a la ARESEP dentro de los 15 días posteriores a dicha solicitud. En el caso que el OS/OM solicite los DTER de forma consolidada, éste deberá emitir los documentos de cobro y pago a los Agentes del MER que participen en el MER. En caso que solicite los DTER por Agente, los documentos de cobro y pago de las transacciones en el MER serán dirigidos directamente a éstos por parte del EOR.

ARTÍCULO 16. Sobre Recolección de Pagos. EL OS/OM deberá establecer los mecanismos de recolección de las obligaciones de pago ante el MER, con el fin de que éste cumpla con el traslado de los pagos al EOR de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 17. Sobre las garantías de las transacciones regionales. En el caso que se defina por parte del OS/OM que solicitará el DTER de forma consolidada, deberá establecer los mecanismos para consolidar y controlar diariamente la disponibilidad de las garantías requeridas por la Regulación Regional para la participación de los Agentes del MER, de forma contraria, cada Agente será el responsable de establecer dichas garantías directamente ante el EOR.

ARTÍCULO 18. Sobre los derechos de Transmisión Regional. Los Agentes del MEN excepto los agentes transmisores, podrán mediante la firma de Contratos Marco ser representados a través de un Agente del MER para el uso de los derechos de Transmisión Regional.

**TÍTULO IV
DE LA OPERACIÓN COMERCIAL**

CAPÍTULO I

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL REGIONAL (SIMECR)

SECCIÓN I

Generalidades

ARTÍCULO 19. Sistema de Medición Comercial Regional. El SIMECR correspondiente a Costa Rica está basado, aunque no limitado, al Sistema de Medición Comercial Nacional (SIMECN).

ARTÍCULO 20. Conformación del Sistema de Medición Comercial Regional. Los sistemas de medición comercial que se identifiquen como necesarios y apropiados para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, conformarán el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), el cual deberá ser operado y administrado por el OS/OM. Los Agentes del MER y del MEN propietarios de estos sistemas de medición deberán cumplir con los requisitos técnicos establecidos en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 21. Medición Comercial Oficial. Cada nodo de la RTR donde se realicen inyecciones o retiros, deberá contar con el sistema de medición que cumpla con la Regulación Nacional y Regional, con el fin de registrar dichas inyecciones o retiros de energía, o ambos, y los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del SER.

ARTÍCULO 22. Medición comercial en nodos con enlaces. En caso de existir un nodo de la RTR con enlaces a nodos que no pertenecen a ésta y con posibilidad de realizar transacciones de inyecciones y retiros, será el Agente Transmisor del MER, el responsable de la medición comercial de dicho punto.

ARTÍCULO 23. Registro de los sistemas de medición. Los Agentes del MER y del MEN propietarios de los sistemas de medición del SIMECR deberán registrar esos sistemas ante el EOR, a través del OS/OM correspondiente, mediante los procedimientos y requisitos técnicos establecidos en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 24. Incumplimientos en los sistemas de medición. Cuando el OS/OM identifique incumplimientos en el ámbito regional por parte de los Agentes del MER o del MEN, deberá informarlo a la ARESEP y al EOR para la aplicación de las acciones correspondientes que establezca la Regulación Regional.

ARTÍCULO 25. Aplicación de disposiciones regionales y nacionales. Ninguna disposición establecida por la Regulación Regional, afectará la obligación del OS/OM o Agentes del MER y del MEN, de cumplir con las disposiciones en materia de uso, funcionamiento y control de los sistemas de medición establecidas en la Regulación Nacional. En caso que la Regulación Regional defina unos requerimientos diferentes a los establecidos la Regulación Nacional, el OS/OM o Agentes del MER y del MEN, deberán cumplir con los requisitos más exigentes determinados por la ARESEP.

ARTÍCULO 26. Sobre el adecuado funcionamiento de los sistemas y equipos de medición. El funcionamiento adecuado de los sistemas de medición y las modificaciones a los parámetros de los equipos de medición, estará a cargo del Agentes del MER y del MEN, propietario del mismo, en coordinación con el OS/OM, de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 27. Administración de datos. El OS/OM es el responsable de la administración de los datos provenientes de los equipos de medición, así como también es responsable de los parámetros y configuración de medida de los equipos.

ARTÍCULO 28. Autorización para utilizar los equipos de medición. Los Agentes del MER y los Agentes del MEN con Contrato Marco están autorizados para utilizar los datos que registren los equipos de medición que sean necesarios para determinar la medición comercial en cualquier nodo de la RTR que le corresponda, donde el Agente decida presentar sus contratos u ofertas regionales. Para estos efectos se debe coordinar y solicitar previamente la respectiva autorización del OS/OM, siempre y cuando los equipos de medición cumplan con los requisitos técnicos establecidos en la Regulación Nacional y Regional.

SECCIÓN II

OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

ARTÍCULO 29. Obligaciones sobre los equipos de medición. Los Agentes del MER y del MEN, que tengan equipos de medición de su propiedad registrados en el SIMECR, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Garantizar que cada equipo de medición cumpla con los requisitos establecidos en la Regulación Nacional y Regional.
- b) Coordinar y garantizar el acceso del OS/OM a los datos y equipos de medición cuando se requiera.
- c) Adquirir, instalar, registrar, poner en operación, dar mantenimiento, reparar, reemplazar, inspeccionar y probar los equipos de medición, de acuerdo con las disposiciones de la Regulación Nacional y Regional.
- d) Poner a disposición del OS/OM, los datos de medición y la información requerida por el EOR para ser almacenada en la Base de Datos Regional.
- e) Establecer procedimientos alternos que garanticen la transferencia de datos de medición hacia los centros de recolección del OS/OM, en los periodos establecidos en la Regulación Regional, cuando dichos datos no estén a disposición del OS/OM por medio del acceso remoto establecido para el efecto.
- f) Mantener los registros de todas las inspecciones, pruebas, auditorías y actividades que puedan afectar la recolección, integridad o precisión de los datos de medición almacenados en sus equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas a tales equipos, y suministrar dichos registros al OS/OM, el cual los trasladará al EOR.
- g) Antes de llevar a cabo cualquier procedimiento o de efectuar cambios en los equipos de medición que pudieran afectar la recolección, integridad o precisión de cualquier dato de medición almacenado en el equipo, deberá obtener la aprobación del OS/OM, quien informará al EOR.

- h) Reportar al OS/OM los daños y problemas en sus equipos de medición y suministrar la información sobre ajustes de los datos de medición requerida por el OS/OM y el EOR.
- i) Presentar la información al OS/OM que certifique que el equipo de medición es el adecuado para el rango de condiciones operativas a las cuales estará expuesto y que sus componentes podrán operar dentro de los límites establecidos en la Regulación Regional.
- j) Cualquier otra que le requiera el OS/OM o la Regulación Regional.
- k) Asumir y responder por las multas que la regulación regional establece por incumplimientos en medición.

ARTÍCULO 30. Costos y gastos de los equipos de medición. Cada Agente del MER y del MEN asumirá los costos y gastos asociados con:

- a) La adquisición, instalación, registro, puesta en marcha, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de los equipos de medición de su propiedad.
- b) Las pruebas de rutina descritas en la Regulación Regional y Nacional.

SECCIÓN III

OBLIGACIONES DEL OS/OM

ARTÍCULO 31. Obligaciones del OS/OM. EL OS/OM deberá cumplir con las siguientes obligaciones, para cada uno de los sistemas y equipos de medición del SIMECR bajo su supervisión:

- a) Supervisar e informar al EOR del cumplimiento de los requisitos de medición establecidos en la Regulación Regional.
- b) Efectuar, a solicitud del EOR o de la ARESEP, auditorías a los sistemas de medición, para verificar la precisión y confiabilidad de las medidas y el desempeño de los sistemas y equipos de medición.
- c) Coordinar con los Agentes del MER y del MEN la realización de las pruebas de comunicación entre los equipos de medición y los centros de recolección de datos.
- d) Recolectar la información de los sistemas de medición y la información requerida por la Regulación Regional y Nacional. En específico lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER, y cargarla en la Base de Datos Regional de acuerdo con las instrucciones y formatos establecidos por el EOR.
- e) Establecer procedimientos que garanticen al EOR disponer de datos de medición alternos durante el mantenimiento, reparación, reposición, inspección, auditoría o prueba a los sistemas y equipos de medición.
- f) Elaborar reportes de eventos que afecten a los equipos de medición instalados en los nodos de la RTR en territorio nacional.
- g) Atender oportunamente todos los reportes de problemas de medición emitidos por el EOR.
- h) Atender las multas y otras sanciones impuestas, de acuerdo con lo establecido en el Libro IV del RMER, por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER.
- i) Administrar los medidores de energía, siendo responsable de la configuración de esos equipos y de los datos que ellos registren.
- j) Establecer los canales de comunicación y almacenamiento de los datos de los sistemas de medición comercial bajo las especificaciones contempladas en la norma C12.22 American National Standard Protocol Specification For Interfacing to Data Communication Networks y sus actualizaciones.

ARTÍCULO 32. Costos y gastos del OS/OM con respecto a medición. El OS/OM asumirá todos los costos y gastos asociados con:

- a) La adquisición, instalación, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de sus equipos para la recolección y reporte de los datos de medición.
- b) Asegurar la integridad y precisión de los datos de medición almacenados en su centro de recolección de datos y realizar la transferencia de tales datos a la Base de Datos Regional de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional.
- c) Su propio acceso a la Base de Datos Regional.

SECCIÓN IV

PRUEBAS Y AUDITORÍAS A SISTEMAS DE MEDICIÓN

ARTÍCULO 33. Responsabilidades de los Agentes del MER y MEN. Cada Agente del MER y del MEN será responsable de que sus sistemas de medición sean inspeccionados, probados y calibrados por parte del OS/OM, en el sitio o en el laboratorio, de acuerdo con lo establecido en la normativa nacional y regional. Suministrará al OS/OM los resultados de las inspecciones, pruebas y calibraciones realizadas, el cual los trasladará al EOR.

ARTÍCULO 34. Acceso a los equipos de medición. El Agente del MER y del MEN garantizará el acceso al OS/OM a los sistemas de medición de su propiedad, para efectos de pruebas, inspecciones y, calibraciones requeridas por el OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 35. Pruebas establecidas en la Regulación Nacional y Regional. El Agente del MER y del MEN propietario de los equipos de medición realizará las pruebas establecidas en la Regulación Regional y Nacional por lo menos una (1) vez en cada período sucesivo de doce (12) meses a partir de la fecha de registro del sistema de medición en el SIMECR ante el EOR.

SECCIÓN V

DATOS DE MEDICIÓN

ARTÍCULO 36. Recolección remota de los datos de medición. El OS/OM realizará la recolección remota de los datos almacenados en los medidores registrados y transferirá diariamente al EOR, a más tardar a las diez (10:00) horas de cada día, los datos del SIMECR del día anterior, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

ARTÍCULO 37. Recolección alterna de datos de medición. De no ser posible por parte del OS/OM la recolección remota de datos del medidor, el EOR coordinará con el OS/OM la utilización de medios alternos para lograr dicha recolección, para posteriormente realizar la transferencia de los datos de medición a la Base de Datos Regional.

CAPÍTULO II

RÉGIMEN TARIFARIO Y REMUNERACIÓN DE LA RTR

ARTÍCULO 38. Régimen Tarifario de la RTR. El Régimen Tarifario de la RTR, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y en el capítulo 9 del RMER, se compone de:

- a) El Ingreso Autorizado Regional que recibirá cada Agente Transmisor.

- b) Las tarifas o Cargos Regionales de Transmisión que pagarán los Agentes, excepto Transmisores.
- c) Los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Regionales de Transmisión.

ARTÍCULO 39. Ingreso Autorizado Regional. Los Agentes Transmisores del MER que resulten con instalaciones pertenecientes a la RTR, podrán solicitar cada año a la CRIE el Ingreso Autorizado Regional -IAR-, para el siguiente año, siempre y cuando cumplan con lo establecido en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el capítulo 9 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 40. Remuneraciones de la Regulación Regional. Los Agentes Transmisores del MER que cuenten con el IAR aprobado por la CRIE, podrán percibir las remuneraciones que la Regulación Regional establezca mediante la aplicación del Régimen Tarifario de la RTR, derivado del servicio de transmisión que prestarán por medio de las instalaciones de su propiedad pertenecientes a la RTR.

ARTÍCULO 41. Ingresos por Cargos Regionales de Transmisión. Los ingresos reconocidos que provendrán de los Cargos Regionales de Transmisión establecidos en el Régimen Tarifario de la RTR, serán los siguientes conceptos:

- a) Cargos Variables de Transmisión (CVT), que serán determinados por el EOR mediante los resultados del Predespacho y Redespacho Regional.
- b) Los Cargos por Uso de la RTR (CURTR), que serán determinados por el EOR mediante los resultados del cálculo de los Peajes y Cargos Complementarios según la Regulación Regional.

ARTÍCULO 42. Abonos por Régimen Tarifario de la RTR. El OS/OM será el responsable de trasladar los abonos que se deriven del Régimen Tarifario de la RTR, al Agente Transmisor del MER según el detalle que el EOR establezca en el Documento de Transacciones Económicas Regionales - DTER- y la presente normativa.

ARTÍCULO 43. Comunicación de ingresos percibidos a la ARESEP. El OS/OM informará los ingresos regionales percibidos por los Agentes Transmisores del MER a la ARESEP a más tardar 15 días posteriores a la recepción del DTER con el mismo nivel de detalle informado en el DTER.

ARTÍCULO 44. Remuneración nacional y regional de los Agentes Transmisores. En el caso de que el agente transmisor perciba remuneraciones nacional y del MER, tanto esas remuneraciones como los costos y gastos asociados a estas actividades deben estar identificadas por separado en sus registros contables. Si los costos y gastos no fueran posibles identificarlos por separado, los ingresos regionales se considerarán dentro del cálculo tarifario nacional.

ARTÍCULO 45. Vigilancia de la ARESEP para evitar doble remuneración. La ARESEP será responsable de que los Agentes Transmisores del MER que reciben remuneración a nivel nacional y regional por el servicio de transmisión, no reciban doble remuneración por el mismo concepto.

CAPÍTULO III

CONTRATOS FIRMES

ARTÍCULO 46. Autorización de energía firme. La ARESEP en cumplimiento a lo establecido en el numeral 1.3.4.1 literal “e” inciso “i” del Libro II del RMER, deberá autorizar las cantidades de energía firme que los Agentes del MER podrán comprar o vender mediante Contratos Firmes regionales, con base en los criterios regionales que la CRIE establezca para este fin.

ARTÍCULO 47. Seguridad en el abastecimiento nacional. La ARESEP y el OS/OM en cumplimiento con lo establecido en el numeral 1.3.4.1 literal “f” del Libro II del RMER y con el fin de velar por el abastecimiento nacional de forma segura y eficiente, deberán participar de forma coordinada con la CRIE, cuando sea convocado el proceso de cálculo de las cantidades de energía firme que se pueden comprar o vender mediante Contratos Firmes regionales, por los periodos de tiempo apropiados para el Mercado Nacional.

ARTÍCULO 48. Requisitos para ejecutar un Contrato Firme Regional. Todo Agente del MER que requiera comprar o vender energía mediante un Contrato Firme regional, deberá cumplir con lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y lo establecido en la presente normativa.

ARTÍCULO 49. Solicitud de autorización de energía firme. Todo Agente del MER que requiera comprar o vender energía mediante un Contrato Firme regional, deberá presentar a la ARESEP solicitud de autorización de la cantidad de energía firme para retirar del MER o inyectar hacia éste, en el formato y medios establecidos por la ARESEP, indicando como mínimo: (1.3.4.2 inciso b) del Libro II del RMER):

- a) La parte compradora y vendedora del contrato.
- b) La cantidad de energía firme contratada que corresponde a la máxima energía comprometida en un período de mercado durante la duración efectiva del contrato y desagregada a nivel mensual.
- c) Los nodos de la RTR de inyección y retiro de la energía contratada.
- d) Los derechos de transmisión asociados con el contrato y la parte poseedora de dichos derechos.
- e) Las fechas de inicio y finalización del contrato.

ARTÍCULO 50. Autorización de los Contratos Firmes Regionales. La ARESEP emitirá las autorizaciones de los Contratos Firmes regionales que sean solicitados por los Agentes del MER, siempre y cuando exista la disponibilidad de la energía firme para comprar o vender mediante este tipo de contratos, calculada en coordinación con la CRIE para los periodos solicitados.(1.3.4.1 incisos e) e. i) del Libro II del RMER).

Adicionalmente la ARESEP verificará si la información presentada por el Agente es consistente y veraz, para tal fin deberá constatar la información con las base de datos del EOR y la CRIE.

De identificarse que no existe disponibilidad en las cantidades de energía firme o la información presenta inconsistencias según la base de datos regional, la ARESEP no emitirá la autorización solicitada e informará al Agente correspondiente. Ante esta última situación, el Agente del MER podrá realizar las correcciones en la información y solicitar nuevamente la autorización a la ARESEP.

ARTÍCULO 51. Registro ante el EOR de un Contrato Firme Regional. El Agente MER que requiera registrar ante el EOR un Contrato Firme regional y que cuente con la respectiva autorización de la ARESEP, solicitará al OS/OM registrar ante el EOR el Contrato Firme, mediante el formato y medios establecidos por el OS/OM, indicando como mínimo lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y lo establecido en la presente normativa.

ARTÍCULO 52. Registro de los Contratos Firmes. El OS/OM realizará el registro de los Contratos Firmes, que hayan sido solicitados por los Agentes del MER, ante el EOR mediante el cumplimiento de lo establecido en el numeral 1.3.4.2 del Libro II del RMER, verificando la autorización emitida por la ARESEP y el cumplimiento de la Regulación Nacional y Regional . Si el OS/OM identifica anomalías en la información presentada por el Agente solicitante, invalidará la solicitud e informará al Agente correspondiente y a la ARESEP.

Ante una invalidación por parte del OS/OM, el Agente MER podrá realizar las correcciones en la información y solicitar nuevamente el registro al OS/OM.

ARTÍCULO 53. Prioridad de los Contratos Firmes Regionales. Toda cantidad de energía que sea comprada o vendida mediante una transacción de Contrato Firme Regional, no podrá ser comprometida en un contrato del mercado eléctrico nacional.

ARTÍCULO 54. Agentes del MEN y los Contratos Firmes Regionales. Un Agente del MEN podrá comprar y vender mediante un Contrato Firme Regional, siempre y cuando lo haga con la representación de un Agente del MER a través del Contrato Marco correspondiente entre ellos, será el Agente del MER quien solicite las autorizaciones a la ARESEP y el registro ante el EOR del contrato al OS/OM.

ARTÍCULO 55. Transacciones firmes de retiro de energía. Los Contratos Firmes regionales de retiro de energía, que realicen los Agentes del MER, serán considerados como capacidad firme ubicada en el territorio nacional, sí y solo sí, dicho contrato cuenta, por cualquiera de las partes, con los Derechos de Transmisión (DT) correspondientes del tipo Firme, que cuenten con su potencia de retiro en nodos de la RTR pertenecientes al sistema eléctrico de Costa Rica.

ARTÍCULO 56. Limitantes de los Contratos Firmes Regionales. La cantidad y el tiempo de duración de la capacidad firme nacional a considerar asociado a un Contrato Firme Regional estarán limitadas a:

- a) La cantidad de potencia en megavatios de retiro del DT Firme o la suma de las cantidades en caso de más de un DT Firme asociado al Contrato Firme.
- b) El tiempo de duración del DT Firme asociado al Contrato Firme o el tiempo mínimo coincidente en caso de más de un DT Firme asociado al Contrato Firme.

ARTÍCULO 57. Derechos Financieros de Transmisión. Los DT Financieros Punto a Punto asociados a un Contrato no Firme regional, no constituirá en ningún momento capacidad firme ubicada en el territorio nacional.

ARTÍCULO 58. Verificación de los DT Firmes. El OS/OM de Costa Rica deberá verificar si los DT presentados por los Agentes del MER que soliciten autorizaciones a la ARESEP de Contratos Firmes regionales, cumplen las características exigidas por la regulación regional para poder respaldar un Contrato Firme regional. El OS/OM de Costa Rica deberá informar los resultados de la verificación a la ARESEP para que ésta los considere en el proceso de autorización correspondiente.

ARTÍCULO 59. Características de los DT Regionales. Los DT regionales de cualquier tipo asignados a los Agentes del MER de cualquier país, que tomen en cuenta la capacidad de transmisión de las instalaciones de transmisión nacionales, no constituyen:

- a) La adquisición de activos físicos pertenecientes al sistema de transmisión nacional.
- b) La adquisición exclusiva de capacidad de transmisión sobre el uso de las transacciones nacionales.

El efecto de los DT regionales es únicamente en el ámbito regional con los siguientes objetivos:

- a) Obtener la autorización de contratos firmes regionales.
- b) Adquirir los efectos financieros, ya sean estos ingresos u obligaciones de pago, que se deriven de la programación diaria de transacciones regionales.

CAPÍTULO IV

DESVIACIONES EN TIEMPO REAL

ARTÍCULO 60. Desviaciones en tiempo real. Durante la operación en tiempo real se producirán Desviaciones en Tiempo Real en los nodos de la RTR cuando las inyecciones, retiros o intercambios reales de energía se desvíen de las transacciones programadas en el predespacho regional y en los predespachos nacionales. Dichas desviaciones darán origen a Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real establecidas en la Regulación Regional y como tales serán consideradas como transacciones regionales.

ARTÍCULO 61. Tipos de desviaciones. La Regulación Regional establece los siguientes tipos de desviaciones en tiempo real en los nodos de la RTR:

- a) Desviaciones Normales.
- b) Desviaciones Significativas Autorizadas.
- c) Desviaciones Significativas no Autorizadas.
- d) Desviaciones Graves.

La definición y características de las desviaciones antes listadas, están establecidas en el capítulo 5.17 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 62. Magnitud y Valorización de las desviaciones en tiempo real. El EOR será el responsable de calcular para cada período de mercado, la magnitud y valorización económica de las Desviaciones en Tiempo Real como la diferencia entre las inyecciones y retiros registrados por el SIMECR y las transacciones programadas en el predespacho regional y en el predespacho nacional, para cada nodo de la RTR y consolidará dicha valorización económica para cada agente del MER.

ARTÍCULO 63. Tipificación de las desviaciones en tiempo real. En virtud de la aplicación de los procesos de tipificación de las desviaciones que se registren en los nodos de la RTR, que realice el EOR según la Regulación Regional, será obligación del OS/OM coordinar con el EOR el proceso de tipificación de forma diaria, tomando en cuenta los estados operativos del SEN (normal, alerta y emergencia) y lo establecido en el capítulo 5.17 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 64. Desviaciones de tipo Normales. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Normales, las mismas serán consideradas trasladando su efecto económico al Agente del MER según lo siguiente:

- a) Ante un exceso de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, el abono por el exceso de generación será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada total, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- b) Ante un defecto de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago por el defecto de generación será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada total, para cada hora donde ocurrió la desviación.

- c) Ante un defecto de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, el abono por el defecto de consumo será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado total, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- d) Ante un exceso de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago por el exceso de consumo será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado total, 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 65. Desviaciones Normales con participación de Agentes del MEN. De ser identificado que las desviaciones descritas en el artículo 64 de este Reglamento son causadas por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono o la obligación de pago se distribuirá entre todos los Agentes del MER, de forma proporcional a sus inyecciones o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora en la que ocurrió la desviación.

ARTÍCULO 66. Desviaciones Significativas Autorizadas. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Significativas Autorizadas, las mismas serán consideradas para el proceso de internalización como si éstas fueran del tipo normales y por lo tanto se aplicará lo establecido en los artículos 64 y 65 de este Reglamento.

ARTÍCULO 67. Desviaciones Significativas No Autorizadas. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Significativas No Autorizadas, las mismas serán consideradas trasladando su efecto económico al Agente del MER responsable, según lo siguiente:

- a) Si la desviación es producto de un exceso de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la remuneración del exceso de generación no será reconocida como transacción regional para los Agentes del MER.
- b) Si la desviación es producto de un defecto de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago del defecto de generación será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsables de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- c) Si la desviación es producto de un defecto de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la remuneración del defecto de consumo no será reconocida como transacción regional para los Agentes del MER.
- d) Si la desviación es producto de un exceso de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago del exceso de consumo será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsables de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN con Contrato Marco en este punto, serán las que se establezcan en esos contratos.

ARTÍCULO 68. Desviaciones Significativas No Autorizadas con participación de Agentes del MEN. De ser identificado que las desviaciones descritas en artículo anterior son causadas por un agente del MEN que no tiene participación en el MER y exista una obligación de pago, ésta se distribuirá entre todos los Agentes del MER, de forma proporcional a sus inyecciones o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora en la que ocurrió la desviación.

ARTÍCULO 69. Desviaciones Graves. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Graves, las mismas serán aplicadas por el OS/OM a los Agentes del MER conforme lo establece la Regulación Nacional.

TÍTULO V

DE LA OPERACIÓN Y LA PLANIFICACIÓN TÉCNICA

CAPÍTULO I

DEL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL

ARTÍCULO 70. Insumos para los estudios de largo y mediano plazo. Con el objeto de proporcionar la información nacional de insumo para los estudios de largo y mediano plazo, que desarrollará el EOR con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR), el OS/OM deberá remitir al EOR la siguiente información cuando esta sea requerida por el EOR:

- a) Las proyecciones de demanda con el mayor horizonte de información posible.
- b) Los planes de expansión de generación y transmisión elaborados por los agentes del MER y del MEN correspondientes y que sean parte de la planificación nacional.
- c) Las ampliaciones de la generación informadas oficialmente por los Agentes.
- d) Las futuras expansiones de la red de transmisión de cada Agente Transmisor debidamente autorizadas.

ARTÍCULO 71. Insumos para los estudios de largo plazo. Con el objeto de proporcionar la información nacional de insumo para los estudios de largo plazo, que desarrollará el EOR con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional -SPTR-, los Agentes del MER o MEN interesados en desarrollar proyectos de Transmisión y Generación Regional deberá remitir al EOR, a través del OS/OM, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, conteniendo como mínimo:

- a) Agente promotor del proyecto.
- b) Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados.
- c) Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto.
- d) Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con la Regulaciones Nacionales y Regionales aplicable.
- e) Los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos.
- f) Avance del financiamiento del proyecto.

- g) Cualquier otra información necesaria que el OS/OM o el EOR le solicite.

ARTÍCULO 72- Ampliaciones del sistema de transmisión nacional. El OS/OM deberá informar por escrito a la CRIE de las ampliaciones del sistema de transmisión nacional autorizadas, cuando la ampliación sea en una tensión igual o mayor que 115 KV. Junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.

ARTÍCULO 73. Resultados de estudios de mediano y largo plazo. Los indicadores resultantes de los estudios de mediano y largo plazo que sean publicados por el EOR y aprobados por la CRIE, serán considerados por el OS/OM y los Agentes Transmisores, dentro de los planes de expansión de la red de transmisión nacional y regional, y dentro de las políticas de inversión para el desarrollo de plantas de generación con carácter nacional y regional.

CAPÍTULO II

DE LAS AMPLIACIONES DE LA RTR

ARTÍCULO 74. Vigilancia del cumplimiento de la Regulación Nacional en ampliaciones de la RTR. El OS/OM vigilará en todo momento que cualquier ampliación de la RTR, cumpla con la Regulación Nacional, sea ésta planificada o a riesgo. De identificarse algún incumplimiento, el OS/OM se lo informará a la ARESEP y a la CRIE.

ARTÍCULO 75. Comentarios y observaciones a los informes de planificación a largo plazo y a los informes de diagnóstico de mediano plazo. El OS/OM proporcionará el apoyo que sea necesario a la CRIE, para que por medio suyo, se pueda invitar a todas las partes interesadas a enviar sus comentarios y observaciones a los informes de planificación a largo plazo y a los informes de diagnóstico de mediano plazo aprobados y publicados por la CRIE.

ARTÍCULO 76. Solicitudes de ampliaciones planificadas de la RTR. Los Agentes del MER tendrán el derecho a solicitar a la CRIE que una ampliación se reconozca como la aprobación de ampliaciones planificadas de la RTR, siempre y cuando demuestren que la expansión incrementa el beneficio social a nivel regional según los criterios establecidos en el capítulo 11.2 del Libro III del RMER, requiriendo la aprobación de la CRIE.

ARTÍCULO 77. Participación en ampliaciones a riesgo de la RTR. Los Agentes del MER tendrán el derecho de participar como interesados en los procesos que la CRIE convoque, para la selección de los Agentes a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones a riesgo, propuestas por el EOR que cumplen con las condiciones establecidas en el capítulo 11 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 78. Criterios Regionales sobre ampliaciones de transmisión en territorio nacional. Toda ampliación de transmisión que se desarrolle en el territorio costarricense, deberá contar con los estudios técnicos necesarios, establecidos en la Regulación Nacional y Regional, que garanticen que no se afecte negativamente la Capacidad Operativa de Transmisión Regional.

Las solicitudes de estas ampliaciones deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos por la Regulación Nacional. Los estudios requeridos deberán ser revisados y aprobados por el EOR.

ARTÍCULO 79. Aprobación de las solicitudes de las ampliaciones de la transmisión. La ARESEP aprobará las solicitudes de ampliaciones de los Agentes del MER y MEN, con base en los resultados de los estudios requeridos por la Regulación Nacional y Regionales aprobados por parte del OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 80. Aprobación de ampliaciones que involucran más de un país. Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente en un nodo de la RTR perteneciente a Costa Rica a un Agente de otro país diferente a Costa Rica y que no está vinculado con la red de su país, la ampliación quedará sujeta a aprobación por la CRIE, adicionalmente a la autorización de la ARESEP y el regulador del país involucrado de origen del Agente en cuestión.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR

SECCIÓN I

Generales

ARTÍCULO 81. Obligación del OS/OM. El OS/OM tendrá la obligación de operar la RTR dentro de los parámetros necesarios para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño nacionales y regionales.

ARTÍCULO 82. Transacciones Regionales en estado operativo normal. Cuando el estado operativo del SEN se encuentre bajo condiciones normales, los Agentes del MER en coordinación con el OS/OM tendrán la obligación de cumplir con las transacciones regionales programadas en los nodos de la RTR.

ARTÍCULO 83. Operación y supervisión de las instalaciones de la RTR. La coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la RTR entre los Agentes del MER y el EOR se realizará a través del OS/OM.

ARTÍCULO 84. De la planificación de la operación del SER. Para efectos de la planificación de la operación del SER, el OS/OM deberá coordinar con el EOR, la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Estas evaluaciones están destinadas a verificar que la operación integrada sea segura y confiable y que se desenvolverá dentro del estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

SECCIÓN II

OBLIGACIONES Y DERECHOS

ARTÍCULO 85. Obligaciones del OS/OM. En cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, el OS/OM estará obligado a:

- a) Cumplir con la ejecución y supervisión de maniobras, la realización de pruebas, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre su centro de control y el EOR, considerando lo establecido en la Regulación Nacional.
- b) Coordinar en su área de control, la operación de la RTR de manera tal que toda maniobra o prueba sobre las instalaciones no comprometa la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- c) Intercambiar información con el EOR de todos los cambios, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER o las inyecciones o retiros programados, así como mantener actualizada la información relacionada con la seguridad operativa, la operación en tiempo real y la evaluación de los eventos que afecten la operación regional.
- d) Coordinar y aprobar en conjunto con el EOR, el adecuado mantenimiento de la infraestructura asociada a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

- e) Verificar la prestación de los servicios auxiliares regionales por parte de los Agentes del MER, asimismo realizará las acciones necesarias para garantizar su cumplimiento e informará al EOR las causas y justificaciones del no cumplimiento.
- f) Coordinar con el EOR cuando éste lo requiera, en la elaboración del Plan de Operación del SER ante Contingencias que establece la Regulación Regional y aplicarlo en coordinación con el EOR y los demás OS/OM del MER.

ARTÍCULO 86. Obligaciones Operativas de los Agentes del MER. En cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, todos los Agentes del MER estarán obligados a:

- a) Realizar en sitio, localmente o de forma remota las maniobras o permitir su ejecución de manera remota por el OS/OM.
- b) Realizar las pruebas técnicas requeridas y ser los responsables de su correcta ejecución así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones durante las mismas, respetando lo establecido en la Regulación Nacional.
- c) Operar y efectuar los mantenimientos a sus instalaciones, incluidas a las asociadas a la RTR, de acuerdo con la Regulación Nacional y Regional, sujetándose a la coordinación operativa con el OS/OM y el EOR.
- d) Contar y mantener el equipamiento necesario para llevar a cabo las funciones asignadas de operación, supervisión, control y comunicaciones del SER.

ARTÍCULO 87. Obligaciones de los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. Adicionalmente los Agentes del MER o los Agentes del MEN, que no prestan el servicio de transmisión estarán obligados a:

- a) Mantener condiciones de seguridad física adecuadas en sus instalaciones así como las condiciones técnicas que habilitaron su conexión a la RTR.
- b) Cumplir con la Regulación Nacional y Regional en relación con el diseño de las instalaciones y el equipamiento de conexión.
- c) Suscribir los Contratos de Conexión que establezcan la Regulación Nacional.
- d) Suministrar al OS/OM y al EOR la información que le sea solicitada con respecto a la transmisión.
- e) Efectuar, en tiempo y forma, los pagos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR- y otros cargos establecidos en la Regulación Nacional y Regional, exceptuando de esta obligación los Agentes del MEN no representados por Agentes del MER.

ARTÍCULO 88. Derechos de los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. Los Agentes del MER o los Agentes del MEN, que no prestan el servicio de transmisión cuentan con los siguientes derechos:

- a) Conectarse a las instalaciones de la RTR en uno o más nodos, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en la Regulación Nacional y Regional.
- b) Que los cargos de transmisión que fije la Regulación Nacional no sean discriminatorios con los Agentes de otros países según la normativa nacional vigente.
- c) Permanecer conectado a la RTR, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales establecidas en la Regulación Nacional y Regional.
- d) Ser informado de los planes de mantenimiento de la RTR, presentar observaciones y solicitar modificaciones a esos planes cuando se vean afectadas las condiciones de funcionamiento o seguridad operativa de las instalaciones de su propiedad.
- e) Proponer al EOR, que sean consideradas dentro del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR) las adecuaciones de la RTR que permitan su conexión y el cumplimiento con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

ARTÍCULO 89. Obligaciones de los Agentes del MER transmisores. Los Agentes del MER transmisores estarán obligados como mínimo a:

- a) Estar continuamente enlazados a través del sistema de comunicación con el OS/OM, para recibir instrucciones de tipo operativas e informar acerca de emergencias o de la existencia de cualquier situación anormal.
- b) Cumplir y ejecutar las instrucciones recibidas del OS/OM en la coordinación de la operación de la RTR con el EOR.
- c) Enviar a través del OS/OM, en los medios y forma establecidos por la Regulación Regional, la información requerida por el EOR para el planeamiento y la operación en tiempo real.
- d) Coordinar con el OS/OM los programas de mantenimiento de las instalaciones, conforme los procedimientos definidos por la Regulación Regional y acatar los programas de mantenimiento establecidos por el EOR.
- e) Realizar con el OS/OM la coordinación del sistema de protecciones de la RTR.
- f) Enviar la justificación técnica de los valores declarados para la coordinación de las protecciones para la RTR, cuando el EOR lo considere necesario a través del OS/OM.
- g) Permitir el acceso a sus instalaciones de los representantes y los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe la ARESEP, el OS/OM, el EOR o la CRIE, con el fin de verificar el cumplimiento de las normas de diseño y los requerimientos de coordinación de protecciones establecidos.
- h) Operar sus instalaciones siguiendo estrictamente las instrucciones que imparta el OS/OM, en coordinación con el EOR, incluyendo cualquier maniobra que implique modificaciones a las transferencias de energía por sus líneas y demás equipos, excepto si ello pone en peligro la seguridad de sus instalaciones, equipos o a las personas.
- i) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el libre acceso y no discriminatorio a sus redes a todos los Agentes del MER y MEN de Costa Rica y demás países pertenecientes al MER, a cambio de la remuneración correspondiente.
- j) Establecer la capacidad técnica de transmisión de cada equipamiento e instalación de su propiedad perteneciente a la RTR, y presentar al OS/OM, para la aprobación de éste y del EOR y los estudios que la fundamentan, los cuales se deben basar en los criterios que establezca el EOR.
- k) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño nacionales y regionales y limitar la propagación de fallas o mitigar los daños sobre sus propias instalaciones que pueden causar las fallas en equipamientos pertenecientes a terceros, así como para limitar la propagación al resto de la RTR de las fallas originadas en sus propias instalaciones o las de Agentes conectados a las mismas, bajo el principio de selectividad.
- l) Presentar cada año, al OS/OM, a los 22 días del mes de octubre, el plan de mantenimiento anual de sus instalaciones, participar en las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo o el EOR convoque, y cumplir con los programas coordinados de mantenimiento que finalmente el EOR establezca.
- m) Mantener condiciones adecuadas de seguridad física en cada una de sus instalaciones, siguiendo la Regulación Nacional y Regional.
- n) Identificar las instalaciones de los Agentes conectados a sus instalaciones que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión a la RTR y notificarlo al OS/OM, quien a su vez deberá informar de inmediato al EOR.
- o) Aceptar las deducciones a su Valor Esperado de Indisponibilidad que es parte de su Ingreso Autorizado Regional por los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) que realice el EOR, de acuerdo con el Régimen de Calidad del Servicio establecido por la Regulación Regional.
- p) Cumplir en la operación y en el diseño de nuevas instalaciones con todas las regulaciones ambientales y técnicas en Costa Rica, y con las que son establecidas por la Regulación Regional.

- q) Suministrar, en tiempo y forma, al OS/OM, la información requerida para el seguimiento del desarrollo y operación de las ampliaciones y conexiones a la RTR, y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo las funciones específicas asignadas a la CRIE, al EOR y al OS/OM, en el marco de lo establecido en la Regulación Nacional y Regional. El OS/OM deberá trasladar esta información EOR y a la CRIE.
- r) Cumplir con los requisitos establecidos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial.
- s) Realizar, en coordinación con el OS/OM, las pruebas técnicas requeridas por el EOR.
- t) Elaborar periódicamente el plan de expansión de su red.

ARTÍCULO 90. Derechos de los Agentes del MER transmisores. Los Agentes del MER transmisores cuentan como mínimo con los siguientes derechos:

- a) Percibir el Ingreso Autorizado Regional IAR de sus instalaciones, establecido de acuerdo con la Regulación Regional emitida por la CRIE, y el ingreso autorizado a nivel nacional establecido por la Regulación Nacional.
- b) Negarse, ante el requerimiento del OS/OM, a conectar o desconectar instalaciones y equipamientos que a su juicio puedan afectar la integridad de personas o causar daños en las instalaciones de transmisión que están bajo su responsabilidad o a las instalaciones de la RTR en su conjunto. El Agente Transmisor, ante el requerimiento, deberá poner inmediatamente en conocimiento al EOR y al OS/OM de su decisión detallando los motivos que la justifican.
- c) Solicitar a la ARESEP o a la CRIE según el caso, que ordene la desconexión de equipamientos o instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR que afecten el normal funcionamiento de sus instalaciones porque no cumplen con los estándares técnicos de diseño u operación.
- d) Solicitar a la ARESEP o a la CRIE según el caso, que no autorice la conexión de nuevos equipamientos o nuevas instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR, que prevé afectarán el normal funcionamiento y la calidad de sus instalaciones por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación.
- e) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimientos y presentar observaciones al plan anual de mantenimiento que coordine el EOR y el OS/OM, y a recibir explicaciones sobre la modificación a sus propios planes de mantenimientos, de acuerdo con lo que establece la Regulación Regional.
- f) Presentar observaciones al OS/OM sobre los predespachos o redespachos regionales y maniobras coordinadas por el EOR y a recibir una respuesta de éste. La presentación de observaciones no releva al Agente Transmisor de cumplir las instrucciones emitidas por el OS/OM y el EOR, excepto en los casos que al hacerlo afecte la seguridad e integridad de sus instalaciones o de su personal.
- g) Verificar la Capacidad Operativa de Transmisión en sus instalaciones de la RTR definidas por el EOR, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la Regulación Nacional y Regional.

SECCIÓN III

SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

ARTÍCULO 91. Suministro de información de Agentes que retiran energía. Los Agentes del MER y del MEN que retiran energía, deberán suministrar al OS/OM y actualizar semestralmente la siguiente información, conforme a los procedimientos, formatos y medios que el OS/OM establezca debidamente autorizados por el ARESEP:

- a) Demandas previstas de energía, potencia activa y reactiva por nodo al máximo horizonte establecido por la Regulación Regional.
- b) Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión.
- c) Curvas típicas de demanda horaria y por estación húmeda y seca.
- d) Características técnicas de las instalaciones de distribución en los puntos de conexión (transformadores, protecciones, interruptores, etc.).
- e) Programas de mantenimiento.
- f) Otra información relacionada con la operación técnica y operativa de la RTR, que le solicite el OS/OM.

ARTÍCULO 92. Suministro de información de los Agentes transmisores del MER. Los Agentes del MER transmisores, deberán actualizar semestralmente la siguiente información y suministrar la misma al OS/OM, de conformidad con los procedimientos, formatos y medios que el OS/OM establezca:

- a) Características físicas y técnicas de las líneas de transmisión.
- b) Parámetros eléctricos, nominales y de operación de las líneas de transmisión, transformadores, interruptores, capacitores, reactores y todo elemento que afecte el comportamiento eléctrico de la red de transmisión.
- c) Esquemas automáticos de desconexión de carga y disparos transferidos.
- d) Programas de mantenimiento.
- e) Ampliaciones previstas de transmisión.
- f) Disponibilidad histórica, modos de falla, tasas de falla y reparación de los elementos principales del sistema de transmisión.
- g) Cualquier otra información relacionada con la operación técnica y operativa de la RTR, que le solicite el OS/OM.

ARTÍCULO 93. Suministro de información del OS/OM al EOR. El OS/OM deberá suministrar y actualizar semestralmente al EOR, de conformidad con las fechas que este último establezca, la siguiente información debidamente validada:

- a) La información precisada en los artículos anteriores.
- b) Los pronósticos de mediano plazo de la demanda nacional de energía y potencia por nodo de sus respectivos sistemas locales.
- c) Los índices de confiabilidad global de su sistema, establecidos por el EOR, de los doce (12) meses precedentes.
- d) Los detalles de las nuevas expansiones en generación y transmisión que afecten la RTR y copia de los estudios de conexión y demás análisis y recomendaciones que el OS/OM o cualquiera de los Agentes haya efectuado para evaluar la nueva condición de su sistema.

ARTÍCULO 94. Suministro de información ante eventos. Cada vez que ocurra un evento que afecte significativamente la operación del SER o que provoque cambios topológicos en la RTR o variaciones de frecuencia o voltajes fuera de los rangos admisibles por la Regulación Regional establecidos en el Libro III del RMER, el OS/OM deberá enviar la información solicitada por el EOR.

El cumplimiento detallado de los informes y reportes anteriores deberá cumplir con lo establecido en el capítulo 5.5 del Libro III del RMER.

SECCIÓN IV

BASE DE DATOS REGIONAL

ARTÍCULO 95. Obligaciones del OS/OM con la Base de Datos Regional. En relación con la Base de Datos Regional el OS/OM deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Organizar y mantener la base de datos nacional, de libre acceso al EOR, con las características del sistema de transmisión nacional, topología de la red de transmisión, características y parámetros de generadores, demanda y perfiles de demanda por nodo, proyecciones y características de la carga y niveles de generación por nodo.
- b) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al EOR, de la operación histórica del sistema que supervisa.
- c) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al EOR, de los estudios operativos y de la expansión del sistema que supervisa.
- d) Incorporar a la base de datos nacional la información técnica proveniente del MER (de bases de datos del EOR y de otros OS/OMS), para información de los Agentes del MER y del MEN.
- e) Incorporar a las bases de datos nacionales los análisis y resultados de la operación del MER, para información de los Agentes del MER.

ARTÍCULO 96. Solicitud de información a los Agentes del MER y del MEN. El OS/OM es el responsable de solicitar a los Agentes del MER y MEN y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional.

ARTÍCULO 97. Actualización de la Base de Datos Regional. El OS/OM deberá actualizar, como mínimo, semestralmente la información con destino a la Base de Datos Regional, en los meses de mayo y noviembre de cada año, o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema, en los formatos y medios establecidos por el EOR.

Las actualizaciones deberán considerar al menos los cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.

ARTÍCULO 98. Base de Datos Operativa Nacional. La Base de Datos Operativa que administrará el OS/OM será de libre acceso para todos los Agentes del MER, MEN y la ARESEP.

SECCIÓN V

COMUNICACIONES

ARTÍCULO 99. Vinculaciones entre los centros de control. Las vinculaciones entre los centros de control del OS/OM y el centro de control del EOR deberán cumplir los requisitos técnicos de telecomunicaciones y supervisión establecidos en el Anexo 2 “Requisitos de Supervisión y Comunicaciones” del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 100. Comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER. Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER, serán realizadas entre el OS/OM y el EOR. En caso que la comunicación con el EOR no sea posible, la coordinación podrá efectuarse con OS/OM de otros países e informar posteriormente al EOR.

Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER entre el personal del OS/OM con el EOR u otro OS/OM deberá contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) Fecha y hora.
- b) El nombre, apellido y cargo del emisor.
- c) El nombre del país y entidad respectiva.
- d) La identificación de la instalación en cuestión.
- e) La instrucción operativa, su origen causa y objetivo.
- f) La hora en la cual se debe ejecutar la instrucción.

ARTÍCULO 101. Alteración a las inyecciones o retiros programados por eventos. Ante la ocurrencia de cualquier evento que implique la necesidad de alteración a las inyecciones o retiros programados en los nodos de la RTR, el OS/OM deberán comunicarlo al EOR a la brevedad posible, pero siempre dentro de los siguientes diez (10) minutos, excepto en el caso de estados de emergencia, en los cuales se podrá operar sin dar aviso y luego se informará al EOR el motivo de tal acción.

El OS/OM deberá informar al EOR sobre todo evento ocurrido de conformidad con los procedimientos incluidos en Libro III del RMER y podrá solicitar el redespacho regional correspondiente, conforme a las causas de redespacho regional establecidas por el RMER.

ARTÍCULO 102. Instalaciones de supervisión en las subestaciones asociadas a la RTR. Cada subestación asociada a la RTR deberá contar con las instalaciones de supervisión necesarias que le permitan al EOR, por intermedio del OS/OM, disponer en tiempo real de las señales de voltaje, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra (estado de interruptores y seccionadores, así como posiciones de derivaciones de transformadores), estado de algunos equipos auxiliares y de los equipos de compensación de las instalaciones asociadas a la RTR, además de las alarmas que el OS/OM considere necesario recibir y los comandos de telecontrol que se requieran para la operación en tiempo real de dicha instalación.

SECCIÓN VI

LIBRE ACCESO

ARTÍCULO 103. Libre acceso a las redes de Transmisión. Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso para los Agentes del MER y MEN de Costa Rica y de otros países del MER, de conformidad con lo establecido en el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en la Regulación Nacional y en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 104. Aplicación del Libre acceso a los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco. Cada Agente del MER o del MEN con Contrato Marco, que inyecta tendrá derecho a conectarse a la RTR una vez cumplidos los requisitos establecidos en la Regulación Nacional y Regional. El uso de la RTR por parte de los Agentes del MER o Agentes del MEN con Contrato Marco, que inyectan, una vez conectados, será el que resulte del predespacho, redespacho o despacho económico realizado por el EOR en coordinación con el predespacho nacional que realice el OS/OM.

ARTÍCULO 105. Derechos y condiciones de acceso. Cada Agente del MER o Agente del MEN, con Contrato Marco, que retira del MER tendrá los siguientes derechos y condiciones de acceso:

- a) Igual prioridad de acceso a la RTR cuando exista Capacidad Operativa de Transmisión suficiente para que la demanda pueda ser abastecida en condiciones normales.

- b) La conexión de nuevas demandas no deberá ocasionar que no se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. Por lo tanto, el EOR podrá limitar el abastecimiento a las nuevas demandas que afecten el cumplimiento de estos criterios.
- c) En caso de que una nueva demanda no pueda ser abastecida por el mercado nacional en forma simultánea con la demanda existente, se seguirán los criterios que establezca la Regulación Nacional sobre la nueva demanda a conectarse.

ARTÍCULO 106. Derecho a conexión previo a la entrada en vigencia del RMER. Cada Agente del MER o Agente del MEN que éste represente que se encuentren conectados a las redes nacionales o que tengan solicitudes de conexión aprobadas de acuerdo con la Regulación Nacional en la fecha de vigencia del RMER no tendrán que realizar ningún otro trámite de conexión para operar en el MER. No obstante deberán cumplir con los requerimientos que le impone el RMER.

ARTÍCULO 107. Derecho a conexión posterior a la entrada en vigencia del RMER. Cada Agente del MER o Agente del MEN con Contrato Marco, que a partir de la vigencia del RMER, requieran conectarse directamente a la RTR, y que hayan obtenido previamente una autorización de conexión para la red nacional, deberán tramitar una solicitud de conexión ante la CRIE de acuerdo con lo establecido en la Regulación Regional. A la solicitud de conexión se deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión emitida por el OS/OM y refrendada por la ARESEP. La aprobación de esta solicitud es requisito para autorizar la conexión física. La aprobación será realizada por la CRIE con la aceptación previa del Agente Transmisor, el EOR y el OS/OM.

La solicitud de conexión deberá cumplir en todo momento el proceso de autorización establecido en el capítulo 4 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 108. Inspecciones, ensayos y auditorías. El OS/OM, la ARESEP, el EOR y la CRIE podrán coordinar las inspecciones, ensayos y auditorías a las instalaciones de la RTR, en coordinación con los Agentes del MER o Agentes del MEN propietarios de las mismas, para lo cual deberán considerar lo establecido en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el capítulo 5.6 del Libro III del RMER.

SECCIÓN VII MANTENIMIENTOS Y NUEVAS INSTALACIONES DE LA RTR

ARTÍCULO 109. Comunicación de mantenimientos y eventos en la RTR. Los Agentes Transmisores del MER deberán enviar al EOR, por intermedio del OS/OM, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, el OS/OM informarán 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 110. Coordinación entre OS/OM, EOR y Agentes Transmisores. El OS/OM coordinará con el EOR y de ser necesario, con los Agentes Transmisores del MER, para tener en cuenta las restricciones del sistema costarricense. El plan de mantenimiento anual resultante será de cumplimiento obligatorio para el OS/OM y los Agentes Transmisores del MER.

ARTÍCULO 111. Formalidad de las Comunicaciones al EOR. Las solicitudes de mantenimiento, de entrada en servicio de nuevas instalaciones y pruebas de instalaciones deberán ser realizadas mediante el formato “Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT” establecido en el capítulo 5.7 del Libro III del RMER. Igualmente, las solicitudes de cancelación de mantenimientos programados deberán ser enviadas al EOR.

ARTÍCULO 112. Tipos de mantenimientos sujetos a aprobación. Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados y aprobados por el OS/OM en conjunto por el EOR:

- a) Mantenimiento con desconexión de líneas e instalaciones de la RTR.
- b) Mantenimiento de los sistemas de protección y control asociados a la RTR.
- c) Mantenimientos que impliquen restricciones o limitaciones a la operación normal de líneas y demás instalaciones de la RTR.
- d) Mantenimientos que indispongan o alteren las características operativas de los interruptores de líneas de la RTR.
- e) Mantenimientos de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna o continua, durante los cuales exista riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones de la RTR.
- f) Mantenimientos que indispongan alguno de los siguientes recursos de supervisión, medición o telecomunicación:
 - i. Unidades terminales remotas (parcial o total) ubicadas en la RTR.
 - ii. Sistemas de telecomunicaciones (módem o enlace de voz y datos).
 - iii. Procesadores de comunicaciones (front-end).
 - iv. Puntos de medición de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de inyecciones o retiros de energía; y
 - v. Control Automático de Generación – AGC por sus siglas en inglés, incluyendo los puntos de toma e inyección de señales.
- g) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones asociadas a la RTR., tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo o la alteración del área de cobertura de la protección de distancia.
- h) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas de la RTR.
- i) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones, incluida la conexión de nuevas instalaciones a la RTR.
- j) Mantenimientos en instalaciones no asociados a la RTR pero que puedan afectar su operación.
- k) Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones asociados a la RTR que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deberán ser coordinados y aprobados por el OS/OM conjuntamente con el EOR.

ARTÍCULO 113. Programación anual y semanal de mantenimiento de instalaciones de la RTR. El OS/OM será el responsable de coordinar con el EOR la programación anual y semanal de mantenimiento de instalaciones de la RTR, tomando en cuenta lo establecido en la Regulación Nacional y Regional.

ARTÍCULO 114. Mantenimientos a efectuar diariamente. Los mantenimientos a efectuar diariamente serán aquellos contenidos en el plan semanal de mantenimientos y los que el OS/OM en coordinación con los Transmisores del MER declaren de emergencia para cada día, haciendo constar en el formato SOLMANT establecido por el EOR, dicha condición para la aprobación por parte del EOR.

ARTÍCULO 115. Aprobación verbal de un mantenimiento. En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control del OS/OM y del EOR, quienes dentro de la hora siguiente, oficializarán el mantenimiento a través del formulario SOLMANT.

ARTÍCULO 116. Aprobación de pruebas y ensayos en la RTR. Las pruebas y ensayos de instalaciones de la RTR deberán ser autorizadas conjuntamente por el OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 117. Inicio de mantenimientos o entrada de nuevas instalaciones. La ejecución del mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones a la RTR sólo podrá ser iniciada luego de la autorización del OS/OM y del EOR y deberán sujetarse a los procedimientos particulares definidos en la Regulación Nacional.

ARTÍCULO 118. Requisitos y procedimientos para nuevas instalaciones. La entrada de nuevas instalaciones a la RTR deberá cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en la Regulación Nacional y lo establecido en el Libro III del RMER.

CAPÍTULO IV

DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO REGIONALES

SECCIÓN I

Generales

ARTÍCULO 119. Consideraciones respecto a los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. Con el objeto de armonizar lo establecido en la regulación nacional con la regulación regional, en lo referente a los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales -CCSD, se deberá considerar lo siguiente:

- a) Criterios de calidad: aquellos requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales de operación.
- b) Criterios de seguridad: aquellos requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.
- c) Criterios de desempeño: aquellos requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las áreas de control con el objetivo de mantener el balance carga/generación manteniendo los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

ARTÍCULO 120. Operación el sistema nacional interconectado. El OS/OM, en coordinación con los Agentes del MER o del MEN, será el responsable de operar el sistema nacional interconectado, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en las normativas técnicas nacionales y en concordancia con los CCSD regionales, establecidos en el capítulo 5.3 y 16 del Libro III del RMER.

Independientemente de la categorización de los CCSD, los mismos deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del SER sea la adecuada.

ARTÍCULO 121. Situaciones de riesgo para las condiciones de operación del SER. Si el OS/OM, identifica que alguna instalación que afecte negativamente los criterios indicados en el artículo 120 del presente Reglamento y esta situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, el OS/OM deberá emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.

SECCIÓN II

SERVICIOS AUXILIARES

ARTÍCULO 122. Prestación de los servicios auxiliares regionales. La prestación de los servicios auxiliares regionales de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia, por parte de los Agentes del MER y los Agentes del MEN en coordinación con el OS/OM, deberán ser de carácter obligatorio y estar regidos y evaluados por los criterios de desempeño regionales establecidos en el capítulo 7 y 16.2.7 del Libro III del RMER. Este servicio podrá ser prestado de forma directa o indirecta por los Agentes del MER o MEN.

ARTÍCULO 123. Consideraciones para armonización. Con el objeto de armonizar lo establecido en la Regulación Nacional con la Regulación Regional, en lo referente a los servicios auxiliares regionales, se deberá considerar lo siguiente:

- a) Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.
- b) Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

SECCIÓN III

CONTROL DE FRECUENCIA

ARTÍCULO 124. Consideraciones sobre el Sistema de Generación. El OS/OM deberá asegurar que el sistema de generación mantenga las reserva de regulación primaria y secundaria de frecuencia, para cumplir con su obligación de balancear continuamente la generación con la demanda y con los programas de inyección y retiro del MER. Asimismo se deberá asegurar que el sistema de generación aporte la reserva apropiada para contribuir en la regulación de frecuencia del SER.

ARTÍCULO 125. Indisponibilidad del control automático de frecuencia de la generación. En caso de que en forma temporal el sistema de generación no disponga de control automático de frecuencia de la generación, la corrección de las desviaciones, tanto de frecuencia como de flujos en los enlaces, se hará manualmente bajo las instrucciones del OS/OM. En este caso, previa coordinación con el EOR, se repartirá entre los OS/OM involucrados, la regulación de la frecuencia y el control del flujo de los enlaces.

ARTÍCULO 126. Ajustes sobre observaciones del EOR. El OS/OM considerará diariamente los ajustes que sean necesarios para corregir las observaciones indicadas por el EOR, como resultado de la evaluación del desempeño de la operación del SER comunicada por el EOR.

SECCIÓN IV

CONTROL DE VOLTAJE

ARTÍCULO 127. Procedimiento para el control de voltaje. El OS/OM, participará en el control de voltaje en el SER según el siguiente procedimiento:

- a. Los voltajes objetivos en los nodos del SER se establecerán de acuerdo con los resultados de los estudios de seguridad operativa.

- b. La disminución de voltaje se realizará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:
 - i. Ajuste de voltajes objetivo de Agentes del MER y MEN que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.
 - ii. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.
 - iii. Desconexión de condensadores.
 - iv. Conexión de reactores.
- c. El aumento de voltaje se hará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:
 - i. Ajuste de voltajes objetivo de Agentes del MER y MEN que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.
 - ii. Desconexión de reactores.
 - iii. Conexión de condensadores.
 - iv. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.

ARTÍCULO 128. Obligación sobre el Control del Voltaje. En cumplimiento de lo establecido por el numeral 5.3.7.3 del Libro III del RMER, todos los Agentes del MER o del MEN que poseen equipos de generación estarán obligados a participar en el control de voltaje en modo automático bajo la coordinación con el OS/OM, el cual es el responsable de definir las consignas de voltaje terminal o voltaje de referencia para el equipo de regulación automática de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con las curvas de capacidad de sus generadores. Este servicio podrá ser prestado de forma directa o indirecta por los Agentes del MER o MEN.

SECCIÓN V

NUEVAS INSTALACIONES

ARTÍCULO 129. Propuestas de normativas para diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR. El OS/OM apoyará de forma coordinada al EOR, cuando éste lo requiera, en el desarrollo de propuestas normativas ante la CRIE, para el diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR.

ARTÍCULO 130. Cumplimiento de normas de los equipamientos existentes y a instalarse en la RTR. Todos los equipamientos existentes y a instalarse en la RTR, deberán cumplir con las normas establecidas en la Regulación Nacional y las establecidas por la Regulación Regional en el capítulo 16.1 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 131. Estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER. Para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER, deberán presentar al OS/OM, quien los remitirá al EOR, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR.

CAPÍTULO V

DE LA LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES NACIONALES RESULTADO DE LA INTERACCIÓN CON EL MER

SECCIÓN I GENERALES

ARTÍCULO 132. Sobre el Documento de Transacciones Económicas Nacional. El OS/OM será el responsable de preparar el Documento de Transacciones Económicas Nacional -DTEN- donde se establezca la liquidación mensual de las transacciones nacionales con el MER.

ARTÍCULO 133. Contenido del DTEN. El DTEN contendrá la asignación de las liquidaciones de las transacciones regionales por Agentes del MER y Agentes del MEN con Contrato Marco.

ARTÍCULO 134. Plazos y solución de discrepancias con el DTEN. El OS/OM deberá de emitir el DTEN un día hábil después de recibido el DTER definitivo. Los Agentes contarán con tres días hábiles para presentar al OS/OM las discrepancias al DTEN, el OS/OM tendrán tres días hábiles para solventarlo, posterior a esto el DTEN se considera oficial.

Si el agente considera que la discrepancia presentada al OS/OM no ha sido resuelta adecuadamente, el agente acudirá a la ARESEP para investigar la queja y resolver lo que corresponda. Cualquier ajuste en el DTEN resultado de la intervención de la ARESEP deberá ser reflejado en el DTEN posterior a la resolución de la ARESEP.

ARTÍCULO 135. Documentos de Cobro y pago resultados del DTEN. El OS/OM emitirá los documentos de cobro y pago de las transacciones nacionales, dos días hábiles posteriores a que se considere oficial el DTEN. Los Agentes del MER y Agentes del MEN con Contratos Marco deberán hacer efectivo su pago ante el OS/OM, a más tardar cuatro días hábiles posteriores a la recepción del documento de cobro o documento respectivo, emitido 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. En caso de existir un no pago por parte de algún agente y queden montos pendientes luego que el OS/OM ejecute la garantía correspondiente, el OS/OM llevará las cuentas por pagar del agente aplicándole el interés moratorio correspondiente. El OS/OM realizará los pagos correspondientes en la cuenta que los Agentes notifiquen y destinen para este fin.

ARTÍCULO 136. Emisión de los documentos de cobro y pago. La emisión de los documentos de cobro y pago, así como la ejecución de los pagos ante el MER, se realizarán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central emitido por esta Autoridad.

SECCIÓN II

COMPRAS Y VENTAS AL MEN PARA TRANSACCIONES EN EL MER

ARTÍCULO 137. Compras al MEN. Cuando un Agente del MER o del MEN con Contrato Marco realice compras a un Agente Generador del MEN para inyectar al MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un cargo producto del precio de compra de energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 138. Ventas del MEN. Cuando un Agente Generador del MER o del MEN con Contrato Marco realice ventas para que otro Agente inyecte al MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un abono producto del precio de compra de su energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 139. Ventas al MEN. Cuando un Agente del MER o del MEN con Contrato Marco realice ventas a un Agente Generador del MEN retirando del MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un abono producto del precio de venta de energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 140. Compras del MEN. Cuando un Agente Generador del MER o del MEN con Contrato Marco realice compras para que otro Agente retire del MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un cargo producto del precio de compra de la energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 141. Cargos y abonos en el DTEN. Los cargos y abonos deberán de reflejarse en el DTEN de cada mes de forma detallada por cada Agente.

SECCIÓN III

LIQUIDACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

ARTÍCULO 142. Metodología de cálculo y procedimiento de asignación de los servicios auxiliares. El OS/OM deberá de presentar una propuesta a la ARESEP, seis meses después de publicada esta resolución, de la metodología de cálculo de los requerimientos de servicios auxiliares y el procedimiento para su asignación a cada uno de los Agentes del MEN. Este procedimiento debe detallar el aporte por Agente del MEN para cada tipo de servicio auxiliar, y la reasignación en el caso de que alguno no puede suministrarlo.

ARTÍCULO 143. Tarifas de los Servicios Auxiliares. La ARESEP establecerá tarifas correspondientes para cada servicio auxiliar.

ARTÍCULO 144. Liquidación de servicios auxiliares prestados por terceros. El OS/OM deberá de liquidar las reasignaciones de los servicios auxiliares en el caso que algún Agente no pueda brindarlos y estos sean suministrados por un tercero, considerando la aplicación del procedimiento para la asignación de los servicios auxiliares correspondiente. El producto de la cantidad por la tarifa emitida por el ARESEP, será el monto que reflejara la liquidación entre los Agentes como cargos y abonos en el DTEN.

SECCIÓN IV

GARANTÍAS PARA TRANSACCIONES EN EL MEN

ARTÍCULO 145. Garantías de pago ante el OS/OM. Los Agentes del MEN constituirán garantías de pago ante el OS/OM para respaldar las transacciones del MEN en interacción con el MER y las transacciones de servicios auxiliares, así como cualquier otro compromiso financiero que surja en el Mercado Eléctrico Nacional en interacción con el MER.

ARTÍCULO 146. Tipos de garantías. Los tipos de garantías podrán ser depósitos de dineros en efectivo en calidad de prepago y cartas de crédito confirmadas e irrevocables y emitidas por bancos o instituciones financieras de primera línea según la clasificación nacional que realice una calificadora reconocida internacionalmente.

ARTÍCULO 147. Ejecución de garantías. En caso de incumplimiento por parte de un Agente del MEN de alguna de sus obligaciones de pago, el OS/OM procederá a hacer efectivas las garantías constituidas por dicho Agente y las aplicará al pago de las obligaciones correspondientes.

SECCIÓN V

DISPOSICIONES FINALES

ARTÍCULO 148. 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 149. Actualización del Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central por pérdida de vigencia del PDC.

Según el artículo 108 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, todos los temas regulados en los artículos de la presente norma que entren en vigencia una vez derogado el Procedimiento de Detalle Complementario definido en la resolución CRIE P-017-2012, funcionarán como una actualización de los temas que se norman en el Reglamento citado.

ARTÍCULO 150. Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN.

El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador. El OS/OM deberá remitir, en un plazo máximo de 12 meses después de publicado el presente Reglamento, las propuestas a los siguientes temas:

- Coordinación del racionamiento de la energía.
- Criterios de seguridad operativa para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Autorización de la operación de plantas generadoras que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional.
- Habilitación de los enlaces de telecontrol con el SCADA/EMS.
- Requisitos para la conexión y operación de plantas eólicas en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Requisitos mínimos de protecciones eléctricas de plantas generadoras que se conectan al SEN.
- Procedimiento para el trámite de indisponibilidades mayores del SEN.
- Procedimiento para el reporte de eventos del Sistema Eléctrico Nacional al Ente Operador Regional (EOR).
- Norma para sistemas de medición comercial.
- Procedimiento de despacho y operación del SEN.
- Requisitos de información técnica.
- Procedimiento para establecer las conexiones al Sistema Eléctrico Nacional.
- Procedimiento para el cumplimiento de trámites de conexión de obras al Sistema Eléctrico Nacional.

ARTÍCULO 151. Interpretación de esta normativa. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá, en el ámbito administrativo, la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

ARTÍCULO 152. Vigencia. Este Reglamento rige a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS:

TRANSITORIO I: Los artículos 20, 36, 37, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68 y 69 regirán una vez derogado el Procedimiento de Detalle Complementario definido en la resolución CRIE P-017-2012, debiéndose aplicar hasta entonces, en lo que corresponda, lo establecido en el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

- b) Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- c) Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.

- d) Instruir a la Intendencia de Energía para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del reglamento, los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

Se retiran los señores (as): Álvaro Barrantes Chaves, Karla Montero Víquez, Adriana Argüello Arias William Ramírez Calderón, Edwin Canessa Aguilar, Efraín Abarca Morales.

ARTÍCULO 3. Asuntos relacionados con SUTEL.

Ingresa la señora Maryleana Méndez Jiménez, Presidenta del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones; el señor Gilberth Camacho Mora, Miembro del Consejo de esa Superintendencia, así como el señor Humberto Pineda Villegas, Director del Fondo Nacional de Telecomunicaciones (FONATEL).

La señora **Maryleana Méndez Jiménez** presenta el estado de los proyectos de la Superintendencia de Telecomunicaciones y aprovecha la oportunidad para aclarar algunos aspectos que planteó el señor Viceministro de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones, en su reciente visita a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta su interés en conocer la versión de la SUTEL en relación con lo planteado por el señor Viceministro, quién asistió acompañado de algunos funcionarios de Coopelesca, el Instituto Costarricense de Electricidad, así como asesores de diputados de la zona norte del país.

Básicamente, el planteamiento fue en el sentido de que habían insistido ante la SUTEL respecto al desarrollo de los proyectos a efectuar en la zona norte y que consideran no es una solución satisfactoria, en términos que la SUTEL estaba más interesada en dar conectividad, pero no la calidad requerida. Dentro de lo manifestado, adujeron que debía darse un servicio con fibra óptica.

Por otra parte, manifestaron que brindar un nivel de cuatro megas es insuficiente, sobre todo, si se desea generalizar y llevar a los grupos escolares y demás, el servicio de internet. En ese sentido, es importante conocer en esta oportunidad, el punto de vista de la SUTEL sobre el particular.

La señora **Maryleana Méndez Jiménez** indica que esos planteamientos obedecen a estrategias comerciales de la empresa que acompañó al Viceministro. Aduce que en la zona de San Carlos, Coopelesca tiene conectadas alrededor de diez escuelas y colegios, los cuales están más cerca de su zona de influencia, que es Ciudad Quesada. La SUTEL ha revisado la zona y el que más velocidad tiene es el Colegio de Aguas Zarcas, que está conectado de seis a ocho megas. Apunta que las restantes nueve instituciones, que no son solo escuelas, sino centros de ancianos como parte de su responsabilidad social corporativa, están conectados a dos megas.

Indica que la empresa Coopelesca está llegando con cable coaxial, que es su principal medio de entrega de conectividad, y ofrecen Internet y televisión por cable. Agrega, que en algún momento, hubo una reunión y le indicaron a la SUTEL que podría ser más barato, en lugar de traer a otro operador, que fuera Coopelesca quien extienda las redes; este aspecto les daría la oportunidad de participar en los concursos y utilizar su propia infraestructura instalada y requeriría un subsidio menor.

Manifiesta que la SUTEL ha insistido con dicha Cooperativa, en el sentido que si tienen un proyecto específico y concreto, lo presenten, ya que cualquier operador lo puede hacer y sería complementario a este esfuerzo, porque estas escuelas están ubicadas en la zona norte superior; en la cual el ICE ha

reportado más de trescientas comunidades que, técnica y financieramente, no es viable conectarlas y eso es lo que está mapeado. Con ello, es posible identificar todos los centros de prestación de servicios públicos en esas comunidades.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta si cuando el ICE indica que no era viable para esta Institución atenderlos, es en razón de la ausencia de subsidios, a lo que la señora **Maryleana Méndez Jiménez** manifiesta afirmativamente y señala que, en este momento, lo que se le ofrece es la oportunidad de brindar el servicio con subsidio, pero el ICE tiene que demostrar que es el idóneo. Lo hace en función de una oferta y puede aprovechar la infraestructura que tiene, pero no la puede contar dentro del subsidio.

Aclara, que todo aquel fortalecimiento de infraestructura que requiera para llegar a esas zonas, más el acceso a la comunidad propiamente, forma parte del subsidio y lo tienen que contabilizar y presentar en su oferta.

Asimismo, señala que la empresa Coopelesca manifestó que deseaba agregar contenido que era televisión por cable y esto realmente, no es parte del servicio universal. Aclara que se le ha insistido a esta empresa y al señor Viceministro que si tienen configurado un proyecto para esa zona de San Carlos, lo presenten.

El señor **Humberto Pineda Villegas** indica que el ICE ya lo demostró, el proyecto La Roxana, Pococí, que es al que se le adjudicó el segundo proyecto FONATEL, como lo señaló la señora Méndez Jiménez, referente a la capacidad de infraestructura instalada, al descontarla permite un subsidio más bajo y lo hizo por mucho menos con respecto a Telefónica Digital.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta si en el caso de que una empresa grande como el ICE, el hecho de que la SUTEL defina un proyecto que es relativamente pequeño, puede redundar en ineficiencias de escala, en el sentido de que el ICE con la infraestructura podría estar en condiciones de suplir algo más grande, por más valor total en colones, pero a un costo unitario menor, por la cantidad de servicio que se brinde, o por la cantidad de población que se beneficie. Asimismo, consulta cómo se hace para asegurar que en ese afán de la SUTEL por licitar todo, no están desintegrando en paquetes demasiados pequeños, que no permiten utilizar apropiadamente o maximizar la infraestructura existente.

La señora **Maryleana Méndez Jiménez** manifiesta que es un tema muy interesante, la SUTEL lo ha valorado e incluso se pretendía sacar la zona norte superior completa, que es un 10% del territorio nacional. Sin embargo, vienen empresas como Coopelesca que aducen que si la SUTEL hace eso, están preparando los proyectos solo para las empresas grandes, por lo que se ha procurado lograr un balance.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** propone un campo más flexible que contemple diversos tipos de oferta y teniendo todo lo que se ofrece se escoge lo mejor para el país, a lo que la señora **Méndez Jiménez** indica que lo correcto sería que el ICE, Claro, Telefónica o Coopelesca, o cualquiera de los cien operadores, hagan una oferta entera, para toda la zona norte superior.

Apunta que podría ser una oferta integral y podría adjudicársele todos los proyectos, el asunto es que tiene que haber un balance. Agrega que, por un lado, se tienen los permisos municipales, si es una única red, podría ser que se entraban los trámites en un cantón y frenen el resto, eso es una sola infraestructura. El propósito es darle la opción a compañías medianas para arriba, incluso se está analizando darle opción a otras empresas.

Destaca que una oferta integral es más costosa, las personas manifiestan por qué la SUTEL no asigna todo el país de una vez, lo cual podría ser; pero, por el momento, la zona norte se está viendo a nivel de cantones, ya que se está dando un paso importante en área geográfica poblacional.

Ante una consulta del señor **Edgar Gutiérrez López**, la señora **Méndez Jiménez** indica que según el Acuerdo Social Digital, el coordinador por decreto de la Presidencia de la República, es el señor Ministro de Educación, con quien se ha estado reuniendo cada tres semanas, inclusive, la próxima reunión corresponde al lunes 28 de octubre, 2013 y lleva una agenda de tareas asignadas. Adicionalmente, participa la Fundación Omar Dengo (FOD), la Academia de las Ciencias y la Defensoría de los Habitantes. El señor Ministro lleva control de todas las tareas.

Por otra parte, el señor Ministro no se ha tenido ningún problema de coordinación, ya que quedó claro que el tema de la red educativa, es un proyecto que la Academia de las Ciencias y la FOD están diseñando desde el 25 de junio de 2013. De hecho, se entregó un posible temario de un estudio para la red de diseño educativa el pasado 30 de agosto de 2013.

Asimismo, se les manifestó que si la FOD es el más calificado para hacerlo, se tendría la justificación para una contratación directa, ya que tienen la información disponible y lo que la SUTEL necesita, es un diseño. Con esto, las preocupaciones del señor Viceministro quedarían absolutamente resueltas y debidamente diseñadas, porque se indica que todas las escuelas están a 1.6 km. de la fibra, pero no es lo mismo estar a 1.6 km de un hilo de fibra, a estar a 1.6 km del nodo de acceso a la fibra, ya que los nodos de acceso a la fibra, no necesariamente están tan distribuidos; entonces prácticamente el diseño dependerá de toda esa información.

Adicionalmente, explica que en las áreas metropolitanas son dos mil escuelas, mientras en las zonas costeras, fronterizas, entre otras, son más de tres mil, porque son escuelas mucho más pequeñas. Hay escuelas que quedan a 60 o 70 kilómetros del último nodo de acceso, la factibilidad financiera no da, además se menciona una velocidad de cuatro megas y esperan sea suficiente para las aplicaciones ya definidas por el Ministerio de Educación Pública.

En los proyectos que ya están en la zona de Guápiles, la SUTEL está pagando cuatro megas, pero el MEP consultó si podía instalar más cantidad. La empresa Telefónica ofrece de entrada hasta 20 megas, sin ningún problema; el MEP pagaría la diferencia y la SUTEL pagaría hasta cuatro megas. La empresa Telefónica está en capacidad, fue el adjudicado y se le puede entregar inmediatamente. Incluso, está tratando reunirse con el MEP para complementar la oferta, están por el mercado y permitir dar más velocidades. En las zonas alejadas, en este momento, no es viable, pero sí se están acercando los nodos de fibra para que, en forma paulatina, se vaya acercando a la comunidad y a las escuelas.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** consulta específicamente si los cuatro megas son suficientes o no, y para qué sirve, qué va a suceder cuando 20 o 25 estudiantes estén conectados a la vez.

La señora **Maryleana Méndez Jiménez** señala que la red se tiene que preparar de acuerdo a las aplicaciones. Desde luego, las del MEP son las más importantes. En cuanto a dónde van a estar conectadas y de dónde sale la capacidad, eso depende del diseño. Por ejemplo, indica que han conversado con personeros de la Caja Costarricense del Seguro Social y han indicado que cuatro megas para el expediente electrónico es suficiente.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que en consideración a la eficiencia en un mediano plazo, desconoce para cuánto da cuatro megas, habría que analizar cuál sería el costo incremental de hacer algo pequeño cuando se sabe que relativamente a corto plazo, se va a necesitar algo mayor. Se debe

estar seguro de que las soluciones propuestas, nos acercan al cumplimiento cabal de ese objetivo, desde el punto de vista de la política pública.

El señor **Gilberth Camacho Mora** aclara a la directora Saborío Alvarado, que desde el mes de agosto de 2013 se han reunido con el Ministro de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones, el MEP, funcionarios de la Fundación Omar Dengo (FOD) y de la Academia de la Ciencia, para tratar el tema de los Centros Comunitarios Inteligentes (CECIS), considera que se está a tiempo, porque la FOD y la Academia de la Ciencia están haciendo las especificaciones técnicas de la red educativa, la SUTEL está a la espera de dichas especificaciones y ahí es donde se podría revisar el detalle de la velocidad.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** propone que no se piense en pequeño, el hecho de que hoy en día el MEP no cuente con los recursos para utilizar los 10 megas, no es una justificación para no crear una infraestructura de 10 megas. Considera que ese criterio, debería ser más a mediano plazo, para dar cabida al crecimiento, esto es una situación donde la oferta crea su propia demanda.

La señora **Marylena Méndez Jiménez** señala que la posibilidad que esas comunidades consuman ese tipo de ancho de banda, va a ser muy complicado. Son los centros de prestación de servicios públicos, un enlace de 10 megas simétrico son \$1000 mensuales de costo recurrente, para solo dos mil escuelas. Estima un costo de \$24 millones al año, lo cual es más de lo que recibe FONATEL anualmente. En otras palabras, es la factibilidad hoy, con los precios ICE de un enlace de 10 megas simétrico de fibra entregados en un Oficentro. Menciona que la posibilidad de conectar cinco mil escuelas, teniendo esas dos mil con 10 megas, dejaría por fuera a tres mil.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que esos \$1000 mensuales son de consumo, eso no es la inversión, a lo que la señora **Méndez Jiménez** aclara que la inversión es de una escuela que está ubicada a 75 km del último nodo de fibra de acceso, solo para conectar esa escuela es medio millón de dólares.

El señor **Humberto Pineda Villegas** brinda una presentación de FONATEL, dentro de la cual destaca el Plan estratégico (general, misión, visión, objetivos), así como lo referente al Plan de Programas y Proyectos (Plan Maestro, plan táctico, multianual, multi programa) y horizonte de tiempo. Por otra parte, se refiere al comportamiento del Patrimonio del Fideicomiso, al 30 de agosto de 2013, al Patrimonio Comprometido en Ejecución y Presupuesto y al Concepto de Cobertura

Destaca lo relativo al primer programa sobre oferta de red rural de banda ancha, que conectará educación, salud y comunidades, a la ejecución programada. Además, al impacto integral y resumen de comparativo de carteles.

Sobre el programa dos para poblaciones vulnerables, comenta metas e indicadores de referencia, entre ellos:

- *Objetivo de cobertura: 15% hogares / país.*
- *Hogares: 200 mil hogares.*
- *Población Objetivo: 620 mil personas.*
- *Paquete: banda ancha + terminal.*
- *Precio meta / paquetes: \$15 mes.*
- *Plazo permanencia: 36– 48 meses.*
- *Total subsidio por hogar: \$ 250 - \$ 300.*
- *Presupuesto programado: \$ 50 M*

Finaliza la presentación y comenta el cronograma de implementación, así como la estimación del flujo de caja de los proyectos, para el 2014.

Analizado el tema, el señor **Dennis Meléndez Howell** sugiere dar por recibida la presentación. Somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 03-75-2013

Dar por recibido lo expuesto por la Superintendencia de Telecomunicaciones en torno al Fondo Nacional de Telecomunicaciones.

Se retiran la señora Maryleana Méndez Jiménez y los señores Gilberth Camacho Mora y Humberto Pineda Villegas.

ARTÍCULO 4. Aprobación del acta de la sesión 74-2013.

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a conocimiento de la Junta Directiva el borrador del acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013.

De inmediato, plantea un recurso de revisión contra lo resuelto en el acuerdo 12-74-2013, oportunidad en la que se dispuso:

1. *Autorizar el cambio en la naturaleza de la plaza a Profesional 1 aprobadas mediante Acuerdo 04-58-2013 en Tecnologías de Información, a fin de que realicen funciones en la Dirección de Recursos Humanos por un plazo de tres meses.*
2. *Rige a partir del 1º de noviembre de 2013 y hasta el 31 de diciembre de 2013, siempre y cuando las citadas plazas no sean requeridas en el proyecto para el que inicialmente fueron autorizadas.*
3. *Queda entendido que al finalizar el citado plazo, se regresa a las condiciones originales de la naturaleza de las plazas.*
4. *Solicitar a la Administración que presente la modificación presupuestaria que le dé contenido a las referidas plazas, en un plazo de una semana, contada a partir de la comunicación de este acuerdo.*

Explica que lo oportuno es que el plazo del cambio temporal en la naturaleza de las plazas de Profesional 1, aprobadas como servicios especiales a la Dirección de Tecnologías de Información, mediante el acuerdo 04-58-2013, a fin de que se desempeñen en la función de Recursos Humanos, sea hasta el 31 de diciembre de 2013, como plazo máximo. Lo anterior, en virtud de que originalmente, se había estimado que el trámite de traslado temporal se iba a completar en setiembre de 2013. Además, la Dirección de Tecnologías de Información requiere contar con las plazas, a partir del 1º de enero de 2014, para iniciar el desarrollo del proyecto de Regulación Tarifaria.

Seguidamente, somete a votación el recurso de revisión planteado y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 04-75-2013

Conocer el recurso de revisión planteado por el señor Dennis Meléndez Howell, contra lo resuelto en el acuerdo 12-74-2013, del acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013, conforme a lo dispuesto en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública.

En cuanto al recurso de revisión planteado por el Regulador General

El señor **Dennis Meléndez Howell** propone modificar el acuerdo 12-74-2013, del acta de la sesión 74-2013, de manera que el plazo del cambio temporal en la naturaleza de las plazas de Profesional 1,

aprobadas como servicios especiales a la Dirección de Tecnologías de Información, mediante el acuerdo 04-58-2013, a fin de que se desempeñen en la función de Recursos Humanos, sea hasta el 31 de diciembre del 2013, como plazo máximo.

Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos:

ACUERDO 05-75-2013

Acoger el recurso de revisión planteado por el señor Dennis Meléndez Howell y, en consecuencia modificar lo resuelto en el acuerdo 12-74-2013, del acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013, para que se lea de la siguiente manera:

1. *Autorizar el cambio en la naturaleza de la plaza a Profesional 1 aprobadas mediante Acuerdo 04-58-2013 en Tecnologías de Información, a fin de que realicen funciones en la Dirección de Recursos Humanos por un plazo máximo, al 31 de diciembre de 2013.*
2. *Rige a partir del 1º de noviembre de 2013 y hasta el 31 de diciembre del 2013, siempre y cuando las citadas plazas no sean requeridas en el proyecto para el que inicialmente fueron autorizadas.*
3. *Queda entendido que al finalizar el citado plazo, se regresa a las condiciones originales de la naturaleza de las plazas.*
4. *Solicitar a la Administración que presente la modificación presupuestaria que le dé contenido a las referidas plazas, en un plazo de una semana, contada a partir*
5. *de la comunicación de este acuerdo.”*

De inmediato, la señora **Grettel López Castro** indica que de conformidad con lo establecido en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública, interpone un recurso de revisión contra lo resuelto en el acuerdo 07-74-2013 de dicha acta, en virtud de que actuó como Presidenta de la Junta Directiva cuando se conoció el recurso de apelación interpuesto por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S. A., contra la resolución RRG-071-2013.

La señora **Grettel López Castro** expresa lo siguiente:

“Luego de conversaciones con funcionarios de la IE y la DGAJR considero importante aclarar algunos puntos de lo dispuesto en el acuerdo mencionado, con el propósito de evitar alguna interpretación inconveniente respecto a lo resuelto por esta Junta Directiva.

Aclaro sin embargo que la propuesta que voy a plantear no implica separarse de las recomendaciones vertidas por la DGAJR en el dictamen 751-DGAJR-2013; sino básicamente aclarar la redacción de uno de los acuerdos tomados por esta JD en la sesión pasada.

En cuanto a la recomendación 1.a, no tengo ninguna observación.

En relación con la recomendación 1.b, el dictamen 751-DGAJR-2013 de la DGAJR recomendó a la JD lo siguiente:

“b) Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. “Podría darse libre competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador.”

Siendo que el término “libre competencia”, desde el punto de vista jurídico y económico podría tener diferentes acepciones y en este caso en particular, hay barreras de ingreso evidentes, por lo que hablar de libre competencia puede resultar lejos de la realidad. Por lo anterior, sugiero eliminar la palabra “libre”, dejando únicamente la palabra competencia.

Por otra parte, se considera necesario adicionar al final de esa recomendación lo siguiente:

“... cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.”

Lo anterior para efectos de que no se desconozca, que esa posibilidad de elección solo podría darse en el tanto las condiciones técnicas lo permitan.

Entonces, en cuanto al recurso de apelación interpuesto por ESPH contra la resolución RRG-071-2013, se sugiere acoger las recomendaciones vertidas por la DGAJR en el dictamen 751-DGAJR-2013, con los cambios expuestos, por lo que se propone modificar el acuerdo 07-74-2013”.

Seguidamente, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el recurso de revisión planteado y la Junta Directiva resuelve, por los votos afirmativos de los directores Saborío Alvarado, Sauma Fiatt Gutiérrez López y López Castro:

ACUERDO 06-75-2013

Conocer el recurso de revisión planteado por la señora Grettel López Castro, contra lo resuelto en el acuerdo 07-74-2013, del acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013, conforme a lo dispuesto en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública.

En cuanto al recurso de revisión planteado por la Reguladora General Adjunta

La señora **Grettel López Castro** manifiesta lo siguiente:

“En cuanto a la recomendación 1.a, no tengo ninguna observación.

En relación con la recomendación 1.b, el dictamen 751-DGAJR-2013 de la DGAJR recomendó a la Junta Directiva lo siguiente:

“b) Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. “Podría darse libre competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador.”

Siendo que el término “libre competencia”, desde el punto de vista jurídico y económico podría tener diferentes acepciones y en este caso en particular, hay barreras de ingreso evidentes, por lo que hablar de libre competencia puede resultar lejos de la realidad. Por lo anterior, sugiero eliminar la palabra “libre”, dejando únicamente la palabra competencia.

Por otra parte, se considera necesario adicionar al final de esa recomendación lo siguiente: “... cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.”, lo anterior para efectos de que no se desconozca, que esa posibilidad de elección solo podría darse en el tanto las condiciones técnicas lo permitan.

Entonces, en cuanto al recurso de apelación interpuesto por ESPH contra la resolución RRG-071-2013, se sugiere acoger las recomendaciones vertidas por la DGAJR en el dictamen 751-DGAJR-2013, con los cambios expuestos, por lo que se propone modificar el acuerdo 07-74-2013 en el siguiente sentido:

1. Declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación interpuesto por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia contra la resolución RRG-071-2013 únicamente en cuanto a la parte dispositiva Punto II incisos a) -sub inciso b)- y b), y en consecuencia se modifica la misma de la siguiente manera:
 - a) Eliminar el requisito de “acuerdo escrito entre la ESPH S.A., y la CNFL S.A., que autorice la prestación conjunta –en igualdad de condiciones- en el área de concesión de la última en el Cantón de Belén.” establecido en el Por Tanto II inciso a) sub inciso b).
 - b) Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. ““Podría darse competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador, cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.”
2. Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia contra la resolución RRG-071-2013.
3. Dar por agotada la vía administrativa.
4. Díctese la siguiente resolución: (...)

En la resolución se sugiere agregar un considerando II, que señale:

II. Que en relación con la recomendación 1.b, el dictamen 751-DGAJR-2013 de la DGAJR que sirve de fundamento a esta resolución, se recomendó a la JD lo siguiente: b) Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. “Podría darse libre competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador.” Esta Junta Directiva considera conveniente realizar las siguientes precisiones: Siendo que el término “libre competencia”, desde el punto de vista jurídico y económico podría tener diferentes acepciones, se considera conveniente eliminar la palabra “libre”, dejando únicamente la palabra competencia.

Por otra parte, se considera necesario adicionar al final de esa recomendación lo siguiente: “... cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.”, lo anterior para efectos de que no se desconozca, que esa posibilidad de elección solo podría darse en el tanto las condiciones técnicas lo permitan.”

Analizado el recurso de revisión planteado, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación. Los directores Saborío Alvarado, Sauma Fiatt y López Castro votan afirmativamente, mientras que el director Gutiérrez López mantiene su voto salvado, conforme a lo manifestado en el conocimiento de este recurso de apelación en la sesión 74-2013. Por su parte, el señor Meléndez Howell se abstiene de votar, ya que dictó la resolución recurrida.

Seguidamente, la Junta Directiva resuelve, por mayoría, tres votos a uno:

ACUERDO 07-75-2013

Acoger el recurso de revisión planteado por la señora Grettel López Castro y, en consecuencia, modificar lo resuelto en el acuerdo 07-74-2013, del acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013, de forma que se lea:

“ACUERDO 07-74-2013

1. *Declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación interpuesto por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia contra la resolución RRG-071-2013 únicamente en cuanto a la parte dispositiva Punto II incisos a) -sub inciso b)- y b), y en consecuencia se modifica la misma de la siguiente manera:*
 - a) *Eliminar el requisito de “acuerdo escrito entre la ESPH S.A., y la CNFL S.A., que autorice la prestación conjunta –en igualdad de condiciones- en el área de concesión de la última en el Cantón de Belén.” establecido en el Por Tanto II inciso a) sub inciso b).*
 - b) *Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. ““Podría darse competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empieza a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador, cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.”*
2. *Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia contra la resolución RRG-071-2013.*
3. *Dar por agotada la vía administrativa.*
4. *Díctese la siguiente resolución:*

RESULTANDO:

- I.** *Que el 3 de abril de 2013, mediante oficio DO.12-2013, la Municipalidad de Belén de Heredia, le solicitó la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Aresep), pronunciamiento sobre un conflicto de competencia territorial entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia Sociedad Anónima (en adelante ESPH o Empresa) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (en adelante CNFL o Compañía), con motivo de un proyecto de construcción de canalización eléctrica subterránea que está realizando la primera, a fin de prestar el servicio público de energía eléctrica en el cantón de Belén de Heredia. (Folios 2 al 12, 16 al 24)*
- II.** *Que el 4 de abril de 2013, la CNFL interpuso denuncia y solicitud de medidas cautelares contra la ESPH, con respecto al conflicto de competencia territorial por la realización de trabajos en el cantón de Belén, por parte de la empresa HVYT, para la empresa ESPH. (Folios 25 al 49)*
- III.** *Que el 4 de abril de 2013, mediante oficio UENEEYAP-146-2013-R, la ESPH presentó aclaración sobre el proyecto que energización eléctrica que está llevando a cabo para el Centro Corporativo Belén, y solicitó se resolviera el asunto. Además el 9 y el 10 de abril de 2013, mediante los oficios UENEEYAP-153-2013-C y GG-237-2013-R respectivamente,*

- solicitó que se rechazara la denuncia de la CNFL y aportó copia del oficio 1911-JD-92 (Folios 13 al 15 y 50 al 54)
- IV.** Que el 10 de abril de 2013, mediante auto de traslado, la Intendencia de Energía (en adelante IE) dio traslado a la Municipalidad de Belén, a la ESPH y a la CNFL, para que se pronunciaran sobre el conflicto territorial en cuestión. (Folios 66 al 72)
- V.** Que el 17 de abril de 2013, mediante el oficio GG-246-2013, la ESPH contestó la denuncia y solicitud de medida cautelar, interpuesta por la CNFL. (Folios 55 al 65)
- VI.** Que el 18 de abril de 2013, tanto la CNFL como la Municipalidad de Belén se pronunciaron sobre el asunto sometido a estudio. (Folios 73 al 78 y 79 al 91)
- VII.** Que el 6 de mayo de 2013, mediante el oficio 567-IE-2013/11357, la IE rindió el informe sobre éste conflicto. (Folios 92 al 101)
- VIII.** Que el 16 de mayo de 2013, mediante la resolución RRG-071-2013, el Regulador General resolvió la controversia, señalando en lo conducente: Rechazar por el fondo las medidas cautelares solicitadas por la CNFL contra la ESPH. Reiterar los criterios regulatorios con respecto a las condiciones que se tienen que dar para que la ESPH, pueda prestar el servicio público de electricidad en el cantón de Belén de Heredia y la imposibilidad jurídica que tienen los usuarios en Costa Rica para escoger el operador del servicio de electricidad. Dicha resolución fue notificada a las partes, el 17 de mayo de 2013. (Folios 128 al 140)
- IX.** Que el 20 de mayo de 2013, la ESPH, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad contra la resolución RRG-071-2013. (Folios 102 al 127)
- X.** Que el 28 de mayo de 2013, mediante el oficio 687-IE-2013/13791, la IE, se pronunció sobre el recurso de revocatoria interpuesto por ESPH contra la resolución RRG-071-2013. (Folios 141 al 149)
- XI.** Que el 26 de julio de 2013, mediante el informe 557-DGAJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR), rindió criterio jurídico sobre el mencionado recurso de revocatoria. (Folios 150 al 155)
- XII.** Que el 20 de agosto de 2013, mediante el oficio GG-651-2013, la ESPH, reiteró sus argumentos de inconformidad y solicitó la resolución de las impugnaciones interpuestas. (Folios 156 al 163)
- XIII.** Que el 28 de agosto de 2013, mediante la resolución RRG-292-2013, el Regulador General resolvió el recurso de revocatoria, indicando en lo conducente: Declarar sin lugar por el fondo tanto el recurso de revocatoria como la gestión de nulidad interpuestas por ESPH contra la resolución RRG-071-2013 y elevó a la Junta Directiva el recurso de apelación interpuesto de forma subsidiaria. (Folios 164 al 176)
- XIV.** Que el 9 de setiembre de 2013, mediante oficio 684-DGAJR-2013, la DGAJR emitió el informe establecido en el artículo 349 de la Ley 6227 sobre el recurso de apelación interpuesto. (Folios 177 al 178)
- XV.** Que el 10 de setiembre de 2013, mediante memorando 621-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la DGAJR, para su análisis, el recurso de apelación interpuesto por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013. (Folios 179)

- XVI.** *Que el 27 de setiembre de 2013, por medio de oficio 751-DGAJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió su criterio sobre el recurso de apelación interpuesto.*

CONSIDERANDO

- I.** *Que el recurso fue analizado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el oficio 751-DGAJR-2013, que sirve de sustento para la presente resolución, cual conviene extraer lo siguiente:*

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA:

a) Naturaleza del recurso:

El recurso interpuesto por ESPH contra la resolución RRG-071-2013, es el ordinario de apelación, al que le son aplicables lo establecido en los artículos del 342 al 352 de la Ley 6227.

Además, ESPH, presentó gestión de nulidad contra dicha resolución, la cual se rige por lo dispuesto en los artículos 158 al 179 de la Ley 6227.

b) Temporalidad del recurso:

La resolución que se impugna es la RRG-071-2013, la cual por su naturaleza, cuenta con un plazo para la interposición del recurso de 3 días, de conformidad con el artículo 346 de la Ley 6227. Dicha resolución fue notificada a la empresa ESPH, el viernes 17 de mayo de 2013 (folios 138 y 140). El lunes 20 de mayo de 2013 (folio 102), ESPH, interpuso vía fax, el recurso de apelación que nos ocupa. A pesar de que en la resolución impugnada se indicó que dicho plazo era de 24 horas. Lo cierto es que de conformidad con el artículo 346 de la Ley 6227, la resolución RRG-071-2013, por ser el acto final de este procedimiento, su impugnación se debe interponer dentro del plazo de 3 días, a partir del día siguiente de su notificación. Es por ello que dicho plazo vencía el 22 de mayo de 2013.

Del análisis comparativo que precede se puede concluir que el recurso de apelación fue interpuesto en tiempo.

Por último, la gestión de nulidad planteada por la ESPH fue presentada con el recurso de apelación, igualmente, el lunes 20 de mayo de 2013 (folio 102). De conformidad con el artículo 175 de la Ley 6227, el plazo para gestionar la nulidad del acto administrativo es de un año.

En consecuencia, del análisis comparativo que precede se puede concluir que la gestión de nulidad planteada por la ESPH, contra la resolución RRG-071-2013, fue interpuesta en tiempo.

c) Legitimación:

La ESPH, se encuentra legitimada para recurrir y solicitar la nulidad de la resolución RRG-071-2013, de conformidad con el artículo 275 de la Ley 6227 en relación con el artículo 10 de la Ley 7593, por ser una de la partes en este procedimiento.

d) Representación:

Consta en autos, que el señor Edgar Allan Benavides Vélchez, es apoderado general sin límite de suma de ESPH (folio 65). Por ello, se concluye que el recurso de apelación fue interpuesto por representante debidamente acreditado.

En razón de todo lo anterior, se tiene que el recurso y la gestión de nulidad son admisibles, por haber sido interpuestas en tiempo y forma.

III. ARGUMENTOS DEL RECURSO:

Los argumentos de la recurrente se pueden resumir de la siguiente manera:

1) La resolución impugnada contraviene el principio de libre competencia en perjuicio de los consumidores quienes tienen oportunidad de elegir, violentando con ello, la libertad contractual constitucionalmente protegida.

2) La resolución impugnada ratifica lo dicho en anteriores resoluciones con respecto a la competencia territorial, sin considerar las reformas legislativas sufridas por la Ley de la ESPH. No se analizó la competencia territorial de las dos prestadoras involucradas y sólo se observó la ley de la ESPH.

3) En cuanto a la competencia territorial de la ESPH, la Aresep se equivocó al establecer como requisito para que ésta pueda prestar el servicio en una determinada área, el acuerdo municipal para incorporarse a la ESPH. Pues dicha empresa tiene competencia regional (refiriéndose a la Provincia de Heredia como región autónoma) para prestar el servicio, según el artículo 2 de la Ley 7789 y las actas de discusión legislativa al aprobarse el proyecto de dicha ley. Incluso, con la adición del inciso i) al artículo 6 de la ley 7789 mediante la ley 8660, la competencia de la ESPH pasó a ser nacional, con lo cual se eliminó cualquier limitación de competencia que existiera.

4) La resolución impugnada concluye erróneamente que, si la ESPH pretende prestar servicios en un área servida por la CNFL requiere de un acuerdo entre ambas empresas que autorice la prestación conjunta. Dicho requisito no se encuentra establecido en el artículo 4 del Contrato-ley 2 en relación con la Ley de la ESPH.

5) Al no tener un monopolio ni derecho de exclusividad la CNFL, entonces, en el área en que ésta opera, se permite la libre competencia con otras empresas similares estatales o particulares. Incluso, de acuerdo con el inciso b) del artículo 10 del Contrato –Ley 2, si otra empresa estatal o particular presta el servicio que presta la CNFL en iguales o mejores condiciones, entonces ello le implica un privilegio sobre la CNFL, lo que vuelve la competencia de dicha compañía de carácter temporal. La propia CNFL al presentar el conflicto ante la Aresep, admite que la ESPH tiene mejores condiciones tarifarias.

6) La resolución que se impugna, es nula por cuanto de los artículos 28, 45 y 46 de la Constitución Política, se desprende que existe posibilidad de elegir los servicios entre distintos operadores que presten sus servicios en las mismas zonas de competencia.

IV. ANALISIS DEL RECURSO POR EL FONDO:

Son dos los aspectos en torno a los cuales giran los argumentos de inconformidad de la recurrente: la competencia territorial de ambas prestadoras, así como, la libertad de competencia.

1.- Competencia territorial de las prestadoras involucradas en el conflicto:

Tal y como consta en autos, el antecedente del presente conflicto, refiere a los alcances de la competencia territorial que tienen dos prestadoras del servicio de energía eléctrica, a saber: la ESPH y la CNFL, en Heredia, específicamente en el cantón de Belén.

Ello debido que, la CNFL acusa ante la Aresep, que la ESPH se está extralimitando en su competencia territorial, al estar realizando (mediante contratación de la empresa HVYT, Ingenieros Eléctricos y Constructores) un proyecto de construcción de canalización eléctrica subterránea en la zona de La Asunción de Belén, en un tramo que inicia en la esquina suroeste de la Firestone finalizando 600 metros al oeste hacia el Hotel Marriott, a fin de ofrecer el servicio de electricidad al Centro Corporativo Belén, Montarás del Norte.

La CNFL, considera que es la única que puede prestar el servicio público de energía eléctrica en el cantón de Belén, ello, por la concesión que le ha sido otorgada mediante el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941, modificado por la Ley 4197 y 4977. La ESPH, por su parte, defiende la posibilidad de prestar el mencionado servicio en Belén y en todo Heredia, por considerarse amparada en el artículo 4 del Contrato-ley 2 de 1941, según el cual la CNFL no tiene el monopolio de la prestación del servicio en las áreas en las que opera, así como en la Ley 5889 y 7789.

Mediante la resolución final RRG-071-2013, se resolvió el conflicto de competencia territorial mencionado, concluyéndose por parte del Regulador General, lo siguiente:

“I. Rechazar por el fondo las medidas cautelares solicitadas por la CNFL S. A., contra la ESPH S. A.

II. Reiterar los criterios regulatorios de que:

a) Para que la ESPH pueda prestar el servicio en el Cantón de Belén de la Provincia de Heredia debe existir: a) Convenio de la Municipalidad de Belén incorporándose a la ESPH S. A., para la prestación del servicio de electricidad o de acueducto y alcantarillado, adoptado por mayoría absoluta del total de los regidores propietarios y b) Acuerdo escrito entre la ESPH S. A., y la CNFL S. A., que autorice la prestación conjunta -en igualdad de condiciones- en el área de concesión de la última en el Cantón de Belén.

b) En Costa Rica los usuarios de los servicios públicos no tiene la posibilidad jurídica de escoger el operador del servicio, en razón de que las empresas públicas como el ICE, la CNFL S. A., la ESPH S. A., y JASEC tienen establecidas por ley sus áreas de concesión, por lo que únicamente por modificación de sus leyes de creación, podría cambiarse sus áreas de concesión.”

La ESPH inconforme con lo resuelto por el Regulador General, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad. Siendo que aquí, nos ocupa la resolución del recurso de apelación y de la mencionada gestión.

De los argumentos descritos en el Considerando anterior, se tiene que el 2, 3 y 4, refieren al tema de la competencia territorial, mismos a los cuales, se analizan de la siguiente manera:

Competencia territorial de la CNFL:

Mediante el Contrato-Ley conocido como Contrato Eléctrico de 1941 (ratificado mediante la Ley 2 de 1941), se creó la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, a la cual se le otorgó la concesión para la distribución de electricidad en diversos sectores de Costa Rica.

El artículo 3 del Contrato- Ley 2, concede a la CNFL el derecho de la explotación del negocio de la electricidad en distintos lugares y, en lo que interesa en la provincia de Heredia, en los distritos de San Francisco y Barreal en el cantón de Heredia; así como en los cantones de Barba, Belén, Flores, Santa Bárbara y Santo Domingo.

Si bien, a la CNFL se le estableció mediante ley, la competencia territorial dentro de la cual podría prestar el mencionado servicio; de seguido, el artículo 4 del mismo cuerpo legal, dispuso, que ello no constituía monopolio o derecho alguno de exclusividad o preferencia, dejando abierta la posibilidad de que a futuro, otros prestadores ofrecieran el servicio dentro de ese mismo territorio.

Competencia territorial de la ESPH:

Mediante la Ley 5889, se constituyó la Empresa de Servicios Públicos de Heredia con plenas facultades para prestar, entre otros, el servicio de generación de energía eléctrica.

Los artículos 1º y 7 de la Ley 5889 que disponen lo siguiente:

“Artículo 1.-Constitución, fines.

Créase la "Empresa de Servicios Públicos de Heredia", con sede en la ciudad de Heredia, con plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, evacuación e (Sic) aguas pluviales, lo mismo que generación y distribución de energía eléctrica y alumbrado público en el cantón central de Heredia, y en los cantones circunvecinos de ésta, si así lo solicitan las municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

El patrimonio de esta empresa pertenecer a las municipalidades que se adhieran a la misma, en proporción a lo aportado por cada una de ellas.”

“Artículo 7º.-Extensión de los servicios.

La "Empresa", podrá extender sus servicios a los cantones circunvecinos al central de la provincia de Heredia, y en tales casos la Empresa se hará cargo de los correspondientes activos y pasivos.”

Establecieron la competencia territorial dentro de la cual dicha Empresa podría prestar sus servicios, disponiendo que sería en el cantón de Heredia y en los cantones circunvecinos, cuando así lo soliciten las Municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

Posteriormente, con la Ley 7789, dicha competencia territorial dada mediante la Ley 5889, no fue modificada. Si bien, en el artículo 2 de la Ley 7789, se establece la posibilidad de que la ESPH establezca agencias o sucursales en toda la región de Heredia, ello no implica de ninguna manera, que entonces se haya dispuesto una nueva competencia territorial.

Es preciso recordar que el artículo 34 de la Ley 7789, estipula que la derogatoria de la Ley 5889, se daría en lo que se oponga a la ley 7789. A contrario sensu, lo que no contraría a dicha ley quedará incólume y deberá ser analizado en complemento de ésta.

Lo anterior quiere decir que, si en los artículos 1º y 7 de la Ley 5889, se dispuso que la ESPH podía prestar sus servicios en cantones circunvecinos al cantón de Heredia, y éste no fue modificado por la Ley 7789; entonces el artículo 2 de la Ley 7789, debe ser leído en relación con éste, de forma tal, que se entienda que la ESPH podrá establecer agencias o sucursales en toda la región de Heredia, incluso, se podría pensar que el establecer una agencia o sucursal en una zona donde no presta el servicio, podría obedecer a una cuestión de conveniencia tal y como lo indica el mismo artículo.

Interrelación entre la competencia territorial de la CNFL y la ESPH:

Como puede observarse, tanto la CNFL como la ESPH, tienen su competencia territorial plenamente establecida, no obstante, de la normativa que regula cada una de ellas (Contrato-Ley 2 para la CNFL y Leyes 5589 y 7789 para la ESPH), se desprende la posibilidad de que en los cantones de Heredia donde opera la CNFL, también pueda operar la ESPH. Por un lado, el artículo 4 del Contrato-Ley 2, establece la posibilidad de que la competencia territorial establecida para la CNFL, sea compartida con otras prestadoras, y por otro lado, los artículos 1º y 7 de la Ley 5889, señalan que la ESPH, tiene la posibilidad de prestar el servicio en otros cantones, además del de Heredia, en tanto, la Municipalidad respectiva lo requiera y no haya una institución pública prestándole el servicio público.

Tratándose específicamente, de la posibilidad que tiene la ESPH de prestar sus servicios en otros cantones circunvecinos al cantón de Heredia, es necesario tomar en cuenta que, dicha opción no le fue dada sin el previo cumplimiento de una serie de requisitos.

Primeramente, es necesario observar la implicación de lo establecido en el artículo 1º de la Ley 5889, cuando señala que las Municipalidades de los cantones circunvecinos deberán solicitarle a la ESPH la prestación de sus servicios.

De una lectura detallada e integral de esa misma Ley 5889, específicamente de los artículos 10 y 15 que disponen lo siguiente:

“Artículo 10.-Derechos de otras municipalidades no adheridas.

Mientras las municipalidades de los cantones circunvecinos del cantón central de la provincia de Heredia, no hayan traspasado sus servicios a la "Empresa", conservarán las concesiones y derechos adquiridos sobre los servicios mencionados que continúen prestando.”

“Artículo 15.-Participación de las municipalidades adheridas.

Los regidores propietarios de las municipalidades que hayan traspasado a la "Empresa" los servicios a que se refiere el artículo primero, podrán asistir a las sesiones de la Junta Directiva de la misma con voz pero sin voto.”

Se entiende que, el hecho de que una Municipalidad le solicite a la ESPH la prestación de sus servicios, implica la adhesión de la Municipalidad a la Empresa, es decir, el traspaso de sus servicios a la Empresa para que sea ésta la que los preste al cantón. Lo anterior debe relacionarse con lo dispuesto en la Ley 7789, cuando se refiera a las municipalidades incorporadas o corporaciones municipales.

Ahora bien, teniendo claro que el artículo 1º de la Ley 5889, implica que para que la ESPH pueda prestar sus servicios en determinado cantón de Heredia, la respectiva Municipalidad debe incorporarse a la Empresa y traspasarle sus servicios, es claro que, entonces, debe existir algún procedimiento o al menos, cumplimiento de algunos requisitos, para entender que la Municipalidad efectivamente se ha incorporado a la Empresa y ésta tiene competencia para operar en el cantón.

Previo a la entrada en vigencia de la Ley 7789 (cuando estaba vigente en su totalidad la Ley 5889), no se había establecido el cumplimiento de ningún requisito específico para que la ESPH pudiera prestar sus servicios en algún cantón de Heredia, pero una vez que entró en vigencia la Ley 7789, la situación cambió, pues el artículo 4 de dicha Ley, establece una serie de requisitos a cumplir por parte de las Municipalidades para que la ESPH pueda entrar a prestar sus servicios.

Dicho artículo 4 dispone:

“Artículo 4.- Las corporaciones municipales de la región de Heredia, que al entrar en vigencia esta ley no se hayan incorporado a la Empresa, podrán permanecer en esa condición y guardarán las competencias que hasta ese momento ejerzan en la prestación de los servicios públicos a su cargo.

La incorporación a la Empresa es totalmente voluntaria y tanto el acuerdo que autorice iniciar los trámites de negociación y el avalúo como el acuerdo municipal definitivo que ratifique la incorporación, deberán adoptarse por mayoría absoluta del total de los regidores propietarios de la municipalidad respectiva.”

Como puede observarse, el proceso de incorporación de una Municipalidad a la ESPH, implica la existencia de un acuerdo que autorice iniciar los trámites de negociación y el avalúo, así como, el acuerdo municipal definitivo mediante el cual se ratifique la incorporación de la Municipalidad a la Empresa. Dicho acuerdo de ratificación debe haber sido adoptado por mayoría absoluta del total de los regidores propietarios de la Municipalidad.

Aunado a los anteriores requisitos, el artículo 5 de la Ley 7789, establece otro requisito, referente a la necesidad de que exista un convenio entre la Municipalidad incorporada y la ESPH, mediante el cual se acuerde la prestación del (os) servicio (s). Con la entrada en vigencia de la Ley 7789 y hasta la fecha, surge la necesidad de que la Municipalidad solicitante cumpla con tales requisitos.

El mencionado artículo 5 establece de forma literal lo siguiente:

*“Artículo 5.- La Empresa gozará de plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario y evacuación de aguas pluviales; así como para la generación, distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público, **en convenio con las municipalidades de la provincia de Heredia incorporadas, dentro de la jurisdicción de estas.***

(...)” El resaltado no pertenece al original.

Todo lo anterior es conforme con la normativa analizada y con la jurisprudencia administrativa transcrita en la resolución RRG-071-2013. Tomando como base lo dicho anteriormente, es preciso analizar de forma puntual los argumentos que expone la ESPH contra la resolución RRG-071-2013.

Con respecto al argumento 2 indicado en el Considerando III de esta resolución:

Considera la recurrente que la resolución impugnada, no consideró toda la normativa y sus reformas, aplicables al caso que nos ocupa, así como, que no analizó la competencia territorial de ambas prestadoras involucradas.

Al respecto, debe indicarse que no lleva razón la recurrente, debido a que, de la resolución impugnada, se desprende un análisis completo y detallado de todos los cuerpos legales y sus reformas, aplicables al asunto que nos ocupa.

Tanto la jurisprudencia administrativa transcrita en el punto a) del Considerando III de la mencionada resolución, como el análisis de fondo efectuado en el punto b) del mismo Considerando, denotan un estudio de la competencia territorial de ambas prestadoras con base en la normativa que regula cada una de ellas. Incluso se observa, un análisis de relación entre la normativa de una prestadora con la normativa de la otra prestadora. Ello fue lo que permitió las conclusiones a las que finalmente se arribaron.

Con respecto al argumento 3 indicado en el Considerando III de esta resolución:

La recurrente alega que la resolución impugnada, confunde el procedimiento de incorporación de las Municipalidades a la ESPH pues lo relaciona con la competencia territorial que ésta tiene para prestar sus servicios en distintas regiones de Heredia.

Considera la recurrente que, dicho proceso de incorporación no puede limitar la competencia territorial ni prestacional de la Empresa, pues los requisitos de incorporación son exclusivamente para esos efectos de asociación a la Empresa. Por dicho motivo, señala que la posibilidad de brindar el servicio en determinada área, no puede depender del cumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 4 y 5 de la Ley 7789.

Con respecto a dicho argumento, debe indicarse que no lleva razón, debido a que en la resolución impugnada no se observa ningún “conflicto interpretativo” de la normativa. Como se analizó anteriormente, si bien, la ESPH puede brindar sus servicios en otros cantones circunvecinos al cantón de Heredia, lo cierto del caso es que para poder iniciar la prestación, la Municipalidad beneficiada debe haber cumplido todos los requisitos de incorporación establecidos en los artículos 4 y 5 de la Ley 7789.

No se puede ver de forma aislada o independiente, el cumplimiento de los requisitos de incorporación de las Municipalidades con la posibilidad de prestar los servicios en determinado cantón, pues una cosa lleva a la otra, de forma que, es indispensable el cumplimiento previo de todos los requisitos legalmente establecidos para que la ESPH pueda gozar de las facultades establecidas en las Leyes 5889 y 7789.

En ese sentido, tampoco podría pensarse que la dispensa del cumplimiento de esos requisitos, es la supuesta competencia regional de la ESPH. Primeramente se debe recordar que, sí es necesario cumplir previamente con esos, y en segundo lugar, el hecho de que las leyes 5889 y

7789, le den a la ESPH la posibilidad de ingresar a prestar sus servicios en los cantones circunvecinos de Heredia, no implica que dicha Empresa tenga competencia regional.

La ESPH tendrá competencia en determinado cantón únicamente cuando se hayan cumplido con los requisitos establecidos, antes de ello, simplemente tiene una expectativa legal. Observemos que no es lo mismo, tener una posibilidad de tener competencia territorial en determinado cantón, que efectivamente poder ejercer esa competencia territorial, pues la primera se tiene por el simple reparo de la norma, mientras que la segunda se tiene una vez cumplidos los requisitos, estando plenamente facultada para ello.

Si la Municipalidad de un determinado cantón y la ESPH, no han cumplido con esos requisitos legales, entonces, no se puede considerar que la Empresa pueda hacer un ejercicio efectivo de esa competencia territorial que la normativa le permite.

Al respecto valga aclararle a la recurrente, que el artículo 2 de la Ley 7789 no es el sustento legal de esa posible competencia territorial, sino que lo son los artículos 1º y 7 de la Ley 5889 (mismos que al día de hoy se encuentran vigentes por no contravenir lo dispuesto en la Ley 7789); por el contrario, del artículo 2 de la Ley 7789 es complementario a estos y así debe analizarse.

Incluso, con mucho menos razón, se podría pensar en una competencia nacional o internacional de la ESPH, como ésta indica en su recurso, al amparo de la inclusión del inciso i) al artículo 6 de la Ley 7789, mediante la Ley 8660.

Observemos en detalle lo que establece ese inciso.

“[...]

i) Vender en el mercado nacional e internacional, directa o indirectamente, servicios de asesoramiento, consultoría, capacitación y cualquier otro producto afín a sus competencias; lo anterior, siempre y cuando no impida el cumplimiento oportuno de los objetivos institucionales.”

Primeramente, nótese que el referido inciso hace referencia a “productos” y no a “servicios”; cuando hablamos de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica no se está haciendo referencia a un producto, sino más bien, a la prestación de un servicio públicos, conforme el artículo 5 inciso a) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593).

En segundo lugar, obsérvese la naturaleza privada de los productos a los que hace referencia el inciso (asesoramiento, capacitación y consultoría, entre otros), no se podría pensar en mezclarlos con la prestación de servicios públicos, como lo es el suministro de energía eléctrica, que en todo caso ya se encuentran plenamente regulados.

En tercer lugar, la adición del referido inciso, debe entenderse en el contexto del sector que regula la Ley 8660, es decir, el de las telecomunicaciones, no el de la energía eléctrica, sea en su distribución, generación etc. Tal y como la misma Procuraduría General de la República lo analizó en el Dictamen C-045-2012 del 20 de febrero de 2012 ante una consulta efectuada por la propia ESPH.

Por lo anterior, este órgano de alzada no podría considerar que con sustento en el mencionado inciso, la competencia de la ESPH sea nacional o incluso internacional, cuando se trata del suministro de energía eléctrica.

La competencia territorial de la ESPH, en los términos establecidos por las Leyes 5889 y 7789, permanece incólume, y por las razones expuestas, no se puede pensar que ésta ha pasado a ser nacional o internacional, cuando incluso el ejercicio de su competencia regional, se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos por disposición expresa de las mismas normas.

Por lo dicho, la inclusión del inciso i) al artículo 6 de la Ley 7789 por parte de la Ley 8660, no viene a derogar lo establecido en las leyes 5889 y 7789, mismas que en todo caso, son normativas especiales sobre energía eléctrica.

Con respecto al argumento 4 indicado en el Considerando III de esta resolución:

La recurrente argumenta que la resolución impugnada, concluye de forma errónea que, si la ESPH pretende prestar servicios en un área servida por la CNFL requiere de un acuerdo entre ambas empresas que autorice la prestación conjunta. Dicho requisito no se encuentra establecido en el artículo 4 del Contrato-ley 2 en relación con la Ley de la ESPH.

Respecto a dicho argumento, considera este órgano asesor que la recurrente lleva razón, en virtud de que se concuerda con la falta de sustento jurídico para dicho requisito establecido en la resolución impugnada.

En la resolución RRG-071-2013, se señala como uno de los requisitos a cumplir, a fin de que la ESPH pueda prestar sus servicios en un área servida por la CNFL, la suscripción de un acuerdo entre ambas prestadoras, no obstante, tanto de dicha resolución como de la normativa atinente, se desprende la inexistencia de disposición normativa expresa al respecto, motivo por el cual, la resolución debe ser revocada respecto a la disposición de ese requisito específico.

2.- Respecto a la libre competencia entre las prestadoras en conflicto:

La libertad de comercio o libre competencia, se encuentra tutelada como un derecho fundamental en el artículo 46 de nuestra Constitución Política, ello a fin de fomentar el desarrollo económico individual de los sujetos de derecho público o privado que participan en la economía de Costa Rica.

No obstante lo anterior, ese derecho fundamental como otros, si bien, no debe ser condicionado en cuanto a su ejercicio, sí está sujeto a límites explícitos o no.

En palabras de José Luis Cea, estos derechos se tratan "de atributos que jamás tienen alcance absoluto, pues si lo poseyeran se convertirían en prerrogativas típicas de un déspota que obra, con rasgos ilícitos o abusivos". Cea (2002), p. 58 citado por Tórtora Arevena, Hugo. "Las Limitaciones a los Derechos Fundamentales". Revista Estudios Constitucionales, Año 8, N° 2, 2010, pp. 167 - 200. Es por ello, que el ejercicio de los derechos fundamentales se encuentra restringido por determinadas exigencias propias de la vida en sociedad.

Los derechos fundamentales no son absolutos ni ilimitados, sino que efectivamente se encuentran sometidos a una serie de restricciones o limitaciones que provocan que su titular no pueda ejercer válidamente una determinada prerrogativa en ciertas circunstancias.

Dichas limitaciones, las podemos encontrar clasificadas de acuerdo con diferentes criterios, no obstante, la que interesa al caso concreto, es la clasificación según el origen de la limitación, dentro de la cual encontramos: 1.- las que nacen del respeto por el derecho de las demás personas, 2.- las de origen material y, 3.- las de origen positivo; de forma tal, que las dos primeras se entienden implícitamente insertas en cada derecho, mientras que las últimas están expresamente consideradas en el ordenamiento jurídico.

Por el interés que conlleva, valga referirse únicamente a las limitaciones de origen positivo, que son las más habituales, las cuales para ser invocadas basta con citar algún precepto constitucional o legal para poder acudir a ellas.

Ciertamente, el ejercicio de la libre competencia es un derecho fundamental, constitucionalmente protegido, no obstante, el ejercicio de éste, específicamente en el mercado eléctrico por parte de ciertos prestadores del servicio público (en el caso que nos ocupa, la CNFL y la ESPH), se encuentra limitado por el ordenamiento jurídico, ello por razones de regulación económica y conveniencia.

Al definirse en la normativa correspondiente, una competencia territorial dentro de la cual puede actuar una u otra prestadora, se está limitando el ejercicio de la libre competencia entre ellas, pues se está disponiendo un espacio geográfico en el que cada una ofrecerá sus servicios, sin que la otra pueda intervenir.

Así se tiene que, conforme a lo expuesto párrafos atrás, en principio, la CNFL tiene establecido mediante ley, los lugares donde puede y debe ofrecer sus servicios, e igualmente, en el caso de la ESPH.

Como también se explicó, las localidades donde opera la CNFL, pueden entrar a formar parte de la competencia territorial de la ESPH, previo cumplimiento de ciertos requisitos.

No obstante, hasta que la Empresa cumpla esos requisitos, la competencia o libre comercio en esas localidades donde opera la CNFL, es limitada, al ser esta última, la única que podría prestar el servicio.

En ese caso específico que se expone, los usuarios del servicio, no tendrían la posibilidad de escoger quien les presta el servicio pues únicamente contarían con la opción de la CNFL. Así lo expone de forma clara la resolución impugnada, al indicar que, en tesis de principio, los usuarios de los servicios públicos en Costa Rica no tienen la posibilidad jurídica de escoger al operador que les ofrece determinado servicio, citando algunos ejemplos como es el caso de los usuarios del ICE.

Tratándose de la CNFL y de la ESPH, que son las prestadoras en conflicto, puede ocurrir una particularidad importante en lo que refiere al ejercicio de la libre competencia entre ellas.

En aquellas localidades de Heredia, donde solo opera la ESPH, no existe una libre competencia, pues solo dicha Empresa ofrece el servicio, y sus usuarios no pueden elegir al operador; en aquellas localidades de Heredia, donde solo opera la CNFL (porque la Municipalidad respectiva no se ha incorporado a la ESPH), igualmente, no existe libre competencia, pues solo la Compañía puede ofrecer el servicio y los usuarios tampoco pueden elegir.

Pero en aquellas localidades donde opera la CNFL y la ESPH también entra a operar (una vez cumplidos los requisitos), la libre competencia entre ellas, se ve liberada de las restricciones anteriormente impuestas, pues por disposición de ley, se está permitiendo que la Empresa entre a competir en un área donde también opera la Compañía.

Única y exclusivamente bajo este supuesto, puede darse la libre competencia entre ambas prestadoras, pero aun así, observando que esa libre competencia, puede darse sólo entre esas dos prestadoras específicamente, con la condición de que se trate de un cantón de Heredia en el que por Ley opere la CNFL y la ESPH haya entrado a competir previo cumplimiento de los requisitos.

Recuérdese que, como la ESPH tiene circunscrita por ley, su competencia territorial a la provincia de Heredia, esa libre competencia podría presentarse únicamente en cantones de esa provincia, sin que pueda sobrepasar ese territorio, y sin que pueda evadir el cumplimiento previo de los requisitos, con cada una de las municipalidades interesadas en recibir sus servicios.

De los argumentos descritos en el Considerando III de esta resolución, se desprende que el 1, 5 y 6, refieren al tema de la libre competencia, mismos que se analizan de la siguiente forma:

Con respecto al argumento 1 indicado en el Considerando III de esta resolución:

La recurrente considera que lo dispuesto en la resolución impugnada, inhibe el ejercicio de la libre competencia, en perjuicio de los consumidores, quienes deberían tener la posibilidad de elegir y de pactar contractualmente de forma libre.

*Considera este órgano asesor que, conforme a lo antes explicado, la recurrente lleva razón, **únicamente** tratándose del supuesto específico, en el cual la ESPH entre a operar en un cantón de Heredia en el cual ya opere la CNFL, en cuyo caso, como se dijo, se daría la libre competencia entre ambas operadoras siempre y cuando se haya cumplido previamente con los requisitos establecidos en los artículos 4 y 5 de la Ley 7789. Con respecto a cualquier otro de los supuestos antes señalados y en el caso conocido en este expediente, la recurrente no lleva razón respecto a la alegada libre competencia.*

Con respecto al argumento 5 indicado en el Considerando III de esta resolución:

Expone la recurrente, que al no tener un monopolio ni derecho de exclusividad la CNFL, entonces, en el área en que ésta opera, se permite la libre competencia con otras empresas similares estatales o particulares. Incluso, de acuerdo con el inciso b) del artículo 10 del Contrato –Ley 2, si otra empresa estatal o particular presta el servicio que presta la CNFL en iguales o mejores condiciones, entonces ello le implica un privilegio sobre la CNFL, lo que vuelve la competencia de dicha compañía de carácter temporal. La propia CNFL al presentar el conflicto ante la Aresep, admite que la ESPH tiene mejores condiciones tarifarias.

Respecto al argumento sobre la ausencia de monopolio o derecho de exclusividad en beneficio de la CNFL en aquellas áreas donde opera; se señala que conforme a lo expuesto párrafos atrás, la recurrente lleva razón por cuanto se ha explicado que efectivamente la ESPH puede entrar a operar en aquellos cantones de Heredia donde opera la CNFL, una vez cumplidos los requisitos establecidos en el ordenamiento jurídico.

En cuanto a la supuesta competencia temporal de la CNFL, a raíz de lo dispuesto en el inciso b) del artículo 10 del Contrato –Ley 2, se dispone que la recurrente no lleva razón, por cuanto del mencionado artículo no se desprende ni se puede interpretar que la competencia de la CNFL sea temporal hasta tanto otra empresa particular o el Estado llegue a prestar el servicio en iguales o mejores condiciones.

Debe entenderse que dicho inciso, simplemente fortalece lo analizado con respecto al único caso en el que se podría dar una libre competencia entre ambas empresas. Es decir, que si otra empresa o el Estado llegan a prestar el servicio en la misma zona que opera la CNFL, e igualan o mejoran las condiciones, entonces la Compañía podría continuar prestando el servicio, y los consumidores podrían elegir entre las opciones, la que más le convenga.

No podría entenderse que la competencia territorial que se le asigna a la CNFL, se le otorgue y luego se le quite, en el mismo Contrato-Ley 2. La competencia dada a la CNFL es definitiva y de ejercicio continuo, hasta que legalmente se disponga otra cosa, incluso aunque prestadores como la ESPH lleguen a operar en la misma zona.

Con respecto al argumento 6 indicado en el Considerando III de esta resolución:

Como último argumento, la recurrente expone que la resolución que se impugna, es nula por cuanto de los artículos 28, 45 y 46 de la Constitución Política, se desprende que existe posibilidad de elegir los servicios entre distintos operadores que presten sus servicios en las mismas zonas de competencia.

Al respecto se reitera que, este órgano asesor considera que, conforme a lo antes explicado sobre el ejercicio de la libre competencia, la recurrente lleva razón, únicamente tratándose del supuesto específico, en el cual la ESPH entre a operar en un cantón de Heredia en el cual ya opere la CNFL, en cuyo caso, como se dijo, se daría la libre competencia entre ambas operadoras –previo cumplimiento de los requisitos legales establecidos en las Leyes 5889 y 7789-. Con respecto a cualquier otro de los supuestos antes señalados, la recurrente no lleva razón respecto a la alegada libre competencia.

V. SOBRE LA GESTIÓN DE NULIDAD INTERPUESTA:

Se observa que la ESPH indicó en el título de su escrito de impugnación, que además del recurso de revocatoria con apelación en subsidio, también presentó una gestión de nulidad.

Si bien, la ESPH indicó que alegaba la nulidad, lo cierto del caso, es que en el desarrollo del documento, ésta no especificó los argumentos que fundamentan dicha gestión, separándolos de los fundamentos de la impugnación; por dicho motivo, los alegatos esgrimidos por ésta, han sido tomados como sustento, tanto de la nulidad, como del recurso de apelación, que es el que conoce éste órgano asesor.

Por último, en cuanto a la nulidad alegada por la recurrente, se tiene que la resolución RRG-071-2013, no es un acto administrativo nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227, ya que:

La resolución RRG-071-2013 fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General (artículos 129 y 180, sujeto).

Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)

De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 10 de la Ley 7593, procedimiento)

Contiene un motivo legítimo y existente el cual se sustentó en la denuncia presentada por la CNFL. (Artículo 133, motivo)

Se establecieron en su parte considerativa las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente. (Artículos 131, fin y 132, contenido)

Por ello se concluye que la resolución RRG-071-2013 es un acto válido conforme lo establecido en el artículo 128 de la Ley 6227.

VI. CONCLUSIONES:

- 1. El recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuesto por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013, son admisibles por la forma.*
- 2. A fin de que la ESPH pueda ofrecer sus servicios en el Cantón de Belén donde opera la CNFL, dicha Empresa debe cumplir previamente con los requisitos establecidos en los artículos 4 y 5 de las Leyes 7789.*
- 3. El requisito establecido en la resolución RRG-071-2013, referente a un acuerdo entre la ESPH y la CNFL para que la primera pueda prestar sus servicios en el cantón de Belén de Heredia de forma conjunta con la segunda, no es un requisito que cuenta con un sustento legal expreso, por lo tanto, el mismo no puede serle exigido. En consecuencia la resolución impugnada debe ser revocada únicamente en cuanto a la eliminación de dicho requisito.*
- 4. En el caso concreto sometido a estudio en este expediente, no se está ante una situación de libre competencia entre la ESPH y la CNFL. La libre competencia podría darse, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opere la CNFL, en cuyo caso, los usuarios podrían elegir al operador. En el caso en estudio, el usuario no tiene libertad de elegir a su operador. En razón de ello, la resolución impugnada debe ser adicionada únicamente en el inciso b) del Por Tanto II.*
- 5. El recurso de apelación interpuestos por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013 deben ser declarado parcialmente con lugar, procediendo a modificar la resolución impugnada en lo antes indicado.*
- 6. La resolución RRG-071-2013 es un acto administrativo válido puesto que no se observan vicios de nulidad en el mismo.*

(...) ”

- II.** *Que en relación con la recomendación 1.b, el dictamen 751-DGAJR-2013 de la DGAJR que sirve de fundamento a esta resolución, se recomendó a la JD lo siguiente: b) Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. “Podría darse libre competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador.” Esta Junta Directiva considera conveniente realizar las siguientes precisiones: Siendo que el término “libre competencia”, desde el punto de vista jurídico y económico podría tener diferentes acepciones, se considera conveniente eliminar la palabra “libre”, dejando*

únicamente la palabra competencia. Por otra parte, se considera necesario adicionar al final de esa recomendación lo siguiente: "... cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente.", lo anterior para efectos de que no se desconozca, que esa posibilidad de elección solo podría darse en el tanto las condiciones técnicas lo permitan.

- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación únicamente en cuanto a: Eliminar el requisito establecido en el Por Tanto II inciso a) sub inciso b), adicionar el inciso b) del mismo Por Tanto II, y rechazar la gestión de nulidad interpuestos por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013, tal y como se dispone:
- IV.** Que en sesión ordinaria 75-2013 del 24 de octubre de 2013, cuya acta fue ratificada el 31 del mismo mes y año; en razón de conocerse recurso de revisión contra el acuerdo 07-74-2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 751-DGAJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en los artículo 342, 343, 345, 346 y 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227)

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I.** Declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación interpuesto por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013 únicamente en cuanto a la parte dispositiva Punto II incisos a) - sub inciso b)- y b), y en consecuencia se modifica la misma de la siguiente manera:
- a)** Eliminar el requisito de "acuerdo escrito entre la ESPH S.A., y la CNFL S.A., que autorice la prestación conjunta –en igualdad de condiciones- en el área de concesión de la última en el Cantón de Belén." establecido en el Por Tanto II inciso a) sub inciso b).
- b)** Adicionar al Por Tanto II inciso b), lo siguiente. "Podría darse competencia entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, cuando la primera empiece a operar (previo cumplimiento de los requisitos legalmente establecidos) en una zona donde ya opera la Compañía, en cuyo caso, los usuarios pueden elegir al operador, cuando las condiciones técnicas lo permitan y de acuerdo con la normativa vigente."
- II.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por la ESPH contra la resolución RRG-071-2013.
- III.** Dar por agotada la vía administrativa.

NOTIFÍQUESE.

**VOTO SALVADO
DEL DIRECTOR EDGAR LÓPEZ GUTIÉRREZ**

“Respetuosamente, discrepo del criterio de mis compañeros en este asunto, y estimo que procede declarar con lugar el recurso de apelación interpuesto por ESPH y en consecuencia debe de revocarse la resolución RRG-071-2013. Sustento mi voto contrario al acuerdo adoptado, en las siguientes consideraciones:

- *Es evidente y definitivo que no existe base legal para considerar que se da un derecho de exclusividad o preferencia a favor de la CNFL en la prestación del servicio de electricidad (artículo 4º del Contrato Ley 2).*
- *Interpreto, al amparo del artículo 10 de la Ley General de la Administración Pública, que la ESPH tiene la competencia legal para prestar los servicios de generación eléctrica en cantones circunvecinos al central de la provincia de Heredia si así se le solicita.*
- *Interpreto que el proceso de incorporación de una Municipalidad a la ESPH sujeto a la existencia de un acuerdo Municipal es requerido cuando se traslade un servicio prestado por la Municipalidad respectiva a la ESPH, es en tal caso que se requiere el voto calificado de los Regidores de la respectiva Municipalidad, ello tiene explicación lógica por cuanto se requiere un procedimiento de avalúo de activos y una obligación de asociación, con su correspondiente aporte patrimonial, de tal forma que una asociación que es voluntaria se convierte en obligatoria, aun cuando no exista un traslado en la prestación del servicio de una Municipalidad a la ESPH. En ese sentido, interpreto que el procedimiento de incorporación de una Municipalidad a la ESPH es necesariamente aplicable cuando se trata del traslado de la prestación de un servicio de parte de la Municipalidad a la ESPH.*
- *En el presente caso en el que la Municipalidad de Belén, no es la que presta en su jurisdicción el servicio eléctrico, y tampoco tiene el interés de incorporarse al patrimonio de la ESPH no debe de en tales circunstancias limitarse las competencias legales de la ESPH. Reitero que los requisitos de incorporación son propios y exclusivos en tratándose de asociación a la empresa y de traslado de un servicio de parte de la Municipalidad interesada hacia la ESPH.*
- *Concuero con el voto de mayoría, en cuanto al hecho de que no existe sustento jurídico para exigir un convenio previo entre la CNFL y la ESPH”.*

Se retiran el señor Álvaro Barrantes y la señora Marta Leiva Vega.

Asimismo, a partir de este momento, se reincorpora a la sesión el Regulador General, en consecuencia, continúa presidiendo. Asimismo, ingresa la señora Carol Solano Durán, Directora de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.”

En cuanto a la aprobación del acta de la sesión 75-2013

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 08-75-2013

Aprobar el acta de la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

ARTÍCULO 5. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que en relación con el tema de salarios que se discutió la semana anterior, desea reiterar la petición de un dictamen en el cual se le informe a la Junta Directiva, cuáles son los acuerdos vigentes en materia de salario global. Manifiesta su interés en conocer cuáles son las implicaciones del dictamen de la Procuraduría General de la República, sobre los aumentos por inflación para atrás y cuáles son las recomendaciones de formulación de la política salarial, para lo cual solicita se establezca una fecha.

Por otra parte, considera se le debe solicitar explícitamente a la Administración, esperando el apoyo de los directores Saborío y Gutiérrez, que no se realice ninguna fijación salarial, sin que estén totalmente claras las reglas y cómo se va a modificar, ya que no se pueden hacer ajustes, porque aún la política no está clara.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que había enviado un correo a los directores y a la señora Carol Solano Durán, consultando acerca de cuándo se vuelve vinculante para la ARESEP, el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República. En su criterio, es crucial ese aspecto para definir si hay un efecto retroactivo y, en ese sentido, se necesita una definición oficial de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y qué sucede antes de que ese tema sea vinculante. En su criterio, hay dos fechas que son importantes dilucidar y que indican cómo se debe proceder.

Seguidamente se suscitan comentarios en torno al pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, entre los cuales la señora **Carol Solano Durán** manifiesta que, lo que señala el pronunciamiento es que como hay que ajustar los salarios al mercado, según dispone la Ley 7593, si fuera necesario habría que modificar el Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS), en cuanto a las fechas de los ajustes salariales para garantizar que cuenten con las referencias de mercado disponibles para hacer los ajustes. Además, existe una política salarial y un Reglamento vigente, donde establece que los ajustes se realizarán semestralmente.

Añade, que la política salarial establece que se aplica el IPC o la mitad de éste sobre la base de la encuesta del II semestre del año anterior, lo cual entró a regir para el segundo semestre desde el 1º de julio de 2013. Apunta que existía un acuerdo desde el 2009, que indica que esos ajustes se hacían de oficio por parte del Gerente General. Agrega que, al día de hoy, eso no se ha aplicado y desconoce las razones, pero es independiente de este pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, que estaría en vigencia a partir de su recibo, esto es, el 17 de octubre de 2013.

A esa fecha, ya debería estar aplicado el ajuste del segundo semestre. Si no se ha materializado, es por un problema de la Administración, pero igual hay que reconocer el retroactivo con base en las reglas vigentes. La aplicación del dictamen de la Procuraduría General de la República sería a partir del primer semestre del 2014, lo que implicaría una modificación a la política para el próximo semestre.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que entonces cubre todo el semestre, y el tema de la incompatibilidad se debe resolver en el Reglamento Autónomo de Servicio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS), así como en la política, antes del 1º de enero de 2014.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que, sin embargo, hay un tema que se relaciona con la aplicación de la encuesta, pues se señala que se aplica la del segundo semestre. En su criterio, el asunto es si al 1º de enero del 2013 se va a aplicar la encuesta del segundo semestre del 2012 o si al 1º de enero del 2014 la del segundo semestre del 2013. Desde su punto de vista, estos son los aspectos que deben estar totalmente claros.

La señora **Carol Solano Durán** señala que a raíz de los requerimientos del director Pablo Sauma Fiatt, indicados en la sesión anterior, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria remitió lo que correspondía. Aclara que, en cuanto al análisis del pronunciamiento de la Procuraduría General de la República y los alcances respecto a la política que, como Dirección tendrían que inhibirse, porque la mayoría de los funcionarios, excepto la secretaria, están con el régimen de salario global y ya existe un dictamen de esta Dirección en ese sentido.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** expresa que en todas las instituciones públicas, sea cuál sea el régimen de salario, las direcciones jurídicas, los departamentos de recursos humanos, son los que apoyan a la Junta Directiva en la toma de decisiones. Así es en la Caja Costarricense de Seguro Social, en el Instituto Costarricense de Electricidad, entre otras instituciones. Ninguna institución pública contrata asesorías externas que le resuelvan los asuntos por inhibición. No entiende de dónde surge esta situación.

La señora **Carol Solano Durán** señala que así lo establece la Ley General de la Administración Pública, el deber de abstención de los funcionarios públicos, cuando se compromete su imparcialidad, porque se tiene un interés directo en esa política salarial y en la aplicación de ese dictamen, ya que les favorece.

Asimismo, señala que existen dictámenes de la Procuraduría y la Contraloría General de la República, inclusive hay un dictamen que le trasladó al Regulador General, justamente cuando se le solicitó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria ese criterio que se llevó a consulta sobre la aplicación del costo de vida a la Procuraduría General de la República. La Dirección emitió un dictamen con esa justificación y por eso fue que se contrató a un consultor externo.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** apunta que ese es otro tema que desea manifestar, ya que no entiende cómo un abogado externo presentó una consulta ante la Procuraduría General de la República, sin haber conocido previamente la opinión de la Junta Directiva sobre la misma.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que el consultor asistió a la Junta Directiva, hizo la exposición y se discutió todo el tema.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** consulta cuál consultor realizó la exposición, a lo que el señor **Dennis Meléndez Howell** indica que fue a BDS Consultores, el señor **Sauma Fiatt** indica que ese consultor expuso sobre la política salarial, no sobre la consulta a la Procuraduría General de la República.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que se suponía que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, era quien presentaría la consulta a la Procuraduría General de la República y no, que se contrataría un tercero, porque no le parece que sean terceros sin pedir las opiniones de la Junta Directiva.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que envió la consulta. Incluso, la Junta Directiva en determinado momento le consultó acerca del resultado de la misma. En esa oportunidad, fue cuando se presentó ante la Procuraduría General de la República, con base en el dictamen de la firma BDS Consultores.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que a raíz de esta situación, surge una serie de implicaciones que, lamentablemente, van en detrimento de los trabajadores.

La señora **Grettel López Castro** se refiere a la solicitud verbal del directivo Sauma Fiatt realizada en la sesión 74-2013, celebrada el 17 de octubre de 2013. Indica que, ese mismo día, se les solicitó a las diferentes instancias lo siguiente:

1. *Se les prepare y oficialice un informe sobre los acuerdos, reglamentos o dictámenes jurídicos que estén vigentes a la fecha para el régimen de salario global.*
2. *Se les prepare y oficialice un informe que contenga el detalle de los ajustes al salario global que han sido fijados por la JD desde el inicio del régimen en el año 2008. En particular, especificar el acuerdo y fecha en que fue tomado; naturaleza del ajuste; fundamentación del ajuste: cambio de percentil, etc.*
3. *Se les prepare y oficialice un dictamen que señale las implicaciones sobre la política salarial del dictamen emitido por la PGR y los cambios que deben hacerse en el RAS.*

Al respecto, la Administración preparó los siguientes insumos básicos solicitados:

- *Oficio 829-DGAJR-2013 del 21 de abril de 2013 (sic), la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refiere a la normativa de los salarios globales y los reglamentos y resoluciones y dictámenes sobre esa materia.*
- *Oficio 715-SJD-2013 del 23 de octubre de 2013, la Secretaría de Junta Directiva remite una recopilación de acuerdos durante el periodo comprendido durante el 2008 al 2013, relacionados con el salario global.*
- *Oficio 060-DGO-2013 del 24 de octubre, la Gerencia General remite un detalle de los reajustes aplicados a los salarios de la escala global del 2008 al 2013 y se incluye un extracto de la parte relevante de cada uno de los documentos que ahí se mencionan. Además, incluye un resumen que muestra para cada clase ocupacional las fijaciones salariales realizadas, así como sus diferencias absolutas y porcentuales.*

Aclara que está pendiente el dictamen sobre las implicaciones del criterio de la Procuraduría General de la República. Para concluir con este punto, informa que la Administración ya realizó las investigaciones del caso, para saber si la empresa BDS Consultores, tiene horas disponibles y procurar la respuesta de la empresa lo más pronto posible.

El señor **Rodolfo González Blanco** indica que en vista de que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se inhíbe, se solicitaría a la firma BDS Consultores dar prioridad a la consulta sobre las consecuencias, ajustes que se deben hacer, entre otras cosas.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que, considera que eso no tiene que ser externamente, el tema es cómo hacen la demás instituciones, en todas se da y lo puede asegurar, porque no es que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria vaya a tomar la decisión, es a la Junta Directiva que le corresponde.

La señora **Carol Solano Durán** se refiere al dictamen 698-DGJR-2012, del 1 de octubre del 2012, de esa Dirección remitido al Regulador General:

“Señor
Dennis Meléndez Howell
Regulador General

ABSTENCIÓN. CONSULTA VERBAL EN CUANTO A LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR EL COSTO DE VIDA COMO MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LOS SALARIOS GLOBALES, EN PERIODOS INTERMEDIOS ENTRE ENCUESTAS DE MERCADO.

Estimado señor:

En atención a su consulta verbal, en cuanto a ¿si es válido o no utilizar el costo de vida como mecanismo de actualización de los salarios globales, en periodos intermedios entre encuestas de mercado y si eso satisface los requerimientos de los artículos 54 y 71 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos?, se le indica que esta Dirección se abstiene de brindar la asesoría solicitada, con fundamento en lo siguiente:

Tal y como es de su conocimiento, el artículo 53 inciso ñ) de la Ley 7593, atribuyó a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos la potestad de dictar, entre otras cosas, los esquemas de remuneración de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora y de la Sutel.

Dicha competencia fue reiterada en el artículo 6.1.d) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados (RIOF).

En ejercicio de esas competencias, en Sesión Ordinaria 051-2008 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, del 20 de agosto de 2008, se tomó el acuerdo 002-051-2008, por el que se aprobó el Reglamento autónomo de las relaciones de servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sus órganos desconcentrados y sus funcionarios (RAS), cuyo artículo 55 establece las disposiciones que regirán para la remuneración de los funcionarios, encontrando dos regímenes salariales distintos, el de salario base más pluses y el de salario global. Cabe agregar también que en su oportunidad y hasta la fecha la Administración ha tenido abierta la posibilidad de que aquellos funcionarios que se encuentren disfrutando del régimen de salario base más pluses, se trasladen voluntariamente a la modalidad de salario global.

Así las cosas, corresponde informarle que tanto las suscritas, como nuestro Director General y la mayoría de los funcionarios de esta Dirección, nos encontramos contratados bajo la modalidad de salario global. Debido a esta circunstancia, podría estimarse por la Administración misma o por terceros, que cualquiera de los funcionarios que integran la Dirección General (artículos 230 de la Ley General de la Administración Pública -LGAP- y 53 inciso 3 del Código Procesal Civil), podríamos actuar de forma imparcial en la asesoría que brindemos en esta materia.

Tal y como ha citado en otras oportunidades esta Dirección, al respecto la Procuraduría General de la República (PGR) en los dictámenes C-334-2005 y C-123-2011 ha indicado:

“(…) todo servidor público debe abstenerse de toda actuación que suponga favorecer ilegítima o ilegalmente a sí mismo o a terceras personas, organizaciones sociales o grupos privados (...)” (énfasis propios)

Y por otra parte, sobre el riesgo para la Administración (y sus funcionarios) de que se pueda estimar que no existió objetividad en un caso particular ese mismo órgano ha indicado:

“(…) Es de advertir que el deber de abstenerse se impone en el tanto exista un interés particular y con independencia de que efectivamente se derive un beneficio o perjuicio concreto y directo. Lo que importa es que el interés particular no sólo no prevalezca sobre el interés general, sino también que ese interés particular no influya ni vicie la voluntad del decidor. (...)” (C-302-2009).

Esta conceptualización del deber de abstención sustentado en el interés por sí mismo que pueda tener un funcionario en un caso particular, independientemente de si de éste deriva o no una conducta parcializada, tiene su sustento legal en el artículo 3 de la Ley contra la corrupción y el enriquecimiento ilícito (Ley 8422) y el artículo 14 de su reglamento que define el deber de probidad como “ la obligación del funcionario público de orientar su gestión a la satisfacción del interés

público”, el cual se expresa, fundamentalmente, en las siguientes acciones: (...) b) Demostrar rectitud y buena fe en el ejercicio de las potestades que le confiere la ley; c) Asegurar que las decisiones que adopte en cumplimiento de sus atribuciones se ajustan a la imparcialidad y a los objetivos propios de la institución en la que se desempeña; (...)” (énfasis propios).”

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que esa es la obligación de la Directora General de Asesoría Jurídica y Regulatoria como funcionaria pública, brindar el apoyo jurídico en la toma de decisiones de la Junta Directiva, porque cuál es la diferencia entre incumplimiento de deberes y manifestar su abstención.

La señora **Carol Solano Durán** señala que, en el tanto no se vea comprometida su imparcialidad o exista un interés directo, porque se puede influir en la decisión de la Junta Directiva, para un beneficio propio y de los compañeros, a lo que el director **Pablo Sauma Fiatt** apunta que no le parece porque es un asunto institucional. No se debe partir que se va a actuar sesgadamente, sino que la actuación debe ser en beneficio público. Considera que el tema va más con el cumplimiento de funciones asignadas.

La señora **Carol Solano Durán** continúa leyendo lo señalado en el dictamen 698-DGJR-2012:

“En esa dirección, debe tomarse en cuenta también, que mediante la Directriz D-2-2204 de 22 de noviembre de 2004, publicada en el diario oficial La Gaceta N° 228 del 22 de noviembre de ese mismo año, emitida por la Contraloría General de la República se establecieron una serie de principios éticos que debe regir el actuar de los servidores públicos en general. En cuanto al principio de honestidad dispone dicha directriz que:

“Todo interés diferente al público, que pudiese ocasionar un conflicto de intereses, debe ser declarado por el funcionario público. De inmediato debe detenerse aquel actuar que potencialmente pueda comprometer la recta honestidad” (énfasis propios).

Por su parte, el ya citado dictamen C-302-2009 y en similar sentido la opinión OJ-110-2009 ambos de la PGR, señalan que: “la imparcialidad se pone en entredicho cuando existen circunstancias susceptibles de influenciar la libertad de apreciación del funcionario” (énfasis propios).

En este sentido, y por las razones dichas, se estima que en el caso de la presente consulta, en relación con los ajustes de los salarios globales, existe la posibilidad que se considere que las actuaciones de esta Dirección General no vayan a ser objetivas y por ello surge el deber de abstenernos del conocimiento del mismo.”

El señor **Dennis Meléndez Howell** destaca el mismo hecho, en el sentido de que, cuando la firma BDS Consultores realizó la exposición, específicamente se les consultó sobre este tema, si en el caso del Regulador General debe permanecer o retirarse de la sesión, a lo que le respondieron que por la simple presencia puede tener alguna influencia en la decisión que se tome, por lo tanto, debe retirarse. Con base en ello, considera que la señora Carol Solano Durán tiene la razón, según la ley.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que la ley, lo que señala es que la Junta Directiva lo que debe definir es la política salarial y no hacerla.

La señora **Carol Solano Durán** indica que precisamente, es que existe la posibilidad de contratar asesores externos que no se vean beneficiados, porque no son empleados de esta Institución.

El señor **Edgar Gutiérrez López** indica que ya la política salarial se dio y lo que se debe hacer es analizar, a solicitud de la Junta Directiva, el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, lo cual contribuiría en mucho para terminar de resolver el problema.

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que conversó con el señor Rodolfo González Blanco, en una reciente reunión, de si se debía o no pagar los ajustes del segundo semestre, de acuerdo con el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RAS). La Administración tenía dos meses para realizar dichos ajustes salariales, eso significa que lo que estaba determinado, quedó consolidado. Indica que, si ahora lo que se desea es que no se realice ese ajuste, los señores directores que pueden votar la materia salarial, tienen que tomar un acuerdo específico para que no se haga como lo planteó el señor Pablo Sauma Fiatt.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** comenta que no ha dicho que no se realicen los aumentos. Que se hagan, pero no automáticamente, sin saber qué encuestas se están utilizando, cuánto se está dando y otros elementos que deben estar claros y realizarse simultáneamente.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que no se han hecho automáticamente. En su criterio, se está ante una situación en la que la Administración está incumpliendo, porque no tiene ninguna instrucción de la Junta Directiva que le indique que actúe en contrario. En este momento, es la Administración la que está expuesta, a que teniendo una instrucción expresa de la Junta Directiva, no ha ejecutado esa política.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** manifiesta que hasta este momento se le está suministrando la información a la Junta Directiva. Aclara que no se ha tenido ningún apoyo, se ha discutido en una serie de sesiones el tema, incluso el Auditor Interno alerta que han sido 18 sesiones y a la fecha no se ha tomado un acuerdo concreto. La Administración ha incumplido con los plazos.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que se ha incumplido lamentablemente, pero por el mismo respeto que merece la Junta Directiva, en el sentido de que este cuerpo colegiado estaba definiendo la política salarial, a lo que el señor **Pablo Sauma Fiatt** acota que dicha política se definió oportunamente, específicamente en mayo del 2013.

El señor **Dennis Meléndez Howell** agrega que aún se continúa con la discusión salarial. Lo que se está haciendo, es reafirmando la obligación de la Administración de pagar los ajustes de acuerdo con la política establecida.

El señor **Edgar Gutiérrez López** menciona que hubo un momento en que se hizo un alto, porque al modificar el RAS, se eliminaron los “pasos” y quedó una incongruencia con el percentil, que estaba fijado con base a esos “pasos”.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que la fijación del segundo semestre ya estaba definida en la política salarial, lo de los percentiles es otro tema.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que se necesitaba la encuesta del segundo semestre de 2012, para aplicarla a partir del 1º de enero, como señala la política salarial y no se tenía los resultados de esa encuesta.

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que según la política salarial, los ajustes se realizarán tomando en consideración la encuesta correspondiente al segundo semestre del año anterior y, el 1º de julio, lo que se aplica es el costo de vida.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** explica que esos son los aspectos que se deben aclarar.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que el 1º de enero es el que se basa en la encuesta del segundo semestre del año anterior y, de acuerdo con la política salarial vigente, el ajuste del segundo semestre, era por costo de vida.

Seguidamente se suscita un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, en torno al tema de la encuesta y la aplicación del ajuste para el segundo semestre.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** aclara que el problema es que los salarios que se fijaron en el primer semestre del 2013, no se basaron en la encuesta del segundo semestre del 2012, porque no existía la política salarial, ésta entró a regir a partir del 1º de julio de 2013.

La señora **Carol Solano Durán** explica que en el año 2009, se estableció que los ajustes del salario global se hacían automáticamente por parte de la Gerencia General. Sin embargo, se han presentado a Junta Directiva ajustes semestrales en estos otros períodos 2012, porque no existía la política salarial. Posteriormente, la Junta Directiva define que, para el primer semestre del 2013, se aplicará por el costo de vida, porque para hacer los ajustes semestrales, se creó esa política que rige a partir del 1º de julio, en la cual se definieron las reglas.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que si esta política salarial no es vinculante para lo que pasó en el primer semestre, en la determinación de ese nivel de salarios del primer semestre, se debería tomar como un dato y realizar el ajuste por costo de vida.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** agrega que, lo que corresponde para aclarar totalmente el tema, es modificar la política salarial y a partir de enero de 2014, lo que corresponda con la encuesta pertinente.

Seguidamente los señores miembros de la Junta Directiva consideran conveniente continuar discutiendo el tema en una próxima oportunidad.

ARTÍCULO 6. Asuntos del Regulador General.

El señor **Dennis Meléndez Howell** comenta que el Centro de Desarrollo de la Regulación entregó la propuesta de “Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”, la cual fue trasladada a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para su respectivo análisis. Destaca que se tiene plazo al 10 de noviembre de 2013 para enviar a Audiencia Pública.

ARTÍCULO 7. Propuesta Norma Técnica AR-NT-POASEN “Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional”.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria: Roxana Herrera Rodríguez, Stephanie Castro Benavides y Henry Payne Castro. Asimismo, ingresa el señor Edgar Cubero Castro de la Intendencia de Energía, a exponer el tema objeto de este artículo.

Se conocen los oficios 1955-IE-2013 y 815-DGAJR-2013 del 17 y 14 de octubre de 2013, respectivamente, mediante los cuales la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refieren a la propuesta de Norma Técnica AR-NT-POASEN “Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional”.

La señorita **Stephanie Castro Benavides** y **Roxana Herrera Rodríguez** explican los principales extremos del criterio de la Dirección General de Asesoría jurídica y Regulatoria.

El señor **Edgar Cubero Castro** explica los principales extremos de la propuesta de reglamento, contenida en el oficio 1955-IE-2013 y señala:

“De conformidad con lo señalado en el oficio 721-RG-2013 y al correo electrónico del 24 de setiembre, remitido por el Regulador General, adjunto se remite para que se valore someterlo a audiencia pública, el borrador de la norma técnica AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”, la cual sustituiría a la norma AR-NT-GT “Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica”, emitida mediante resolución RRG-2439-2001, del 21 de diciembre de 2001.

De acuerdo con el análisis y revisión a la norma AR-NT-GT se determinó que carece de los requisitos necesarios para regular de forma efectiva las actividades de generación y transmisión, ni los aspectos de acceso al Sistema Eléctrico Nacional, en lo que respecta a la interconexión y acceso de los generadores a las redes de distribución en media tensión, ni de los mini y micro generadores para autoconsumo con las redes de distribución, a baja tensión; por lo cual se considera oportuno incluir en una única norma la regulación de la planificación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional en todas las etapas de la industria eléctrica..

Las observaciones externadas por la Dirección de Asesoría Jurídica y Regulatoria, fueron examinadas y tomadas en cuenta cuando se consideró conveniente y forman parte de la propuesta que se somete a valoración por parte de la Junta Directiva.

Los principales componentes de esta propuesta son los siguientes:

- *Definición del campo de aplicación y propósito de la norma.*
- *Disposiciones relativas a la planeación de la operación, operación y expansión del Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Regulación de acceso al Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Requisitos técnicos y operativos para la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Indicadores para la supervisión del desempeño de la red de transmisión nacional y del parque de generación nacional.*
- *Acceso a las redes de distribución para micro y mini generadores para autoconsumo a partir de energía renovables.*
- *Calidad del suministro eléctrico en régimen de racionamiento.*

No omito indicar que en los artículos 11 (párrafo segundo), 13, 18 y 41 se atienden las disposiciones dirigidas por la Contraloría General de la República al Regulador General en el numeral 4.2 del informe DFOE-AE-IF-03-2012, que textualmente indican lo siguiente:

“4.2 Al Regulador General de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos:

a) Ajustar la normativa acerca de la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

Estos ajustes deberán considerar lo siguiente:

- i. Que las normas relativas a la seguridad operativa sean consecuentes con los requerimientos operativos del Sistema Eléctrico Nacional, tanto en el ámbito nacional como regional.*
- ii. Que las normas incluyan lo relativo a las reservas de regulación como elemento para mantener el balance entre la generación y la carga en el Sistema Eléctrico Nacional.”*

Analizado el tema objeto de este artículo, con base en lo expuesto por la Intendencia de Energía conforme su oficio 1955-IE-2013, así como en lo señalado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en su oficio 815-DGAJR-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 09-75-2013

- I. Someter al trámite de audiencia pública el proyecto de norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), cuyo texto es el siguiente:

**“Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”
(AR-NT-POASEN-2013)**

CAPÍTULO I.

GENERALIDADES.

Artículo 1. Campo de aplicación.

Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.

Su aplicación es de obligatoriedad, en lo que les corresponda, para todos los abonados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y abonados o usuarios en baja y media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Artículo 2. Propósito.

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:

- a) Satisfacción de la demanda de energía
- b) Acceso.
- c) Expansión.
- d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).
- e) Topología.
- f) Desempeño de la red de transmisión nacional.
- g) Desempeño del parque de generación nacional.
- h) Generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo, con o sin pago de excedentes de producción.

Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así:

Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Abonado en alta tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión

Abonado en media tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en media tensión

Alta tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o superior a 138 kV.

Arranque en negro: Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa, es decir, cuando la barra de media tensión a la que se conecta el generador se encuentra sin energía (no tiene alimentación externa para el servicio propio)

Área de distribución eléctrica: Área territorial, dentro del área de concesión administrativa en la cual la empresa distribuidora posee redes de distribución eléctrica.

Autoridad Reguladora: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.

Baja tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es de 1 kV como máximo.

Bajo nivel de tensión: Condición de tensión inferior al valor mínimo permitido para un valor de tensión nominal declarado, con una duración superior a un minuto.

Calidad del suministro eléctrico: Comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.

Cargabilidad: Medida de la utilización de un elemento o sistema con respecto a su capacidad nominal, máxima u otra.

Caso fortuito: Acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Concesión: Es la autorización otorgada por el Estado para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Título habilitante.

Condición normal: Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.

Condición o estado de emergencia: Estado cuando un sistema de potencia no se encuentra operando dentro de sus parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles.

Confiabilidad: Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a una área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

Consumo neto: Es la diferencia entre el consumo mensual del servicio eléctrico en el que se encuentra instalado el micro o mini generador y la energía producida y entregada a la empresa distribuidora por parte del generador. Es positivo, cuando el consumo es mayor que lo producido por el micro o mini generador; es cero, cuando la energía producida iguala al consumo; y negativo, cuando existe un excedente de producción con respecto al consumo.

Contingencia: Es la salida de operación o desconexión por falla de uno o más componentes del Sistema Eléctrico Nacional, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.

Continuidad del suministro eléctrico: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.

Contrato de conexión: Acto administrativo suscrito entre el Operador del Sistema, el ICE o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Criterio de estabilidad de estado estacionario: Un sistema de potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de una pequeña perturbación o disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.

Criterio de estabilidad transitoria: Un sistema de potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.

Criterios de seguridad operativa: Conjunto de definiciones y reglas nacionales y regionales que establecen cómo se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

Criticidad de un elemento del SEN: Un elemento del SEN presenta criticidad si ante su desconexión (sea programada o forzada) se pueden presentar condiciones de operación del SEN fuera de los parámetros establecidos por esta norma.

Déficit de potencia o energía: Condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia o energía para satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda máxima: Valor más alto de la demanda en un período dado para una instalación, elemento de red o dispositivo eléctrico.

Demanda: Valor de la potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante dado.

Disponibilidad: Condición de un elemento o sistema para estar en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado, y sin alterar las condiciones de calidad y confiabilidad del sistema de potencia.

Empresa de transmisión: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de transmisión.

Empresa distribuidora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de distribución.

Empresa eléctrica: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas definidas en el inciso a) del artículo 5 de la Ley N°7593 y sus reformas.

Empresa generadora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

Energía renovable: Cualquier energía que es generada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (Solar Térmica, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, fotosintética obtenida de la biomasa) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.

Estado operativo de emergencia: Cualquier condición anormal de operación del SEN que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Situación en la que no se puede satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Estatismo: Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de un generador.

Falla: Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Frecuencia de la tensión: Tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un intervalo de tiempo dado.

Fuerza mayor: Acciones de la naturaleza tales como huracanes, terremotos, inundaciones, tormentas eléctricas, etc., que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Función de transmisión: Trasiego, transferencia o transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de transformación o retiro sin que haya distribución intermedia.

Generación para autoconsumo: Generación de energía eléctrica a pequeña escala (menor o igual a 1000 kVA), realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario, con la opción de interactuar (comprar-vender o intercambiar excedentes de producción) con la red de distribución eléctrica.

Generador privado: Empresa que se dedica a generar energía eléctrica para venta.

Generador: Empresa generadora de energía eléctrica. Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.

Hueco de tensión (Sag): Disminución del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10 % y un 90 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo y un minuto.

Indisponibilidad de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.

Indisponibilidad forzada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Indisponibilidad programada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento preventivo debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.

Indisponibilidad restrictiva de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a condiciones restrictivas del sistema de transmisión o distribución nacional.

Indisponibilidad: Condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.

Interesado: Persona física o jurídica que gestiona la interconexión y operación en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Línea de distribución: Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, a una tensión igual o inferior a 34,5 kV.

Línea de transmisión: Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para transportar electricidad a una tensión igual o superior a 138 kV, entre dos nodos de un sistema de potencia eléctrica.

Media tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) está comprendido entre 1 kV y 69,0 kV.

Micro generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación inferior o igual a 100 kVA.

Mini generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior a 1000 kVA.

Norma técnica: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Normativa nacional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Normativa regional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria emitida por la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE).

Operación integrada: Es la forma de operación de un sistema de potencia en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda, cumpliendo con los criterios adoptados de seguridad, confiabilidad, calidad y despacho económico.

Operación restrictiva: Condición de un elemento o sistema en la cual éste es operado o utilizado en condiciones limitadas con respecto a su capacidad o funcionalidad, como consecuencia de limitaciones técnicas ajenas a él.

Operación segura: Condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe la posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.

Operador del Sistema: Unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.

Parpadeo (Flicker): Impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo.

Perturbación: La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Pico de tensión (Swell): Aumento del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10% y un 80 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo y un minuto.

Planta de generación. Central eléctrica: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

Potencia de falla: Es la potencia dejada de generar en una unidad de generación debido a situaciones ajenas a su operación.

Punto de conexión: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Punto de entrega o Punto de acople común: El punto de entrega lo será los terminales del lado de la carga del contador de energía eléctrica de un usuario con generación a pequeña escala para autoconsumo.

Racionamiento eléctrico: Condiciones de explotación del sistema eléctrico nacional, en las cuales, no es posible satisfacer, momento a momento y en forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o en la capacidad operativa. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.

Red de distribución eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: barras a media tensión de las subestaciones reductoras, subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores de media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red de transmisión eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión) (recordar ver punto de vista de la CNFL), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.

Red de transmisión nacional: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.

Red eléctrica: Conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta y distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

Red nacional de distribución eléctrica: La conformada por las líneas de distribución eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Regulación primaria de frecuencia: Variación automática de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema al ocurrir desbalances carga-generación.

Regulación secundaria de frecuencia: Es el ajuste fino que ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación y los intercambios de potencia entre áreas de control.

Reserva fría: Condición de una planta o unidad de generación que tiene la capacidad de iniciar su operación y alcanzar su plena carga en un lapso de tiempo inferior a 10 minutos.

Reserva rodante: Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.

Seguridad operativa: Aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de que 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.

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Sistema de medición: Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia requerida por un servicio eléctrico.

Sistema de protección: Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre si y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Subestación: Parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra y cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.

Transmisión: Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

Usuario en alta tensión: Persona física o jurídica conectado al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.

Usuario: Persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional.

Valor eficaz (Rms): Raíz cuadrada del valor medio de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo.

Artículo 4. Acrónimos.

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

COOPEALFARO: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.

COOPEGUANACASTE: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.

COOPELESCA: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.

COOPESANTOS: Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, R.L.

CRIE: Comisión Regional de Integración Eléctrica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

Hz: Hertzio: Unidad de frecuencia.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, S.A.

kV: Kilovoltios. Unidad equivalente a mil voltios

kVA: Kilovoltio-amperio. Unidad de medida de la potencia aparente equivalente a mil voltio - amperios.

MER: Mercado Eléctrico Regional.

SCADA/EMS: Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System, por sus siglas en inglés (Control de Supervisión y Adquisición de Datos/Sistema de Administración de Energía).

TDA: Tasa total de distorsión armónica de tensión.

CAPÍTULO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL SEN.

Artículo 5. Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.

La frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional será 60 Hz. Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del

rango de $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de “ σ ” será de 0,03 Hz. Las tolerancias y variaciones de operación ante contingencias están definidas en el artículo 11 y lo establecido en el Reglamento del Mercado Regional; así como en la normativa específica que llegue a emitir la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias.

Artículo 6. Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional.

Las tensiones en el ámbito de transmisión y distribución en media tensión del Sistema Eléctrico Nacional, así como los correspondientes límites de variación tolerables, se establecen en la tabla N° 1.

Tabla N° 1.
Tensiones Nominales del SEN.
Valores en Kilovoltios (kV)

Sistema de Transmisión		
Tensión Nominal (rms)	Límites de variación normales ($\pm 5\%$)	Límites de variación tolerables ($\pm 10\%$)
230,00	218,50–241,50	207,00–253,00
138,00	131,10– 144,90	124,20 – 151,80
Sistema de Distribución		
69,00	65,55– 72,45	62,10 – 75,90
34,50	32,78-36,23	31,05-37,95
24,94	23,69-26,19	22,45-27,43
13,20	12,54-13,86	14,52-11,88
13,8	13,11-13,49	12,42-15,18
4,16	3,95-4,37	4,58-3,74

En condiciones normales de operación, se deberá mantener la tensión del Sistema Eléctrico Nacional dentro de los límites de variación normales y en condiciones de emergencia operativa, dentro de los límites de variación tolerables (límites de seguridad), indicados en la Tabla N° 1.

CAPITULO III. **PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SEN.**

Artículo 7. Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

La operación del Sistema Eléctrico Nacional es responsabilidad del Operador del Sistema, el cual deberá de ajustarse a los requerimientos de calidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en las regulaciones nacionales y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Para tales efectos de conformidad con el artículo 10 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a través del Órgano Administrativo que designe o cree para el efecto, realizar las funciones de Operador del Sistema y Operador del Mercado.

Artículo 8. Principio de planeación.

La planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, será responsabilidad del Operador del Sistema, la cual se hará de forma integrada con la información técnica que de manera obligatoria deben suministrarle las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión y tendrá como objetivos fundamentales los siguientes:

- a. Satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de uno a dos años, con una resolución máxima de un mes), utilizando al máximo los recursos nacionales, sin detrimento de aprovechar las ventajas económicas que pueda ofrecer el Mercado Eléctrico de América Central.
- b. Minimizar los costos de operación y mantenimiento de SEN.
- c. Maximizar la generación a partir de fuentes renovables.
- d. Minimizar la generación térmica a partir de derivados del petróleo.
- e. Mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en la presente norma técnica y en otras que emita la Autoridad Reguladora para las actividades de generación y transporte y en concordancia con la reglamentación del Mercado Eléctrico de América Central.
- f. Coadyuvar al cumplimiento de las normas referentes a la calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución.

La frecuencia de actualización del planeamiento operativo será anual, pudiéndose actualizar más frecuentemente si las circunstancias lo ameritan.

Artículo 9 Estrategia de planeación.

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema debe desarrollar una estrategia de planeación que involucre metas a corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta para ello y según corresponda:

- a. La planificación del desarrollo de la infraestructura eléctrica del SEN.
- b. El crecimiento de la demanda de potencia y energía.
- c. Las pérdidas de transporte.
- d. La hidrología de las diferentes plantas hidroeléctricas y sus niveles mínimos operativos.
- e. La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el largo plazo y los de regulación semanal, diaria y horaria en el mediano y corto plazo.
- f. La estacionalidad del recurso hidroeléctrico, eólico, solar y de biomasa.
- g. Los indicadores de indisponibilidad histórica e indisponibilidad de corto plazo del parque de generación nacional.
- h. Los costos de combustible y lubricantes de las unidades térmicas.
- i. La eficiencia y rendimiento de las unidades térmicas
- j. Los costos de operación y mantenimiento del parque de generación nacional y de la infraestructura de transporte.
- k. Las restricciones eléctricas, contractuales y operativas de los componentes del SEN, entre otros.

Artículo 10. Criterios técnicos adicionales.

Se establecen como criterios técnicos adicionales, a considerar en el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, los siguientes:

- a. En estado estacionario, las tensiones en las barras en alta y media tensión de las subestaciones no deben sobrepasar los valores límites tolerables indicados en el artículo 6.
- b. Se optimizará la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando en cuenta el límite térmico intrínseco de los conductores, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y de pequeña señal y el límite por claros mínimos. No obstante, todas las líneas deben estar cargadas debajo del 85% de la capacidad térmica nominal. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las

líneas se ajustarán a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13.

- c. No se permitirán sobrecargas permanentes. En la operación diaria o a corto plazo (1 año) se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo con la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir su vida útil.
- d. Para la coordinación de protecciones, determinación del esquema de baja/sobre frecuencia, determinación de cargabilidad de líneas y sobrecarga de componentes del SEN, el Operador del Sistema debe efectuar los correspondientes análisis del sistema en estado estacionario y transitorio (corto circuito, flujos de carga convencional y estabilidad transitoria y de pequeña señal).
- e. Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transporte, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es eliminada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento fallado, el sistema debe conservar la estabilidad.
- f. Bajo una salida de operación de un componente (un generador, una línea de transmisión, un interruptor, etc.) del SEN, el sistema debe conservar la estabilidad.
- g. En el caso de producirse redes o subsistemas eléctricos aislados (islas) después de un evento, en cada red o subsistema eléctrico, deberán cumplirse los criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y demás normas emitidas por la Autoridad Reguladora en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico.
- h. No deben presentarse oscilaciones de potencia arriba del 5% de la capacidad nominal de cada unidad de generación sincronizada al SEN.
- i. La disposición de un sistema de respaldo de transformación en subestaciones de transmisión y distribución que en caso de falla de la unidad de transformación más grande se garantice la satisfacción de la demanda local.
- j. No deben existir desbalances de corriente en los puntos de entrega a empresas distribuidoras o a abonados o usuarios en alta y media tensión, arriba del 10% de la fase con mayor corriente, con respecto a la fase de menor corriente. Debe acotarse que mantener el desbalance permisible para abonados y usuarios en alta y media tensión es responsabilidad de éstos y no de la empresa eléctrica.

Artículo 11. Desconexión de carga por baja/sobre frecuencia.

El esquema de desconexión de carga por baja/sobre frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente y por lo menos una vez al año.

También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante para evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse con una reserva rodante mínima de un 5% de su demanda en todo momento.

Asimismo, en relación con las interconexiones regionales, tienen obligación de operar dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño que establece la normativa regional, siempre y cuando la misma contemple especificaciones superiores a la nacional.

El esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia del SEN, se diseñará con los criterios siguientes:

- a. El disparo de la unidad de generación de mayor capacidad del sistema, no debe activar la primera etapa de desconexión.
- b. Se determinará para cada empresa el número de etapas a implementar y su correspondiente temporización.
- c. En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57,5 Hertz.
- d. En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58,5 Hertz.
- e. Después de 50 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga.
- f. Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobre- frecuencia.
- g. Cada empresa distribuidora y abonado o usuario a alta tensión debe habilitar su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SEN pueda soportar la salida de las mayores plantas de generación y evitar así, en lo posible, colapsos totales.
- h. Se determinará para cada empresa distribuidora el número de etapas a implementar, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y su correspondiente temporización.
- i. Siempre que sea técnicamente factible, la selección de la carga a desconectar se efectuará en aras de optimizar la continuidad del suministro eléctrico en el Área Metropolitana y en centros de población con características comerciales, industriales y gubernamentales importantes y en centros hospitalarios.
- j. En el caso de operación del SEN en islas, se deberá considerar la instalación de esquemas suplementarios de protección que permitan su operación con condiciones de calidad en el suministro eléctrico, acordes con esta disposición y otras emitidas por la Autoridad Reguladora.
- k. El ajuste de frecuencia del esquema debe indicar la frecuencia mínima y máxima de actuación, el paso de frecuencia entre las diferentes etapas y el tiempo de actuación en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador – interruptor a cada etapa.

El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año si el Operador del Sistema determina que hay situaciones o condiciones que así lo requieran.

La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, excepto que lo anterior sea debidamente justificado ante el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema informará a cada usuario del sistema de transmisión, el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, según le corresponda, con la información siguiente:

- a. Magnitud y ubicación de la carga a desconectar.
- b. Frecuencia de inicio de disparo.
- c. Frecuencia final de disparo.
- d. Número de pasos o etapas del esquema.
- e. Velocidad de los interruptores de potencia.

Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación.

El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada “Generador” debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad.

El ICE será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional.

Artículo 13. Criterios de seguridad.

Los criterios de seguridad con que se deberá de operar y planificar el Sistema Eléctrico Nacional, se muestran en la Tabla N° 2 (Anexo A de esta norma).

Artículo 14. Trasiego de información.

Todas las empresas participantes en la industria eléctrica nacional, tienen la obligación de suministrar al Operador del Sistema, de acuerdo con los procedimientos que éste proponga y apruebe la Autoridad Reguladora, toda la información necesaria para la debida operación y la planeación de la operación del SEN, de conformidad con esta normativa y la normativa regional.

CAPÍTULO IV.

COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SEN.

Artículo 15. Responsabilidades.

Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación y la frecuencia del SEN y en general de cada nodo del SEN de extracción o inyección con una tensión de operación igual o superior a 13,8 kV. Adicionalmente, es responsable de coordinar las acciones para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y desempeño de la operación del SEN.

El ICE, será responsable de instalar y mantener la correcta operación del equipamiento necesario para la supervisión de la red de transmisión y del parque de generación nacional.

Artículo 16. Coordinación de maniobras.

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema deberá coordinar las maniobras que en él se efectúen, aprobando por escrito los protocolos, procedimientos y sistemas de control, y de supervisión requeridos, elaborados por el ICE, las empresas de transmisión generación y distribución. Por tanto cada una de esas empresas es responsable de definir la secuencia de las maniobras con los equipos bajo su cobertura, y someterlas a aprobación por parte del Operador del Sistema y ejecutarlas cuando les corresponda. Los protocolos y procedimientos para la coordinación de maniobras deberán ser aprobados por el Operador del Sistema y por la Autoridad Reguladora.

Artículo 17. Mantenimiento del SEN.

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los elementos conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 138 kV y superior. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria.

Todas las plantas del sistema están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación regional. Asimismo, de requerirse, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.

De igual forma todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos de SEN que establezca el Operador del Sistema.

Artículo 19. Control de tensión.

Las tensiones requeridas en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados del planeamiento operativo del SEN, en concordancia con lo que señala el artículo 24.

Todas las plantas del SEN están en la obligación de participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con la curva de capacidad de sus unidades. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establecerá de acuerdo con los análisis eléctricos de estado estacionario realizados por el Operador del Sistema, para las diferentes condiciones de demanda.

CAPÍTULO V.**EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.****Artículo 20. Principio de expansión.**

La planeación de la expansión del SEN la realizará el ICE y el ICE en coordinación con el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras con horizontes a corto, mediano y largo plazo (1, 5 y 10 años respectivamente), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en otras emitidas por la Autoridad Reguladora y en las de carácter regional.

La planificación nacional estará en concordancia con la planificación regional y tendrá como objetivo minimizar el valor presente de los costos de abastecimiento que permitan atender la demanda nacional y fomente la estabilidad de los precios de la energía eléctrica en el largo plazo, considerando para ello, entre otros, los costos variables de combustibles, la operación y mantenimiento; el costo de la energía no suministrada; las inversiones incrementales en transmisión; y los gastos incrementales de operación y mantenimiento en transmisión y generación.

Artículo 21. Expansión de la transmisión.

Para efectuar el planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional en lo concerniente a la red de transmisión, se considerarán elementos de planeación aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio. El ICE definirá índices de confiabilidad que permitan medir la calidad y seguridad del SEN y se efectuarán los proyectos necesarios para el mejoramiento de los mismos. Estos estudios serán de carácter público de conformidad con lo establecido en el artículo 178.

Adicionalmente, deberá de planearse una red de transmisión flexible, robusta y adaptada tecnológica y estructuralmente para incorporar la mayor cantidad de generación a partir de fuentes de energía renovables no convencionales.

Artículo 22. Expansión de la generación.

En lo que respecta al planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional referente a la generación, se considerará el máximo aprovechamiento de los recursos renovables, mediante una matriz energética diversificada que propicie la satisfacción de la demanda de energía independientemente de la estacionalidad climática, y con el mínimo costo, dentro de un plan con horizontes a corto, mediano y largo plazo.

Artículo 23. Generación térmica a base de derivados de petróleo.

Se deberá minimizar la generación térmica a base derivados de petróleo, incorporando al SEN, cuando sea estrictamente necesario, unidades de térmicas con rendimientos y costos operativos (fijos y variables) mínimos y en un sistema de transmisión robusto y flexible que permita el transporte de la generación térmica de menor costo a los centros de carga del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 24. Tensión.

El SEN se planeará de forma tal que, considerando todas las etapas de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución), se garantice que la tensión en las barras en condiciones normales de operación, se encuentre en el rango de variación normal de $\pm 5\%$, de conformidad con el artículo 6.

Artículo 25. Tensiones Armónicas.

En condiciones normales, la forma de onda de tensión con respecto al contenido de armónicas y desbalances de fases, se registrará por la Tabla siguiente:

Tabla N° 3
Distorsión máxima de tensión en el punto de interconexión.
Sin presencia de la carga del abonado
Porcentaje máximo

	≤ 69 kV	69-161 kV	> 161 kV
Armónica Individual	3.0	1.5	1.0
Total de distorsión armónica de tensión (TDA)	5.0	2.5	1.5

De igual forma se deberá considerar lo dispuesto en las normas: IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” e IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, más recientes.

Artículo 26. Desbalance de fases.

En condiciones normales de operación, la máxima componente de secuencia negativa de tensión, sin que medie presencia de la carga del abonado, deberá permanecer por debajo del 1%

Artículo 27. Seguridad.

El SEN debe planearse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que:

- a. Una vez despejada una falla, la tensión no permanezca por debajo del 80 % del valor nominal, por más de 700 milisegundos.
- b. No se produzcan valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hertz durante el régimen transitorio.
- c. No se den sobrecargas en líneas ni en transformadores.

Artículo 28. Confiabilidad.

Para la evaluación de la confiabilidad del SEN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos. No obstante lo anterior, en la planeación de cualquier elemento del SEN se debe considerar los criterios de seguridad establecidos en el artículo 13.

CAPÍTULO VI.**ACCESO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.****Artículo 29. Interconexión y libre acceso al SEN.**

El acceso al SEN (redes de transmisión y distribución) es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los

procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica.

Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN.

En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema. Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir. En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.

De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo.

Si la conexión es viable técnica y económicamente, los interesados, deberán acometer con sus propios recursos la construcción del punto de conexión a la red de transmisión nacional, cumpliendo con los requisitos del ICE, la normativa aplicable y el contrato de conexión.

Artículo 31. Obligaciones del Operador del Sistema, del ICE y de las empresas de transmisión y distribución.

Corresponden al Operador del Sistema, al ICE (UEN transporte) y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:

- a. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- b. Efectuar y comunicar los resultados al interesado, en un plazo máximo de 90 días naturales los estudios de la solicitud de conexión, incluyendo la revisión y aprobación por parte del Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 30
- c. Formalizar el “Contrato de Conexión” que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.
- d. Verificar que el usuario cumpla con el “Contrato de Conexión”.

Corresponden al ICE (UEN-Producción), a las empresas de generación y distribución y a los usuarios en alta tensión:

- a. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.
- b. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- c. Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones.

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios:

Se establecen a los interesados y usuarios generadores conectados al SEN en alta y media tensión las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- a. Pagar al ICE-transmisión, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.
- b. Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.
- c. Cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE y las empresas distribuidoras y la Autoridad Reguladora apruebe.
- d. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora o el usuario, según se convenga en el contrato de conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al plan de operación emitido por el ICE o la empresa distribuidora y aprobado por el Operador del Sistema.
- e. Dar un apropiado mantenimiento a los equipos e instalaciones de la conexión de manera tal, que se disponga de la máxima disponibilidad de la conexión.
- f. Instalar, operar y mantener los equipos de protección, interrupción, medición, telecomunicaciones, registrador de fallas, supervisión y control, según los requerimientos del ICE y del Operador del Sistema.
- g. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”.
- h. Cancelar la energía que se consuma en el punto de conexión de acuerdo con las tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para el nivel de tensión de la conexión y el nivel de consumo.
- i. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión.

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora no posee los recursos técnico y financieros para ofrecer el punto de conexión, el usuario podrá, si así lo desea, acometer con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “Contrato de Conexión” (Capítulo VII de esta norma).

Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será

del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.

En el “Contrato de Conexión” se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el usuario o interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.

La propiedad de los equipos que permitan el acceso del usuario al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del usuario o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora.

CAPÍTULO VII.

CONTRATO DE CONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN.

Artículo 34. Contrato de conexión.

Para el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, el interesado deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el Operador del Sistema y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas, bajo las cuales se registrará el diseño, adquisición, construcción, la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada.

Artículo 35. Aspectos contractuales.

El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.
- b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora o a los usuarios.
- c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:
 - i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas
 - ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

- iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema, el ICE o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora
- d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución:
 - i. Determinación de los cargos a pagar por los usuarios, forma de facturación y pago.
 - ii. Cronograma para la puesta en servicio de la conexión.
 - iii. Frecuencia de revisión de los cargos.
 - iv. Información que el usuario debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.
- e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN.
- f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:
 - i. Del inmueble.
 - ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.
 - iii. En los circuitos de protecciones.
 - iv. En los circuitos de sincronización.
 - v. En los circuitos de control.
 - vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
 - vii. En telecomunicaciones y telecontrol.
 - viii. En los circuitos de medida y telemedida.
 - ix. En el sistema contra incendio.
 - x. Otros aspectos que sean necesarios especificar.
- g. De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.
- h. Los aspectos operacionales de la conexión en condiciones normal y de emergencia.
- i. Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- j. Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- k. Los servicios prestados entre las partes tales como:
 - i. La operación.
 - ii. El mantenimiento.
 - iii. Las comunicaciones.
 - iv. Los servicios auxiliares.
 - v. El suministro eléctrico para servicios propios.
 - vi. Préstamo o arriendo de equipo
 - vii. Servicios de supervisión, medición e información.

- l. Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- m. Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.
- n. Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.
- o. Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.
- p. Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.
- q. Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.
- r. Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes.

Artículo 36. Procedimiento de la conexión.

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial.

El Operador del Sistema y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora son los responsables de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para usuarios que se conecten a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

CAPÍTULO VIII.

TOPOLOGÍA Y REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS CONEXIONES AL SEN.

Artículo 37. Principio del desarrollo topológico del SEN.

Con el fin de maximizar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, la configuración topológica del Sistema Eléctrico Nacional debe desarrollarse de manera integral, ordenada y acorde con su propio crecimiento, al aumento de la demanda de energía y potencia, a los requisitos tecnológicos de los usuarios y en armonía con el medio ambiente, de tal forma que se asegure su flexibilidad operativa y una estructura simple, pero adaptable a las condiciones actuales y futuras del país. En ese sentido debe potencializarse la configuración anillada de la red de transmisión y la redundancia de alimentación a los principales centros de carga, siempre y cuando, en este último caso, las obras cuenten con las justificaciones técnicas y económicas.

Artículo 38. Requisitos técnicos de las conexiones.

En este apartado se presentan los requisitos técnicos generales que deben cumplir todas las instalaciones y equipos del ICE, de las empresas de transmisión, de las empresas generadoras, de las empresas distribuidoras y de los abonados y usuarios en alta tensión, en las interconexiones al SEN. Los requisitos técnicos particulares de la conexión de empresas generadoras y de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión se establecen en los artículos 39 y 42 respectivamente.

A. Subestaciones.

La configuración de una nueva subestación o de la conexión a una subestación existente, debe ser tal que, como mínimo permita efectuar el mantenimiento al equipo de interrupción de cualquier circuito de la subestación, sin interrumpir la continuidad del flujo de energía para los usuarios y que permita la discriminación de propiedad entre el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el usuario para efectos de operación y mantenimiento.

Los interruptores de potencia, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, reactores, pararrayos, equipo de neutro, condensadores, trampas de onda, acoplamiento de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el sitio de conexión usuario – ICE o empresa de transmisión o empresa distribuidora, deben cumplir con las normas aplicables, en el momento de su diseño.

a. Selección de la configuración.

La configuración de subestaciones debe seleccionarse asegurando que se mantenga la flexibilidad operativa, la seguridad, la confiabilidad y la disponibilidad existente en el SEN; por tanto se debe cumplir con lo siguiente:

- i. No se permitirá la configuración de “Barra Sencilla” debido a su baja flexibilidad y confiabilidad en la red de transmisión nacional. La configuración de “Barra Sencilla”, quedará supeditada, para el servicio a las empresas de distribución, a que se demuestre el respaldo de la carga en caso de contingencia a través de la interconexión con otras subestaciones en cumplimiento del punto iv siguiente.
- ii. En subestaciones compartidas por el ICE y el usuario se debe dar preferencia a las configuraciones que faciliten los límites de propiedad y de responsabilidad en operación y mantenimiento.
- iii. La configuración óptima de la subestación debe ser obtenida a partir de los estudios técnicos y económicos que demuestren la maximización de la confiabilidad y calidad del servicio.
- v. En subestaciones existentes con una configuración de barra sencilla, debe incluirse seccionamiento de la barra si los estudios técnicos y económicos así lo justifican. En barras a media tensión, pueden considerarse los aspectos de segmentación de usuarios y condiciones de calidad si los estudios técnicos y económicos lo justifican.

b. Localización.

Se debe seleccionar la mejor localización considerando, entre otros, los aspectos siguientes:

- i. Disponibilidad de área.
- ii. Futuras ampliaciones.
- iii. Potencial de explotación energética de la zona.
- iv. Accesos.
- v. Necesidad de construir variantes de línea.
- vi. Topografía y características geológicas.
- vii. Contaminación.
- viii. Aspectos ambientales.

c. Línea de Transmisión para acometida al SEN.

Por confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional no se permiten conexiones en “T” en la red de transmisión nacional.

d. Calidad.

Se debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que el equipamiento conectado al SEN cumple con los requisitos por contenidos de armónicas establecidos en el artículo 25 y con los de desbalance de fases y fluctuaciones de tensión.

e. Tensión y frecuencia

Se debe cumplir en el punto de conexión con las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en los artículos 6 y 5 de esta norma según corresponda.

f. Sistema de puesta a tierra.

Las conexiones al SEN deben contar con un sistema de puesta a tierra de conformidad con lo que establezca el ICE o la empresa distribuidora según corresponda.

g. Calidad de la forma de onda de tensión.

El ICE en cada punto de conexión, debe garantizar que la forma de onda de tensión, sin el usuario conectado, cumple con los requerimientos indicados en los artículos 25 y 26, respecto a contenido de armónicos y desbalance de fases.

h. Parpadeo de tensión.

Las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, con una carga variable directamente conectada al sistema de transmisión, no deben exceder los valores recomendados por la norma IEEE 1453 “IEEE Recommended Practice--Adoption of IEC 61000-4-15:2010, Electromagnetic compatibility (EMC)--Testing and measurement techniques--Flickermeter--Functional and design specifications”, en su versión más reciente. También debe considerarse en caso de excepción la aplicación de las normas internacionales: IEC-1000-3-7 “Electromagnetic compatibility (EMC). Limits Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems”, e IEC-868 “Flickermeter. Functional and design specifications”, en sus versiones más recientes.

Artículo 39. Requisitos técnicos para la conexión de generadores al SEN.**a. Equipo de interrupción.**

Toda conexión entre un “Generador” y el SEN debe ser a través de interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE o la empresa distribuidora brindarán al usuario, en un plazo no mayor a 90 días contados a partir del día siguiente a la formulación de la petitoria y como parte del estudio de conexión (artículo 30), la información necesaria de valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transporte o de distribución en el punto de conexión.

b. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al “Generador” los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del “Generador” conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del “Generador”, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia.

A criterio del ICE y del Operador del Sistema, el “Generador” debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores locales o remotos, que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable después de detectada la condición de falla de interruptor.

Adicionalmente y siempre a criterio del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema, el “Generador” deberá proveer las protecciones que minimizan el impacto de fallas sobre el SEN siguientes:

- i. Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del SEN.
- ii. Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el plan de operación y el artículo 12 de esta norma.

Los sistemas de protección deberán contar con equipos de respaldo para garantizar la integridad de los esquemas de protección y deberán ser adecuadamente coordinados, según los requerimientos del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema y además instalados de común acuerdo con el ICE.

De igual forma, las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de distribución deben cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN y en la red de distribución por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores.

c. Equipo de medición comercial.

El “Generador” debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la disposición técnica AR-NTCON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores Eléctricos” y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

d. Equipos de telecomunicaciones.

Para asegurar el correcto control operativo entre el “Generador” y el Operador del Sistema, según se consigne en el “Contrato de Conexión” y a criterio del Operador del Sistema establecidos en protocolos aprobados por la Autoridad Reguladora, se deben establecer uno o varios de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- i. Servicio de telefonía operativa.
- ii. Teleprotección.
- iii. Servicio de comunicación de emergencia (estación base de la red móvil del ICE, red pública conmutable, telefonía celular) que dé respaldo en los casos de colapso de la telefonía operativa.
- iv. Servicio de telefax

Además de los anteriores servicios y siempre a criterio del Operador del Sistema y del ICE, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información desde el punto de conexión a la red de transmisión siguiente:

- i. Datos generados por el equipo de supervisión y control, según inciso f) de este artículo.
- ii. Datos del equipo de registro de fallas, según inciso e) de este artículo.
- iii. Datos del equipo de medición comercial, según inciso c) de este artículo.

e. Equipo registrador de fallas.

El “Generador” debe disponer de un sistema registrador de fallas que permita al Operador del Sistema, supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del “Generador” al SEN en el punto de conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas serán especificados por el Operador del Sistema en coordinación con el ICE.

f. Equipo de supervisión y control.

El “Generador” debe contar con la infraestructura y equipo necesario para transmitir la información que se requiera para supervisión y control por parte del Operador del Sistema.

Artículo 40. Requisitos técnicos del generador.

Como mínimo se establecen los requisitos siguientes:

a. Puesta a tierra del neutro.

El sistema de puesta a tierra del grupo turbina – generador y de los devanados de alta tensión del transformador de cada unidad se establecerá por el ICE o la empresa distribuidora, mediante los requisitos que establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

b. Relés de frecuencia y tensión.

Las unidades de generación deben contar con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el planeamiento operativo del SEN y en concordancia con lo indicado en los artículos 10 y 27.

c. Ajustes de protecciones.

El ajuste de los relés del sistema de protección será coordinado (al momento de la puesta en servicio de la conexión y a futuro) con referencia al punto de conexión, para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla. Para la coordinación con otras protecciones de la

red se utilizarán, según corresponda, los otros tipos de relé (por ejemplo de sobre corriente y sus tiempos, etc.). Los ajustes de protecciones deben de garantizar la selectividad, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El “Generador” realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del ICE o la empresa distribuidora y del Operador del Sistema. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el “Generador” ni por el ICE, ni por la empresa de transmisión, ni por la empresa distribuidora.

Artículo 41. Servicios auxiliares que el “Generador” debe proveer.

Todos los “Generadores” a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y aprueba la Autoridad Reguladora deben proveer:

- i. Control de tensión y potencia reactiva.
- ii. Control de frecuencia.
- iii. Estabilización de potencia.
- iv. Capacidad de arranque en condiciones de colapso total del SEN (arranque en negro)
- v. Potencia reactiva suministrada por compensadores sincrónicos o estáticos.
- vi. Reserva rodante.
- vii. Reserva fría.

Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme a la Ley 7593.

Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión al SEN.

a. Equipo de interrupción.

Toda conexión entre un abonado o un usuario en alta tensión y una empresa distribuidora y el SEN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE brindará a la empresa distribuidora y al abonado o usuario en alta tensión, los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transmisión, en puntos de conexión existentes y futuros.

b. Equipo y esquema de protección.

Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas del ICE o de la empresa de transmisión, los sistemas de protección a instalarse deben de ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Los sistemas de protección a instalar por el abonado o usuario en alta tensión o por la empresa distribuidora, deberán ajustarse a los requerimientos del Operador del Sistema y del ICE.

c. Equipo de telecomunicaciones.

Se aplica lo establecido en el artículo 39, inciso d.

d. Equipo de medición.

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-CON, “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores Eléctricos” y con lo establecido en la reglamentación regional.

e. Equipo de registro de fallas.

Aplica lo indicado en el artículo 39 inciso e).

f. Equipo de supervisión y control.

Aplica lo estipulado en el artículo 39 inciso f).

g. Ajuste de protecciones.

Los ajustes de protecciones que inciden sobre el comportamiento de la red de transmisión deben hacerse de manera integrada por el Operador del Sistema y el ICE o por la empresa de transmisión y ser comunicados a las empresas distribuidoras o abonados y usuarios en alta tensión. Cuando fuere necesario, los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al punto de conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Operador del Sistema las empresas trasmisoras, los abonados y usuarios en alta tensión y las empresas distribuidoras, deberán acordar los medios y la periodicidad y el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, mediante los procedimientos que el Operador del Sistema establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

h. Trabajos en el equipo de protección.

Ningún sistema de protección (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio de los abonados o de los usuarios en alta tensión o de las empresas distribuidoras) puede ser intervenido o alterados por el personal de éstas, sin la anuencia de las empresas transmisoras y del Operador del Sistema.

i. Puesta a tierra del neutro.

El abonado o usuario en alta tensión o la empresa distribuidora, implementarán los sistemas de puesta a tierra de sus instalaciones de conformidad con los lineamientos que establezca el ICE.

j. Relés de frecuencia.

Cada abonado o usuario en alta tensión o empresa distribuidora, debe disponer la infraestructura y equipo necesario para la desconexión automática de carga por baja frecuencia de conformidad con lo indicado en el artículo 11.

CAPÍTULO IX.**RESPONSABILIDADES.****Artículo 43. Calidad de la operación del SEN.**

Es responsabilidad del Operador del Sistema, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), mantener la calidad del SEN en términos de la frecuencia, y la tensión de tensión dentro de los límites establecidos en esta norma.

El ICE, las empresas transmisoras y distribuidoras así como los abonados o los usuarios en alta tensión son responsables de mantener la calidad en la forma de onda y el desbalance de tensión conformidad con lo estipulado en esta norma.

Artículo 44. Disponibilidad, continuidad y seguridad.

La disponibilidad, continuidad y seguridad del SEN, en aras de mantener su operación óptima, asegurar la selectividad de los sistemas de protección y la seguridad en la ejecución correcta de las maniobras ordenadas por el Operador del Sistema, son responsabilidad de los empresas generadoras, de las transmisoras, de las distribuidoras y de los abonados o de los usuarios en alta tensión.

Artículo 45. Protocolos y procedimientos:

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, deberán en el plazo de un año, a partir de la puesta en vigencia de esta norma, proponer y mantener actualizados los protocolos y procedimientos establecidos en esta norma y los que consideren necesarios para equipar, desarrollar y operar al SEN dentro de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y en la reglamentación regional, y someterlos a aprobación por parte de la Autoridad Reguladora:

Los protocolos y procedimientos deberán revisarse cuando las circunstancias lo ameriten. Los cambios deberán ser aprobados por la Autoridad Reguladora, de conformidad con los procedimientos que esta establezca.

CAPÍTULO X.

DESEMPEÑO DE LA RED DE TRANSMISIÓN NACIONAL.

Artículo 46. Eventos. Identificación, registro y conteo.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE y de toda empresa de transmisión establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de su red de transmisión incluyendo la(s) causa(s) que dieron origen a los mismos.

Artículo 47. Integración de los sistemas de identificación y registro.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con las empresas de transmisión establecer y mantener un sistema informático que integre la información sobre la identificación, registro y conteo de todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de la red de transmisión nacional. Para ello toda empresa de transmisión o que posea instalación que cumpla con la función de transmisión, está en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria conforme a los procedimientos que éste establezca y la Autoridad Reguladora apruebe.

Artículo 48. Naturaleza de los eventos.

Para identificar los eventos asociados a la red de transmisión nacional se considerará lo siguiente:

- a. Eventos propios:** Asociados a la operatividad propia del componente de la red de transmisión.

- b. Eventos indirectos:** Los producidos en un componente de la red de transmisión, como consecuencia de un fallo operativo de otro componente de la red de transmisión o distribución, en forma particular, o a consecuencia de la operatividad de la red de transmisión en su conjunto.
- c. Eventos programados:** Los planificados por la empresa eléctrica por actividades de mantenimiento preventivo, correctivo o por actividades de construcción o mejoramiento de la red de transmisión.
- d. Eventos forzados:** Los no previstos debidos a fallas o razones de seguridad operativa sin considerar.

Artículo 49. Clasificación de las indisponibilidades.

Las indisponibilidades se clasificarán así:

- a) Por su duración.

En función de la duración de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 4:

Tabla N° 4
Clasificación de las indisponibilidades por su duración

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a diez minutos
Prolongadas	Superior a diez minutos

- b) Por su origen

De acuerdo con el origen de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 5:

Tabla N° 5
Clasificación de las indisponibilidades por su origen

Tipo de Indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzadas	Por falla de un componente ajeno a la línea de transmisión o por restricción operativa.
	Programadas	Eventos programados ajenos a la línea de transmisión.
Propias	Forzadas	Por falla o restricción operativa de la línea de transmisión.
	Programadas	Por eventos programados propios de la línea de transmisión

Serán “indisponibilidades indirectas” aquellas que se den como consecuencia de eventos indirectos y serán “indisponibilidades propias” aquellas que se den en el propio elemento de la red de transmisión.

Los periodos de tiempo en los cuales uno o varios elementos de la red de transmisión estén fuera de servicio por mejoras provenientes de la planificación a largo plazo no serán considerados para el cálculo de indisponibilidades.

Artículo 50. Caso fortuito y fuerza mayor.

Para el registro y cómputo de los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y régimen de falla se excluirán los eventos suscitados por caso fortuito y fuerza mayor, que afecten de forma directa al elemento evaluado (línea de transmisión, subestación o equipo de transformación, etc.).

Artículo 51. Semestres operativos.

Para la clasificación y determinación de los diferentes indicadores, se establecen los semestres operativos siguientes:

- a. **Semestre 1:** Comprendido del 1º de enero al 30 de junio, con una duración de 4 344 horas en año no bisiesto y 4 368 en año bisiesto.
- b. **Semestre 2:** Comprendido del 1º de julio al 31 de diciembre, con una duración de 4 416 horas en año bisiesto y no bisiesto.

Artículo 52. Indicadores de disponibilidad.

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente de la red de transmisión nacional. Para su determinación se tomarán todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda, y son los estipulados en los artículos del 53 al 59.

Artículo 53. Disponibilidad de línea.

El indicador mide el porcentaje semestral de la disponibilidad total de la línea de transmisión y se define como:

$$DISL = \left[\frac{HD}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HD = Número de horas semestrales disponibles de la línea de transmisión.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 54. Disponibilidad global de líneas de transmisión nacional.

El indicador muestra la disponibilidad global de las líneas de transmisión y se define como:

$$DISGL = \left[\frac{\sum_{i=1}^N EXTLT_i * HD_i}{HS * \sum_{i=1}^N EXTLT_i} \right] * 100$$

En donde:

EXTLT_i Extensión de la línea de transmisión i en Km.

=

HD_i Número de horas disponible de la línea de transmisión.

=

HS Número de horas del semestre según corresponda.
 =
 N Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.
 =

Artículo 55. Porcentaje de indisponibilidad forzada de una línea de transmisión.

El indicador muestra el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible por eventos forzados, sean estos propios o indirectos y se define como:

$$IDIFL = \left[\frac{HIDLF}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDLF Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos forzados,
 = propios o indirectos.
 HS Número de horas del semestre según corresponda.
 =

Artículo 56. Indisponibilidad propia de una línea de transmisión.

El indicador muestra el porcentaje de horas que una línea de transmisión estuvo indisponible debido a eventos propios, sean estos forzados o programados, y está definido por:

$$IDIPL = \left[\frac{HIDL P}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDL P = Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos propios,
 sean estos forzados o programados.
 HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 57. Porcentaje de indisponibilidad indirecta de una línea de transmisión.

Este indicador expresa el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible a consecuencia de eventos indirectos, sean programados o forzados, y está definido por:

$$IDIIL = \left[\frac{HIDLI}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDLI Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos indirectos,
 = sean estos forzados o programados.
 HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 58. Frecuencia de indisponibilidad.

Este indicador mide la frecuencia semestral con que se dan indisponibilidades en una línea de transmisión, sean forzadas o programadas, propias o indirectas.

$$FRIDI$$

En donde:

FRIDI = Número total de indisponibilidades semestrales de una línea de transmisión.

Artículo 59. Frecuencia de indisponibilidad forzada.

Mide la frecuencia con que una línea de transmisión está indisponible por salidas forzadas, sean propias o indirectas.

En donde:

PTDC = Porcentaje de tiempo toma de carga.

TTDC = Tiempo que tarda en llegar a plena carga.

Artículo 117. Potencia promedio de operación en reserva fría.

Expresa la potencia media semestral de una central que estuvo en reserva fría durante el semestre evaluado. Se define por:

En donde:

$PORF_i$ = Potencia a la central que estuvo en reserva fría durante la ocasión i .

$DORF_i$ = Duración en minutos que la potencia $PORF_i$ estuvo en reserva fría en la ocasión i .

N = Número semestral de ocasiones en que la planta de generación que operó en condición de reserva fría.

Artículo 118. Indicadores de despacho diario.

Los indicadores de despacho diario el cumplimiento del pre-despacho de las plantas del parque de generación nacional. Son indicadores que se calculan diariamente y son los estipulados en los artículos 119 y 120.

Artículo 119. Porcentaje de cumplimiento del pre despacho diario.

Mide el cumplimiento de pre despacho horario de cada planta del parque de generación nacional. Se define por:

En donde:

$EPHUG_i$ = Energía horaria programada de la unidad de generación i .

$EDHUG_i$ = Energía horaria despachada de la unidad de generación i .

$EPHUG_{i,j}$ = Energía horaria programada de la unidad de generación i en la hora j .

i = 1, 2, 3, ..., N.
 N = Número de unidades de la planta de generación.
 j = 1, 2, 3, ..., 24.

Artículo 120. Desviación neta de energía horaria programada.

Muestra la desviación neta diaria de la energía media horaria programada de una planta de generación. Se define por:

En donde:

$EDHUG_{i,j}$ = Energía horaria despachada en la unidad i durante la hora j .
 $EPHUG_{i,j}$ = Energía horaria programada en la unidad i durante la hora j .
 i = 1,
 2, 3, ...,
 N .

N = Número de unidades de la planta de generación.
 j = 1, 2,
 3, ..., 24
 (horas
 del
 día).

Artículo 121. Rangos permisibles.

Los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y de falla del parque de generación nacional deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 122. Cálculo de los indicadores de desempeño.

El cálculo de los indicadores establecidos en esta norma técnica se efectuará a partir de los registros de energía y potencia de los sistemas de medición, instalados para cada unidad de generación, en los tableros de control local de las plantas de generación.

CAPÍTULO XII

GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO

Artículo 123. Libre acceso a la red de distribución nacional.

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado-usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas y comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva.

Artículo 124. Interconexiones autorizadas.

Se autoriza la interconexión y operación de micro generadores con la red de distribución a baja tensión y la de mini generadores a la red de distribución de media tensión a través de un transformador exclusivo cuya capacidad será mínimo un 10% superior a la capacidad del mini generador.

Artículo 125. Capacidad de acceso.

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de micro y mini generadores, considerando que la operación de los mismos no interfiera con la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 126. Limitaciones de acceso.

En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

- a. La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.
- b. La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.
- c. La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.
- d. La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Artículo 127. Adecuaciones de red.

Las adecuaciones de la red de distribución a baja tensión necesarias para la conexión de un micro generador, con una capacidad inferior a 50 kVA, a la red de distribución nacional, correrán por cuenta de la empresa distribuidora, salvo que la misma requiera de inversiones en la red de media tensión.

En el caso de que se requieran adecuaciones de red para la interconexión de mini generadores y de micro generadores con una capacidad superior a 50 kVA, los costos correrán por cuenta del interesado.

Artículo 128. Construcción de línea y equipos de conexión.

Los materiales, equipos y los costos de construcción necesarios para llegar de las instalaciones del generador (micro o mini generador), hasta la red de distribución, correrán a cargo del interesado, debiendo para ello cumplirse, en lo aplicable, con las normas y disposiciones emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Punto de interconexión.

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnico y de responsabilidad, del generador con la red de distribución, lo será el punto de entrega.

Artículo 130. Contrato de conexión

Para la interconexión y operación de un micro o mini generador a la red de distribución, el interesado deberá suscribir un “Contrato de Conexión” con la empresa distribuidora, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, comerciales y jurídicas, así como las obligaciones, bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. La Autoridad Reguladora aprobará los formatos y prototipos de los contratos de conexión. Las observaciones que haga serán de acatamiento obligatorio.

Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes.

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario.

b. Medición neta completa, con liquidación anual (compensación económica).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, compensando económicamente la empresa eléctrica al generador por el excedente anual, si existiera, en una liquidación anual en el mes de diciembre de cada año.

Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador deberá cancelar, mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución, equivalente al monto de la tarifa mínima respectiva y de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas.

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- b. Objeto y alcance contractuales incluyendo obligaciones que se impongan a las partes.
- c. Normas jurídicas que forman parte del contrato y rige para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas, así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora, específicamente la presente norma.
- d. Régimen contractual elegido por el abonado-usuario, de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.

- e. Obras y equipos que forman parte de la conexión así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- f. Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normal y de contingencia.
- g. Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- h. Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- i. Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.
- j. Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 134. Procedimiento para la puesta en servicio.

El procedimiento para la puesta en servicio de un micro o mini generador inicia con la solicitud de conexión y finaliza con la puesta en servicio permanente del generador, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la operación comercial.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras diseñar e implementar el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de micro y mini generadores a sus redes de distribución. Dicho procedimiento será remitido a la Autoridad Reguladora para su aprobación dentro del plazo máximo de seis meses contado a partir de la publicación de esta norma, incluyendo los prototipos de los contratos de conexión.

Artículo 135. Pruebas operativas.

El procedimiento de puesta en servicio de un micro o mini generador, deberá incluir las pruebas técnicas que la empresa distribuidora considere necesarias para resguardar la confiabilidad y seguridad operativas de su red, así como la continuidad y calidad del suministro eléctrico y la integridad física de usuarios del servicio y de transeúntes que eventualmente se desplacen cerca de donde están ubicados los generadores.

Artículo 136. Especificaciones técnicas de generadores. Generalidades.

Los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir, según corresponda en cada caso, con las especificaciones constructivas y operativas contempladas en las normas siguientes:

- a. IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- b. IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.
- c. IEEE-929 “Recommended Practice for Utility of Photovoltaic (PV) Systems.
- d. UL-1741 “Inverters, Converts and Controllers for use in Independent Power System.

Además se deberá considerar lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 36979-MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” publicado en La Gaceta No. 33, del 15 de febrero de 2012 y estar en concordancia con la norma

emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002), AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 137. Regulación de la tensión.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002) AR-NT-CTS “Calidad de la tensión de suministro” y sus reformas y el estándar IEEE-1547, los micros y mini generadores que se operen en paralelo con la red de distribución nacional, tendrán los impedimentos siguientes:

- a. Regular la tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.
- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles, según corresponda.
- c. Producir variaciones mayores al cinco por ciento (5%) de la tensión nominal de la red de distribución, al sincronizarse.
- d. Producir en la red de la distribuidora, huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en el Apartado 4 de la norma AR-NT-CTS “Calidad de la tensión de suministro”.

Artículo 138. Límites del Parpadeo.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de parpadeo establecidos en los numerales 2.8 y 3.8, según corresponda, de la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 139. Distorsión armónica de la tensión.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de distorsión armónica de tensión establecidos en los numerales 2.6, 2.7, 3.6 y 3.7, según corresponda, de la norma emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002) AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro”, y sus reformas.

Artículo 140. Otras consideraciones conformes al estándar IEEE 1547.

De conformidad con el estándar IEEE 1547, los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir con lo siguiente:

- a. No interferir con la coordinación de protección del alimentador al que está conectado.
- b. Resistir a la interferencia electromagnética de acuerdo con el estándar IEEE-.90.1-1995 “Standard for Surge Withstand Capability” .
- c. Resistir sobre corriente y sobre tensión de acuerdo con los estándares IEEE C62.41.2-2002 “Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits” o IEEE C37.90.1-2002 “Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”.
- d. No exceder, la inyección de corriente directa (C.D.) del generador al sistema de distribución, el cinco por ciento (5%) de la corriente máxima del equipo.

Artículo 141. Seguridad operativa. Bloqueo ante salidas operativas.

Los micro o mini generadores deberán contar con un sistema de bloqueo que inhabilite su conexión con la red de distribución cuando la misma se encuentre sin energía.

Artículo 142. Comportamiento ante salidas operativas.

Los micros o mini generadores dejarán de alimentar a la red de distribución ante una salida de operación de la red de distribución.

Artículo 143. Operación en isla.

No está permitida la operación en isla de micro generadores. En el caso de los mini generadores, capaces de operar en forma aislada, se requerirá de un canal de comunicación entre el sistema de protección de la empresa distribuidora y el mini generador.

La operación en isla, de ser técnicamente posible, será autorizada por la empresa distribuidora y deberá cumplir con las condiciones técnicas que para tales efectos, se le establezcan por parte de la empresa eléctrica y en concordancia con la normativa técnica emitida por la Autoridad Reguladora.

Artículo 144. Obligación de indicar el equipo de interrupción necesario.

Con fundamento en los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma, la empresa distribuidora indicará al interesado las características técnicas del equipo de interrupción necesario para operar en paralelo el micro o mini generador.

Artículo 145. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de micro y mini generación y sus conexiones a la red de distribución nacional, deberán cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora establezca, de conformidad con los principios técnicos establecidos en esta norma.

Artículo 146. Protecciones a requerir.

Dentro de las posibles protecciones que podrá la empresa eléctrica requerir para la interconexión y operación paralela de un micro o mini generador, estarán las que a continuación se indican, de acuerdo con la capacidad del generador y su impacto en la red de distribución, según los estudios indicado en los artículos 125 y 126 de esta norma:

- a. Interruptor manual con bloqueo.
- b. Disparo por sobre tensión.
- c. Disparo por baja tensión.
- d. Disparo por sobre/baja frecuencia.
- e. Sincronismo (Automático o manual).
- f. Sobre corriente a tierra.
- g. Disparo por telemetría.
- h. Regulador automático de tensión.
- i. Otras de acuerdo con las necesidades específicas.

Artículo 147. Responsabilidad de la operación y mantenimiento.

El generador es responsable de la operación y el mantenimiento de sus equipos de producción, conexión, seguridad y protección. No obstante, en el caso de mini generadores la empresa distribuidora podrá realizar remotamente maniobras de conexión y desconexión, cuando la seguridad operativa de la red de distribución así lo requiera.

Artículo 148. Causales para la desconexión.

Las empresas podrán desconectar las instalaciones del generador, previo aviso de al menos 24 horas de antelación, en las siguientes situaciones:

- a. Por mantenimiento programado o no programado (no rige el pre aviso) de la red de distribución.
- b. Por fallas en la red de distribución provocadas por el generador.
- c. Por incumplimiento del generador a lo establecido en esta norma o en el contrato.
- d. A solicitud del generador.
- e. A solicitud de Autoridad Judicial.

Artículo 149. Póliza de responsabilidad civil.

El generador deberá, si la empresa distribuidora lo requiere, adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil por los daños que la operación de sus equipos o fallas de sus instalaciones pueda ocasionar a la empresa distribuidora o que ésta produzca a sus abonados o usuarios, a consecuencia de deficiencias o fallas operativas de sus instalaciones y equipos.

Artículo 150. Obligaciones de las empresas distribuidoras.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que les correspondan.
- b. Efectuar los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma.
- c. Suscribir y formalizar el “Contrato de Conexión” que regula las condiciones técnicas, administrativas y comerciales y someter el formato y prototipo de contrato a aprobación de la Autoridad Reguladora, debiendo implementar en él, las modificaciones que indique el Ente Regulador.
- d. Adecuar la red de distribución en baja tensión para la interconexión y operación en paralelo de los micros generadores.
- e. Informar a los usuarios de los requisitos técnicos que debe cumplir los equipos de generación e instalaciones de interconexión y equipo asociado.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores.

Será responsabilidad de los generadores:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma, que les competa.
- b. Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.

- c. Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en las disposiciones de esta norma.
- d. Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- e. Permitir a las empresas eléctricas inspeccionar las instalaciones y equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 152. Aspectos comerciales. Preceptos normativos.

Serán aplicables, para los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, si no se contraponen con esta norma, lo establecido en la norma técnica emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002) AR-NTSDC “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización”, y sus reformas.

Artículo 153. Liquidaciones contractuales.

Las empresas distribuidoras son responsables de implementar los mecanismos necesarios para efectuar las liquidaciones mensuales de energía para los contratos tipo “Medición Neta Sencilla” y anuales para los contratos tipo “Medición Neta Completa”, indicados en el artículo 131 de la presente norma.

Artículo 154. Sistema de medición.

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en el Apartado 3 de la norma emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002) AR-NTCON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica” y sus reformas.

Artículo 155. Control de equipo de medición.

En concordancia con el apartado 7 de la norma emitida por la Autoridad Reguladora (Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002) AR-NTCON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica” y sus reformas, las empresas distribuidoras llevarán un control de los medidores utilizados para el registro de la energía consumidas y generadas en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, de tal forma que no se confundan con los utilizados en servicios de los demás abonados o usuarios.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes.

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica debe facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

Artículo 158. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Completa”.

En la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.

CAPÍTULO XIII.

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN RÉGIMEN DE RACIONAMIENTO.

Artículo 160. Participación en los racionamientos.

Todas las empresas distribuidoras, generadores privados y abonados o usuarios, salvo las excepciones establecidas en el artículo 172 de esta norma, están en la obligación de participar en los racionamientos eléctricos de acuerdo con la naturaleza de su función dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 161. Responsabilidad.

Es responsabilidad del Operador del Sistema, asegurar la debida participación de las empresas y abonados usuarios en los racionamientos programados, de acuerdo con las características propias de cada empresa eléctrica y abonados-usuarios, en cuanto a demanda de potencia y energía y al uso de la misma.

Artículo 162. Coordinación.

El Operador del Sistema, es responsable de establecer los mecanismos de coordinación con las empresas eléctricas de distribución y con los generadores privados, para establecer la programación de los racionamientos.

Consecuentemente, las empresas distribuidoras y el ICE-Distribución, son responsables de establecer los mecanismos apropiados de coordinación con sus clientes, en lo que respecta a los racionamientos.

Artículo 163. Cumplimiento de la programación de los racionamientos.

Es responsabilidad de las empresas el fiel cumplimiento de los racionamientos programados previamente por el Operador del Sistema, en apego a esta norma técnica.

Artículo 164. Disponibilidad de plantas.

Salvo caso fortuito o fuerza mayor, los generadores privados y las empresas distribuidoras mantendrán en óptimo funcionamiento sus plantas de generación, de acuerdo con los niveles de capacidad de la fuente primaria existente al momento.

El Operador del Sistema, deberá ejercer una observancia constante, en tiempo real, de los embalses y de los caudales, así como establecer las proyecciones de los niveles de que pueda disponer, según tendencias y aportes de acuerdo con las condiciones hídricas existentes. Igual observancia deberá tener sobre cualquier otro recurso energético primario disponible.

La Autoridad Reguladora podrá directamente o por medio de terceros, verificar el grado de disponibilidad de las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 165. Programa de racionamiento (magnitud y duración).

Es responsabilidad del Operador del Sistema, de conformidad con los estudios técnicos correspondientes, establecer la magnitud del déficit de potencia y energía del Sistema Eléctrico Nacional y determinar el correspondiente racionamiento en lo que respecta a su magnitud y duración.

De conformidad con lo establecido en el artículo 9 el Operador del Sistema, como encargado de la operación del SEN, es responsable de determinar la necesidad de racionamiento en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo con lo siguiente:

a. En los casos en que, de acuerdo con el planeamiento operativo de mediano plazo, se determine que la entrada tardía en operación de una o varias plantas de generación, impide satisfacer la totalidad de la demanda nacional de energía eléctrica, debe el Operador del Sistema informar con seis meses de anticipación a la fecha prevista en que potencialmente debe iniciarse el racionamiento. Esta condición se considerará como una alerta de racionamiento y no significará necesariamente que se ejecutará, por cuanto dependerá de las acciones de emergencia que se lleve para evitarlo. Si al término de dicho plazo se determina que el racionamiento es una condición insalvable, el Operador del Sistema debe informar la fecha prevista del racionamiento con 15 días de antelación a su inicio.

b. Una segunda posibilidad de racionamiento se dará cuando el sistema presente un cuadro de insuficiencia de recursos de generación derivado de condiciones climatológicas extremas o situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor presentadas tanto en el estado del parque de generación como en los inventarios de combustibles, en cuyo caso, el Operador del Sistema debe emitir una alerta de racionamiento cuando los embalses con reserva de seguridad alcancen una autonomía de 10 días. Si esta autonomía llega a 5 días, debe emitirse la orden de ejecución del racionamiento, cuyo inicio será 5 días naturales después de la orden de ejecución.

Artículo 166. Confiabilidad y estabilidad.

El Operador del Sistema mediante los estudios pertinentes, programará, coordinará y supervisará los racionamientos eléctricos, y tomará las acciones pertinentes para que la magnitud, frecuencia, duración y distribución topológica de los racionamientos, no sometan la operación del Sistema Eléctrico Nacional, a condiciones que pongan en peligro su seguridad y estabilidad. En ese sentido debe

prevalecer el criterio de operación segura y confiable en contraposición a la magnitud del racionamiento.

Artículo 167. Información de las distribuidoras hacia el Operador del Sistema.

Las empresas distribuidoras, deben brindar al Operador del Sistema, la información sobre sus perfiles de carga, proyecciones de demanda de energía y potencia, así como cualquier otra información necesaria para la debida coordinación de los racionamientos. De igual forma, deben suministrar toda la información que se requiera, en la fase previa, durante y posterior a un período de racionamiento.

El Operador del Sistema debe tener en forma permanente las estrategias de racionamiento establecidas y para ello las empresas distribuidoras deben actualizar anualmente los programas de racionamiento en los términos y condiciones que el Operador del Sistema lo solicite. Esta solicitud será enviada por el Operador del Sistema durante el mes de noviembre de cada año y debe estar acompañada con los lineamientos de racionamiento establecidos para el año siguiente. Es obligación de las empresas distribuidoras enviar las actualizaciones solicitadas antes del 15 de diciembre de cada año.

Es obligación de las empresas distribuidoras cumplir con los formatos y plazos que en este sentido establezca el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora.

Artículo 168. Frecuencia y duración de los períodos de racionamiento.

Es responsabilidad y potestativo de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo que a ese efecto le señale el Operador del Sistema programar los racionamientos de acuerdo con la topología de distribución en su área de concesión.

La facultad potestativa de las empresas distribuidoras, comprende la selección de alimentadores u abonados-usuarios, de conformidad con el impacto que el racionamiento les cause en términos de la duración y frecuencia, salvo requerimiento expreso del Operador del Sistema por condiciones de seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La participación de cada empresa distribuidora en los programas de racionamiento, en términos de magnitud y duración, se establecerá conforme a lo estipulado en el artículo 165.

Artículo 169. Optimización de los racionamientos.

Los racionamientos deben cuantificarse y programarse, bajo los siguientes principios:

- . Maximización del uso de fuentes primarias de energía no contaminantes.
- . Minimización de la duración y frecuencia de los racionamientos.
- . Seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- . Minimización de los racionamientos nocturnos en cuanto a su duración y frecuencia.

Artículo 170. Condiciones de calidad de la tensión de suministro.

Durante los racionamientos, las condiciones de calidad y frecuencia de tensión de suministro, establecidas en la norma AR-NTCTS “Calidad de la tensión de Suministro”, rigen en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras tomarán las medidas pertinentes de tal forma que la distribución topológica de los racionamientos no interfieran en la calidad de la tensión de suministro.

Artículo 171. Validación de los programas de racionamiento.

Una vez que las empresas distribuidoras han establecido su propio programa de racionamiento, en concordancia con la estrategia que el Operador del Sistema ha establecido de acuerdo con los diferentes escenarios de racionamiento, deben enviar dichos programas al Operador del Sistema para someterlos a verificación con la estrategia integral de racionamiento, en términos de magnitud y duración. El Operador del Sistema informará sobre el resultado de dicha verificación e indicará los ajustes que deban realizarse.

Artículo 172. Criterios de interrupción.

Las empresas distribuidoras, deberán programar, dimensionar y distribuir en el tiempo y en el espacio los racionamientos, de tal forma que: afecten de manera mínima, la vida, la salud, la seguridad y las comunicaciones de los habitantes de la República, el desarrollo socio económico del país, y tengan una incidencia mínima en el bienestar general de la población del país. En cuanto a su frecuencia, duración y horario, y deben tomarse en consideración, cuando las condiciones técnicas y topológicas lo permitan, los criterios siguientes:

a. Horario de los racionamientos.

Los racionamientos deberán establecerse en horarios que comprendan de las 05:00 horas a las 22:00 horas de cada día, salvo condiciones extremas que obliguen a ampliar el rango de tiempo.

b. Racionamiento durante los fines de semana.

De ser posible no se programarán racionamientos los domingos. Por tanto se efectuarán, de lunes a sábado, durante las horas establecidas en el inciso a) de este artículo.

c. En hospitales y clínicas.

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a hospitales y clínicas, donde se atiendan emergencias o existan salas de terapia intensiva y soporte vital, salvo casos en los cuales las empresas distribuidoras establezcan convenios con centros médicos que cuenten con plantas de generación eléctrica de respaldo, o en su defecto se negocien horarios de racionamiento de conveniencia para el centro médico, sin que se afecte la salud humana.

d. En estaciones de radio y comunicación.

Siempre que las características topológicas y de equipamiento lo permitan, son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a estaciones de radio y comunicación relacionadas con la coordinación de la seguridad pública y atención de emergencias en el ámbito nacional.

e. En sistemas de bombeo de agua potable.

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales que suministren, de manera exclusiva, energía eléctrica a los sistemas de bombeo de agua potable.

Los sistemas de bombeo de agua potable alimentados con energía eléctrica a través de la red general de distribución serán ininterrumpibles, siempre y cuando la topología y equipamiento de la red lo permita y sin que afecte el cumplimiento de los programas de racionamiento.

Las empresas distribuidoras tienen la facultad de establecer convenios con el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, municipalidades y acueductos rurales, los posibles esquemas de racionamiento, basados en la operación de los sistemas de bombeo.

f. En sistemas de bombeo de combustibles.

Se considera prioritario el suministro eléctrico a las estaciones de bombeo que la Refinadora Costarricense de Petróleo posee para el suministro nacional de combustibles. Una posible afectación estará basada en la debida coordinación que las empresas distribuidoras deban realizar con la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contemplando esquemas de operación de las estaciones de bombeo, así como aquellas que poseen plantas de generación eléctrica de respaldo.

g. En el sector Industrial.

Siempre que el déficit de energía y potencia sea factible subsanar en su totalidad con carga residencial, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de suministro de energía eléctrica a industrias productoras de bienes y servicios.

h. Iluminación de carreteras.

Cuando sea requerido el racionamiento nocturno, siempre que sea factible, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de uso exclusivo para la iluminación de autopistas, intersecciones y carreteras de alto tráfico vehicular.

i. Área metropolitana.

Dentro de lo posible, la selección de los alimentadores, circuitos y ramales a participar en los racionamientos, se hará tratando de minimizar la afectación a las áreas de mayor concentración de la población.

j. Áreas de concentración económica.

Dentro de la potestad facultativa de las empresas eléctricas en la selección, frecuencia y duración de los racionamientos dentro de su área de concesión, será prioritario el suministro energético de las áreas donde se concentre la actividad económica productiva y comercial de la región servida por la empresa distribuidora.

k. Generación privada.

Son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos o ramales, en los cuales se inyecte energía al Sistema Eléctrico Nacional por parte de Generadores Privados y empresas eléctricas de distribución, siempre y cuando exista un diferencial positivo de inyección mayor que el de retiro de energía.

Artículo 173. Responsabilidad de abonados y usuarios. Medidas propias.

Los usuarios y abonados serán responsables de tomar las previsiones que consideren pertinentes, en la medida que los racionamientos de energía debidamente programados e informados, les afecten.

Artículo 174. Información del Operador del Sistema hacia la Autoridad Reguladora.

Durante el periodo de racionamiento, el Operador del Sistema, deberá informar semanalmente a la Autoridad Reguladora sobre la disponibilidad de todas las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, indicando las causas de las indisponibilidades que se presenten.

De igual forma deberá de presentar un balance de la generación programada versus la efectuada, con la debida explicación de las desviaciones, así como de los cambios en las proyecciones que pudiesen suscitarse.

Artículo 175. Información de las empresas distribuidoras hacia la Autoridad Reguladora.

De manera quincenal, las empresas distribuidoras brindarán un informe sobre los racionamientos programados y solicitados por el Operador del Sistema, versus los ejecutados con la debida justificación de los apartamientos o de los cambios.

Deben también presentar un cuadro estadístico que muestre información relacionada con la cantidad de usuarios afectados por los racionamientos, el tiempo de interrupción promedio que tuvieron los abonados afectados, la energía dejada de vender con la debida valoración económica, así como cualquier incidencia significativa sucedida en sus redes durante los racionamientos que deba conocer la Autoridad Reguladora.

Artículo 176. Información hacia los abonados y usuarios.

Las empresas distribuidoras deben informar por medio de los periódicos de mayor circulación nacional o regional, radio y televisión, a sus abonados y usuarios, sobre la duración, frecuencia y ubicación de los racionamientos programados en su área de distribución, al menos ocho días naturales de antelación.

CAPÍTULO XIV.

DISPOSICIONES FINALES.

Artículo 177. Intervención de la Autoridad Reguladora.

Cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 178. Principio de transparencia.

Todo estudio de planeación operativa o de expansión del Sistema Eléctrico Nacional será de carácter público para cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 179. Transferencia de información.

Semestralmente, el Operador del Sistema deberá remitir a la Autoridad Reguladora, en las fechas y medios que ésta oportunamente comunique, los valores de los indicadores de desempeño de la red de transmisión nacional y del parque de generación nacional, con el análisis correspondiente en función de los principio de confiabilidad, estabilidad y selectividad, establecidos en el artículo 15 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC).

El operador del Sistema dispondrá de un plazo de seis meses, a partir de la vigencia de esta norma, para preparar los sistemas informáticos necesarios y coordinar con las empresas el envío de la información necesaria para la debida atención de las disposiciones contempladas en esta norma.

Artículo 180. Multas y Sanciones.

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente en la presente norma técnica, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas.

Serán sujetos de multas los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional que:

- a. Incumplan en la prestación de los servicios auxiliares definidos en el artículo 41 de esta norma y en general que realicen u omitan acciones que atenten en contra de la calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.
- b. Incumplan con la programación e instrucciones operativas dadas por el Operador del Sistema sin causa justificada, incluyendo incumplimiento en la entrada y retiro programado de instalaciones y la no notificación de cambios en el estado de equipos.
- c. Nieguen o presenten resistencia o falta de colaboración a entregar al Operador del Sistema la información técnica necesaria para la operación, segura, confiable y de calidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- d. Declaren indisponibilidades inexistentes que pongan en peligro la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional o influyan negativamente en la satisfacción óptima económica de la demanda nacional.
- e. Incumplan con los requisitos establecidos por el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, el ICE y las empresas distribuidoras.

Artículo 181. Vigencia.

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

Artículo 182. Derogación de la norma AR-NT-GT.

Se deroga la norma AR-NT-GT “Calidad del Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica” promulgada mediante la resolución RRG-2439-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Intendencia de Energía para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente.

Se retiran el señor Edgar Cubero Castro y la señorita Stephannie Castro Benavidez.

ARTÍCULO 8. Recurso de revocatoria y reposición y gestión de nulidad absoluta interpuestos por la Asociación Cámara Nacional de Transportes, contra el acuerdo 01-69-2013.

Se conoce el oficio 818-DGAJR-2013 del 14 de octubre de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de revocatoria y reposición y gestión de nulidad absoluta interpuestos por la Asociación Cámara Nacional de Transportes, contra el acuerdo 01-69-2013, del acta de la sesión extraordinaria 69-2013, celebrada el 19 de setiembre de 2013.

La señorita **Roxana Herrera Rodríguez** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 818-DGAJR-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 10-75-2013

1. Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de revocatoria y/o reposición interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva.
2. Rechazar de plano por inadmisibles, la gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva.
3. Dar por agotada la vía administrativa.
4. Notificar a la recurrente la presente resolución.
5. Instruir al Departamento de Gestión y Documentación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la conformación del respectivo expediente administrativo para el debido resguardo de la documentación relacionada con este asunto.
6. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 6 de mayo de 2009, mediante la resolución RRG-9767-2009, publicada en La Gaceta N° 94 del 18 de mayo de 2009, el entonces Regulador General, resolvió actualizar el precio de los insumos –entre otros, el valor del autobús- del modelo actual de fijación de precios del transporte remunerado de personas modalidad autobús.
- II. Que el 9 de mayo de 2012, el Foro Nacional de Transporte Público Modalidad Autobús, presentó ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (*en adelante ARESEP*) solicitud de actualización del valor de los autobuses.

- III. Que el 22 de junio de 2012, mediante el oficio 572-DITRA-2012, la entonces Dirección de Servicios de Transportes señaló: [...] *Los costos de inversión, como es el caso del valor del autobús, son considerados en las fijaciones ordinarias de tarifas, y corresponde a la Junta Directiva de la Institución determinar los mecanismos de actualización, no solo de los ítems de inversión sino también los de precios de los insumos. // En consecuencia, hasta tanto esta materia no sea vista y aprobada por el citado órgano, no podemos dar una respuesta concreta a su solicitud [...]*.
- IV. Que el 10 de julio de 2012, el Foro Nacional de Transporte Público Modalidad Autobús, presentó ante la ARESEP solicitud de respuesta de su gestión presentada el 9 de mayo de 2012.
- V. Que el 26 de julio de 2012, el Foro Nacional de Transporte Público Modalidad Autobús, presentó ante la ARESEP, una solicitud de actualización del valor de los autobuses, para que el mismo fuera considerado en las peticiones individuales de revisión de tarifas.
- VI. Que el 28 de agosto de 2012, mediante el oficio 605-DGJR-2012, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) recomendó entre otras cosas: *Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que proponga a esa Junta Directiva el procedimiento que se utilizará para actualizar el precio de la unidad de autobús y del resto de insumos que se consideran en el modelo estructura general de costos para el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús.*
- VII. Que el 8 de octubre de 2012, la Junta Directiva mediante el acuerdo 05-83-2012 de la sesión extraordinaria 83-2012, acordó entre otras cosas: 1. *Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, realice los estudios necesarios para incorporar en la nueva metodología de fijación ordinaria de tarifas de transporte, modalidad autobús, el procedimiento que se utilizará para actualizar el precio de la unidad de autobús [...]* 2. *Instruir al Comité de Regulación a que proceda a realizar la actualización del valor del autobús siguiendo los principios servicio al costo, a las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, así como a los principios elementales de justicia, lógica y conveniencia que exige la Ley General de la Administración Pública y la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. [...]*.
- VIII. Que el 9 de noviembre de 2012, mediante el oficio 583-SJD-2012, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al entonces Comité de Regulación el acuerdo 05-83-2012, inciso 2), de la sesión extraordinaria 83-2012, celebrada el 8 de octubre de 2012 y ratificada el 25 del mismo mes y año.
- IX. Que el 20 de noviembre de 2012, mediante el oficio 062-COR-2012, el entonces Comité de Regulación en el acuerdo 004-239-2012 dispuso entre otras cosas, trasladar a la Intendencia de Transporte el acuerdo 05-83-2012 sobre la actualización del valor del autobús.
- X. Que el 27 de mayo de 2013, mediante la resolución RJD-038-2013, publicada en La Gaceta N° 105 del 03 de junio de 2013 en el Alcance Digital 101, la Junta Directiva emitió el *Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado* (en adelante RIOF) Expediente OT-179-2012.
- XI. Que el 29 de julio de 2013, mediante el oficio 561-RG-2013, el Regulador General solicitó a las Intendencias entre otras cosas, realizar un estudio de los recursos humanos de que se disponen con el fin de identificar los funcionarios que por experiencia y/o conocimientos sean

los idóneos para integrar una comisión autónoma Ad Hoc al grupo que se encargará de la elaboración de las metodologías.

- XII. Que el 29 de agosto de 2013, el Foro Nacional de Transporte Público Modalidad Autobús, presentó ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora escrito de reiteración de la solicitud de actualización del valor del autobús.
- XIII. Que el 6 de setiembre de 2013, mediante el oficio 153-CDR-2013, el Centro de Desarrollo de la Regulación emitió el: *Informe de avance, proyecto “Modelo de ajuste ordinario de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*.
- XIV. Que el 19 de setiembre de 2013, la Junta Directiva tomó el acuerdo 01-69-2013 en la sesión extraordinaria 69-2013, en el cual se acordó responder a la Asociación Cámara Nacional de Transportes, entre otras cosas: [...] 2. *Dado el avance que presenta dicha propuesta de metodología que consta de varios módulos, según ha informado la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 153-CDR-2013 del 6 de setiembre de 2013, esta Junta Directiva dará prioridad a la actualización del valor del autobús y al tratamiento de las variables relacionadas con éste. Este módulo será un adelanto de la nueva propuesta de metodología y será sometido a audiencia pública en los próximos días. [...]*.
- XV. Que el 25 de setiembre de 2013, la Asociación Cámara Nacional de Transportes inconforme con lo anterior, interpuso recurso de revocatoria o reposición y gestión de nulidad absoluta contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 de la Junta Directiva.
- XVI. Que el 27 de setiembre de 2013, mediante el memorando 669-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva remitió para el análisis de la DGAJR el recurso de revocatoria y/o reposición contra el acuerdo 01-69-2013 supra citado.
- XVII. Que el 30 de setiembre de 2013, mediante el oficio 759-RG-2013, el Regulador General entre otras cosas, designó los miembros que integran la comisión autónoma Ad Hoc encargada de la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación del *Módulo de Valor del Bus y otros parámetros relacionados*.
- XVIII. Que al día de hoy, no consta que la Intendencia de Transporte haya acatado lo dispuesto en el acuerdo 05-83-2012, inciso 2).
- XIX. Que el 14 de octubre de 2013, la DGAJR mediante el oficio 818-DGAJR-2013, rindió el criterio sobre el recurso de recurso de revocatoria o reposición y gestión de nulidad absoluta interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013.
- XX. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 818-DGAJR-2013 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. NATURALEZA DE LAS GESTIONES INTERPUESTAS

Recurso de revocatoria: El recurso presentado es el ordinario de revocatoria y/o reposición al cual se le aplican las disposiciones contenidas en los artículos 342 a 352 de la LGAP y sus reformas. En ese sentido, dispone el artículo 345 de cita, que los únicos actos que pueden ser recurribles en el procedimiento ordinario son: el acto que lo inicia, contra el que deniega la comparecencia oral o cualquier prueba y contra el acto final.

Así las cosas y teniendo la naturaleza jurídica del acto aquí recurrido -acuerdo de la Junta Directiva-, el cual consiste en la manifestación de voluntad de dicho órgano colegiado, es decir; decisiones que se materializan a través de acuerdos que éste adopta en sus deliberaciones (sesiones), en el caso concreto, dicho órgano colegiado no está adoptando un acto que cause "estado" para la recurrente, sino, que se trata de un acto en el cual se da respuesta a una solicitud pura y simple planteada por la misma recurrente, por lo que por regla general, no resulta un acto susceptible de impugnación, por cuanto no produce efectos jurídicos directos, inmediatos o propios a la recurrente.

En este sentido, el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Primera, en su sentencia No. 121-2009-1 del 19 de marzo de 2009, señaló:

[...] En la doctrina se encuentra pacíficamente aceptado que los actos de mero trámite o preparatorios no pueden ser objeto de impugnación, por cuanto, no producen, en tesis de principio, efectos jurídicos directos, inmediatos o propios. Excepcionalmente, los actos administrativos de trámite son susceptibles de impugnación en la vía administrativa y jurisdiccional cuando son asimilados "ex lege" a un acto final. Así, a guisa de ejemplo, el artículo 345, párrafo 3º, de la Ley General de la Administración Pública estipula que "Se considerará como final también el acto de tramitación que suspenda indefinidamente o haga imposible la continuación del procedimiento.". Igualmente, el artículo 163, párrafo 2º, del mismo cuerpo normativo establece que "Los vicios propios de los actos preparatorios se impugnarán conjuntamente con el acto, salvo que aquellos sean, a su vez, actos con efecto propio.

[...] los actos de trámite son actos instrumentales de las resoluciones, las preparan, las hacen posibles. Es una distinción (entre actos resolutorios y de trámite) firmemente establecida con base en la propia estructura del procedimiento administrativo. La regla de la irrecurribilidad de los actos de trámite, sobre la cual la distinción se ha originado, es una simple regla de orden, no es una regla material absoluta. No quiere decirse con ella, en efecto, que los actos de trámite no sean impugnables, que constituyan una suerte de dominio soberano de la Administración que resulte absolutamente infiscalizable por los recursos. Quiere decirse, más simplemente, que los actos de trámite no son impugnables separadamente. Expresa, pues, un principio de concentración procedimental: habrá que esperar a que se produzca la resolución final del procedimiento para, a través de la impugnación de la misma, poder plantear todas las eventuales discrepancias que el recurrente pueda tener sobre el modo en que el procedimiento se ha tramitado, sobre la legalidad de todos y cada uno de los actos de trámite [...]

Por lo anterior tome note la recurrente que los actos preparatorios son antecedentes de la resolución final; trámites del procedimiento administrativo que no tienen la virtud de decidir,

directa o indirectamente, sobre el objeto administrativo, únicamente integran el procedimiento antes de la emisión del acto final.

Aunado a ello, el artículo 163.2 de la LGAP, también dispone:

- 2. Los vicios propios de los actos preparatorios se impugnarán conjuntamente con el acto, salvo que aquellos sean, a su vez, actos con efecto propio.*

Por otra parte, el artículo 345.3 ibídem, señala en lo que interesa:

- 3. Se considerará como final también el acto de tramitación que suspenda indefinidamente o haga imposible la continuación del procedimiento.*

En virtud de lo anteriormente expuesto, y en aplicación de lo dispuesto en el artículo 292.3 de la LGAP, este órgano asesor concluye que, desde el punto de vista formal, el recurso de revocatoria y/o reposición interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva es inadmisibile, por no ser este un acto que reúna los requisitos y condiciones taxativos establecidos en los artículos 136 y 345.1 de la LGAP para ser recurrible, pues no se trata de un acto administrativo formal que pueda ser objeto de impugnación, pues no tiene efectos en la esfera jurídica del administrado.

Gestión de nulidad: *A la gestión de nulidad absoluta interpuesta contra el acuerdo 01-69-2013, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 169 a 175 de la LGAP.*

2. LEGITIMACIÓN

Respecto a la legitimación activa, cabe indicar, que la Asociación Cámara Nacional de Transportes se encuentra legitimada para actuar -en la forma en lo que ha hecho-en el ejercicio de su derecho de petición y respuesta, y como tal, es parte interesada con relación a su gestión referida a solicitud de la actualización del valor de la unidad de autobús.

3. REPRESENTACIÓN

La señora Maritza Hernández Castañeda en su condición de presidenta de la Asociación Cámara Nacional de Transportes, ejerce la representación administrativa, legal, judicial y extrajudicial de esta asociación, con facultades de apoderada generalísima sin límite de suma.

Dicha representación, se comprueba mediante la certificación notarial adjunta al escrito recursivo, por lo cual está facultada para actuar en nombre de la asociación supra citada.

[...]

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

- 1. Sobre el argumento referido a que el acuerdo 01-69-2013 deja sin efecto lo acordado en el punto 2 del acuerdo 05-83-2012, en cuanto al valor del autobús y el procedimiento de actualización.**

Previo a analizar el argumento del recurrente, conviene hacer las siguientes consideraciones generales:

Se desprende del caso en estudio que la Asociación Cámara Nacional de Transportes, recurrió el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013, alegando un cambio de criterio respecto al tema del valor del autobús para efectos de la propuesta del nuevo modelo y el modelo vigente.

En ese sentido, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 01-69-2013 supra citado, indicó en entre otras cosas. [...] 2. Dado el avance que presenta dicha propuesta de metodología que consta de varios módulos, según ha informado la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 153-CDR-2013 del 6 de setiembre de 2013, esta Junta Directiva dará prioridad a la actualización del valor del autobús y al tratamiento de las variables relacionadas con éste. Este módulo será un adelanto de la nueva propuesta de metodología y será sometido a audiencia pública en los próximos días. [...].

Por su parte el RIOF, dispone en lo conducente:

Artículo 6. Junta Directiva

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. [...]

[...]

Tiene las siguientes funciones:

16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

[...]

Artículo 9. Regulador General.

[...]

Tiene las siguientes funciones:

[...]

11. Designar equipos para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad.

Artículo 13. Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria

[...]

La Dirección General tiene las siguientes funciones:

8. Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad.

Artículo 17. Funciones generales de las Intendencias de Regulación.

[...]

8. Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la elaboración de propuestas de políticas y en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad.

Artículo 20. Funciones específicas de la Intendencia de Transporte.

Tiene las siguientes funciones específicas:

1. Realizar las funciones indicadas en el Artículo 17 de este reglamento en relación con los siguientes servicios regulados:

Cualquier medio de transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo.
[...]

Artículo 21. Centro de Desarrollo de la Regulación.
[...]

Tiene las siguientes funciones:

9. Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad, así como para elaborar propuestas de políticas regulatorias a ser sometidas a la Junta Directiva. [...]

Así las cosas, se desprende de lo anterior, la competencia del Regulador General para conformar comisiones autónomas Ad Hoc con el fin de elaborar propuestas de políticas y ejecutar proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas.

En este sentido, note la recurrente que mediante el oficio 759-RG-2013 del 30 de setiembre de 2013, el Regulador General designó la conformación de una Comisión Autónoma Ad Hoc integrada por un miembro de la Intendencia de Transporte (en adelante IT), dos miembros de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación y un miembro de la DGAJR, el cual tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación del “Modulo de Valor del Bus y otros parámetros relacionados”, mismo que forma parte del proyecto Modelo de ajuste ordinario de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús.

En ese orden de ideas, la Junta Directiva mediante el acuerdo recurrido -acto de mérito trámite -, entre otras cosas, informó a la recurrente que en virtud del avance que presentaba la propuesta metodológica supracitada, dio prioridad al tema de la actualización del valor del autobús y al tratamiento de las variables relacionadas con éste y por ende, al tratarse de la introducción de un módulo que formará parte del nuevo modelo de fijación ordinaria de tarifas para el servicio público de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, está sujeto a lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, en lo concerniente a los asuntos que deben someterse a audiencia pública.

Ahora bien, continuando con el análisis de este argumento, la recurrente señala un cambio de reglas sobre la actualización del valor del autobús, como uno de los insumos que se utilizan en el modelo vigente.

En ese sentido debe tomar nota la recurrente, que no hay tal cambio que alega, porque el modelo actual (denominado Estructura General de Costos) no contempla la forma de cálculo o de determinación del valor de la unidad de autobús, mismo que se utiliza –entre otras cosas– como parámetro referente para estimar la depreciación de las unidades de autobús al momento de correr el modelo citado, el cual ha sido fijado por la Autoridad Reguladora mediante la resolución RRG-9767-2009.

Finalmente, resulta oportuno aclararle a la recurrente también que la Junta Directiva en respuesta a su solicitud, comunicó el punto 2 del acuerdo 05-83-2012 –que no ha sido revocado a la fecha-, mediante el oficio 583-SJD-2012 al entonces Comité de Regulación, quien a su vez, por medio del oficio 062-COR-2012 trasladó a la IT la instrucción de proceder a realizar la actualización del valor del autobús siguiendo los principios del servicio al costo, a las reglas univocas de la ciencia y la técnica, así como a los principios elementales de justicia, lógica y conveniencia que exige la LGAP y la Ley 7593.

En consecuencia, este órgano asesor considera que no lleva razón la recurrente en cuanto este argumento.

2. El acuerdo recurrido no es conforme a las normas jurídicas aplicables, causando su invalidez por razón de su nulidad absoluta.

De conformidad con lo señalado en el artículo 180 de la LGAP, el cual establece que será competente, en la vía administrativa, para anular o declarar la nulidad de un acto el órgano que lo dictó, actuando de oficio, o en virtud de recurso administrativo; en concordancia con lo dispuesto en el artículo 174 de la LGAP y con el fin de evitar que los actos administrativos que se llegaron a dictar adolezcan de vicios, se procede a señalar lo siguiente:

Dicha ley general, hace referencia a una serie de elementos que debe tener todo acto administrativo para considerarse válido. Estos elementos son: 1) sujeto (artículo 129), 2) forma (artículo 134), 3) procedimiento (artículo 308 y siguientes), 4) motivo (artículo 133), 5) contenido (artículo 132); y, 6) fin (artículo 131).

El motivo legítimo lo constituye el conjunto de antecedentes fácticos y jurídicos que justifican la decisión tomada por la respectiva Administración y su falta provocaría la nulidad absoluta del acto.

En cuanto al contenido del acto, el cual debe ser lícito, posible, claro, preciso y abarcar todas las cuestiones de hecho y derecho surgidas del motivo, proporcionado al fin, y en caso de afectar derechos subjetivos de los particulares debe contar con un motivo legítimo y razonable.

Por lo anterior, se desprende de este caso en particular, que resulta improcedente analizar la nulidad absoluta del acuerdo 01-69-2013, por cuanto este no es un acto administrativo formal que constituya, deniegue o modifique un estado, o bien, que produzca un efecto jurídico a la recurrente, sino más bien, que este es un acto preparatorio o de mero trámite. Es decir, a este momento procesal por su naturaleza jurídica, no sería posible valorar o ponderar si existen vicios de nulidad o no en su motivación, en virtud de lo dispuesto por el artículo 163.2 de la LGAP y además, por no encontrarse dentro de los actos a los que hace alusión el artículo 136 ibídem el cual dispone:

Artículo 136.-

1. Serán motivados con mención, sucinta al menos, de sus fundamentos:

- a) Los actos que impongan obligaciones o que limiten, supriman o denieguen derechos subjetivos;
- b) Los que resuelvan recursos;
- c) Los que se separen del criterio seguido en actuaciones precedentes o del dictamen de órganos consultivos;
- d) Los de suspensión de actos que hayan sido objeto del recurso;

- e) Los reglamentos y actos discrecionales de alcance general; y
- f) Los que deban serlo en virtud de ley.

2. La motivación podrá consistir en la referencia explícita o inequívoca a los motivos de la petición del administrado, o bien a propuestas, dictámenes o resoluciones previas que hayan determinado realmente la adopción del acto, a condición de que se acompañe su copia.

Por lo anterior y a la luz de este artículo, se tiene que al acuerdo recurrido no se encuentra dentro de los actos que deben ser motivados.

En consecuencia, este órgano asesor considera que no lleva razón la recurrente en cuanto este argumento.

V. CONCLUSIONES

De lo anteriormente expuesto, tenemos que:

1. Desde el punto de vista formal el recurso de revocatoria y/o reposición interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 resulta inadmisibles, porque no se encuentra dentro de los supuestos del artículo 345 de la LGAP y por ende, no es un acto susceptible de impugnación alguna.
2. La Junta Directiva mediante el acuerdo 01-69-2013 informó al recurrente el avance que presenta la propuesta metodológica -Modelo de ajuste ordinario de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús-, dando prioridad al tema de la actualización del valor del bus, sujeto a lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.
3. El modelo actual (Estructura General de Costo) no contempla la forma de cálculo o de determinación del valor de la unidad de autobús, utilizado como parámetro referente para estimar la depreciación de las unidades de autobús al momento de correr el modelo citado, el cual ha sido fijado por la Autoridad Reguladora mediante la resolución RRG-9767-2009.
4. La Junta Directiva, comunicó el punto 2 del acuerdo 05-83-2012, mediante el oficio 583-SJD-2012 al entonces Comité de Regulación, quien a su vez, por medio del oficio 062-COR-2012 trasladó a la IT la instrucción de proceder a realizar la actualización del valor del autobús.
5. Es inadmisibles analizar la nulidad absoluta del acuerdo 01-69-2013, por cuanto este es un acto preparatorio o de mero trámite que no constituye, deniega o modifica un estado o que produzca un efecto jurídico a la recurrente.

(...)”

- II- Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de revocatoria y/o reposición interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva; 2.- Rechazar de plano por inadmisibles, la gestión de nulidad absoluta interpuesta por la

Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva; 3.- Dar por agotada la vía administrativa; 4.- Notificar a la recurrente la presente resolución, 5.- Instruir al Departamento de Gestión y Documentación de ARESEP la conformación del respectivo expediente administrativo para el debido resguardo de la documentación relacionada con este asunto, tal y como se dispone.

- III-** Que en sesión 75-2013, del 24 de octubre de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 818-DGAJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I.** Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de revocatoria y/o reposición interpuesto por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva.
- II.** Rechazar de plano por inadmisibles, la gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Cámara Nacional de Transportes contra el acuerdo 01-69-2013 de la sesión extraordinaria 69-2013 del 19 de setiembre de 2013 de la Junta Directiva.
- III.** Dar por agotada la vía administrativa.
- IV.** Notificar a la recurrente la presente resolución.
- V.** Instruir al Departamento de Gestión y Documentación de ARESEP la conformación del respectivo expediente administrativo para el debido resguardo de la documentación relacionada con este asunto.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

Se retiran los funcionarios (as) Roxana Herrera Rodríguez y Henry Payne Castro.

ARTÍCULO 9. Continuación del análisis de la propuesta de creación del cargo de Director de Recursos Humanos y ajuste al cargo existente de Profesional Jefe de Recursos Humanos.

De conformidad con lo resuelto en el acuerdo 07-74-2013, del acta de la sesión 74-2013 del 17 de octubre de 2013, se conoce el oficio 047-DGO-2013 del 18 de octubre de 2013, mediante el cual la Gerencia General somete a consideración de la Junta Directiva, la propuesta ajustada de creación del cargo de Director de Recursos Humanos y ajuste al cargo de Profesional Jefe de Recursos Humanos.

El señor **Rodolfo González Blanco** se refiere a la propuesta de creación del cargo de Director de Recursos Humanos y ajuste al cargo existente de Profesional Jefe de Recursos Humanos, la cual incorpora las observaciones formuladas por los señores miembros de Junta Directiva, en la citada sesión 74-2013.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Gerencia General, conforme a su oficio 047-DGO-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 11-75-2013

Aprobar, de conformidad con la documentación remitida por la Gerencia General adjunto al oficio 047-DGO-2013 del 18 de octubre de 2013, los perfiles de los puestos de Director de Recursos Humanos y de Profesional Jefe de Recursos Humanos, cuyo textos se copian a continuación:

Director de Recursos Humanos- Clase de puesto: Director

Naturaleza del cargo:

Ejercer la dirección de las acciones para generar, justificar y procurar la aprobación e implementación de los lineamientos para la adquisición, gestión, planificación, desarrollo y mantenimiento de relaciones efectivas con el personal; a fin de permitirle a la Aresep, en congruencia con la estrategia institucional, la respuesta oportuna, acertada y eficiente a las necesidades de sus usuarios.

Descripción de actividades:

Sobre la dotación del recurso humano

- Dirigir y coordinar la planificación estratégica del recurso humano de la Aresep.
- Proponer y monitorear la correcta implementación de las estrategias y métodos para la atracción, la selección y la contratación de las personas más aptas; así como asegurar la inducción y orientación dentro de marco de los valores estratégicos.

Sobre la estructura ocupacional y compensación

- Dirigir y supervisar el diseño y el mantenimiento de la estructura ocupacional y de los esquemas de compensación; de acuerdo con las políticas institucionales y los métodos que mejor se ajusten a los requerimientos de Aresep.
- Establecer estrategias para la coordinación y evaluación de la gestión realizada por la comisión de reconocimiento de carrera profesional.

Sobre el desarrollo de las personas y el organizacional

- Dirigir, coordinar y evaluar el proceso de capacitación y desarrollo del potencial humano, y proponer las acciones de mejora respectivas.
- Establecer estrategias y proponer programas para promover y fortalecer el desarrollo del potencial humano, el desarrollo de carrera y los planes de sucesión.
- Apoyar y facilitar los procesos de cambio organizacional.
- Dirigir, proponer y dar seguimiento a los programas orientados a propiciar una cultura y un clima organizacional alineados con la estrategia institucional.
- Dirigir, desarrollar y evaluar al equipo de su dirección, mediante acciones que faciliten la integración y desarrollo del trabajo en red, la formación y la motivación.
- Promover y canalizar las propuestas de cambios sugeridos por los funcionarios de las diferentes áreas de la organización.
- Elaborar propuestas orientadas a innovar y mejorar los resultados de la gestión de recursos humanos.

Sobre el desempeño

- Dirigir la instrumentalización y monitorear periódicamente la correcta utilización de la apreciación del desempeño.
- Proponer y desarrollar acciones orientadas a mejorar continuamente el rendimiento de los funcionarios en la obtención de resultados.
- Proponer e implementar estrategias de reconocimiento de los aportes de los funcionarios.
- Realizar procesos de coaching para promover el desarrollo gerencial y grupal.

Sobre la Salud ocupacional

- Dirigir las acciones para cumplir la normativa y los objetivos en materia de seguridad e higiene laboral, prevención de accidentes y enfermedades ocupacionales y en general, el mejoramiento y fortalecimiento de las condiciones laborales (factores psicosociales) en la Aresep.

Sobre el control y evaluación

- Diseñar, implementar y mantener sistemas de información que faciliten la toma de decisiones y permitan controlar la ejecución y el desarrollo de la gestión de recursos humanos.
- Establecer mecanismos y monitorear que los movimientos de personal realizados, cumplan con la normativa vigente y las necesidades institucionales.
- Gestionar ante el Regulador General la aprobación de los movimientos de personal institucionales.
- Establecer mecanismos para cumplir la normativa laboral vigente y planear actividades de sensibilización y formación para promover su cumplimiento.
- Evaluar sistemáticamente la gestión de recursos humanos y proponer planes y programas de mejora e innovación, para reducir los riesgos y garantizar la consecución de los resultados.

Sobre la coordinación y asesoría

- Coordinar las actividades de la Dirección con las dependencias de la institución y otras entidades externas con las que se requiera.
- Aprobar cambios en procedimientos y métodos de trabajo.
- Establecer estrategias para asegurar la calidad de la gestión de recursos humanos.
- Capacitar al equipo de trabajo en los diversos procesos de gestión de recursos humanos.
- Asesorar y proponer acciones al Despacho del Regulador, la Junta Directiva, la Dirección General de Operaciones y otras dependencias de la institución, en materia de gestión de recursos humanos.
- Ejecutar otras acciones solicitadas y/o delegadas por la Dirección General, el Despacho del Regulador o la Junta Directiva.

Dificultad

Para realizar el trabajo requiere aplicar los principios propios de la gestión de recursos humanos, las políticas, normas, planes institucionales y las directrices superiores. Toma decisiones de impacto institucional, que exigen el dominio de la disciplina, enfoques modernos de recursos humanos, así como un conjunto de habilidades directivas.

SupervisiónRecibida

Su trabajo es evaluado por la eficiencia y eficacia en el cumplimiento de objetivos planes y directrices emitidas. Reporta directamente al Director General de Operaciones.

Ejercida

Ejerce supervisión sobre personal profesional, de jefatura y apoyo.

ResponsabilidadesPor funciones

Es responsable por la dirección de la dependencia directamente y el cumplimiento de objetivos, metas e indicadores institucionales bajo su ámbito de competencia, así como por el aseguramiento de la calidad de la gestiones realizadas.

Por equipo y materiales

Es responsable por el uso racional y custodia de los equipos y materiales asignados a la Dirección a cargo.

Por tipo de Información

Es responsable por información estratégica y sensible de los funcionarios que se emplea en el proceso de gestión de recursos humanos, a fin de no afectar negativamente los procesos de toma de decisiones institucionales, a los funcionarios, a la Dirección a cargo, ni la gestión de otras dependencias institucionales.

Relaciones de trabajo

En el desempeño de sus tareas requiere comunicarse necesariamente con superiores, colegas, representantes de organizaciones públicas y privadas y en ocasiones con personas externas, a fin de alcanzar los objetivos y planes establecidos.

El objetivo de las relaciones para el presente puesto, es el manejo de asuntos resolutivos, con la finalidad de coadyuvar al cumplimiento de los planes, los programas y políticas institucionales.

Condiciones de trabajo

Trabaja generalmente en condiciones normales de oficina. Le puede corresponder desplazarse en ocasiones dentro y fuera del país. También le podría corresponder trabajar en ocasiones fuera de los horarios normales de oficina; se encuentra expuesto a trabajar bajo presión.

Esfuerzo mental

Requiere de esfuerzo mental alto, ya que el trabajo demanda análisis complejos, resoluciones de problemas y diseño de propuestas complejas, que le demandan la aplicación sostenida del pensamiento y altos niveles de concentración.

Esfuerzo físico

El esfuerzo físico es el normal propio del requerido en trabajo de oficina y los niveles de estrés a los que se encuentra sometido.

Consecuencia del error

Los errores cometidos pueden inducir a error a los jerarcas institucionales y a la institución en general, con el consecuente daño que esto podría causar en la imagen, el atraso en la prestación de los servicios, aspectos presupuestarios y legales. Es responsable de ejecutar acciones para minimizar los riesgos operativos de la gestión de recursos humanos.

RequisitosFormación indispensable

Licenciatura en Administración de Recursos Humanos, Administración de Empresas con énfasis en Recursos Humanos, Psicología, Ingeniería Industrial, Administración Pública u otra formación que lo faculte para ejercer el cargo.

Formación deseable

Maestría en Administración de Recursos Humanos o Psicología Industrial u Organizacional.

Experiencia

4.5 años en labores de dirección de personas en área de administración de recursos humanos, con supervisión de personal profesional, preferiblemente en organizaciones públicas de más de 100 personas, o una combinación de labores de dirección de personas y labores profesionales de alto nivel en materia de gestión de recursos humanos.

Legal

Incorporado y al día con las cuotas del Colegio profesional respectivo, cuando su ley así lo establezca para el ejercicio del correspondiente grado y área profesional.

Conocimiento obligatorio:

- Normativa de la administración pública.

Conocimientos deseables:

- Gestión del conocimiento.
- Coaching.
- Técnicas modernas de recursos humanos.
- Excel intermedio.

Competencias genéricas

- Planificación y organización.
- Comunicación oral y escrita.
- Liderazgo.
- Orientación al cliente.
- Construcción de relaciones.
- Pensamiento estratégico.
- Manejo de conflictos.

Cargo de Director de RRHH		
COMPETENCIA	DEFINICION	CRITERIOS DE EVALUACION
Planificación y Organización	Capacidad para determinar de forma eficaz, fases, etapas, metas y prioridades para la consecución de objetivos, a través del desarrollo de planes de acción, incluyendo los recursos necesarios y los sistemas de control.	Anticipa y evalúa los momentos clave en las distintas etapas de un plan de acción para prever los resultados globales de la organización.
Comunicación	Es la competencia que posee el líder para escuchar, entender y valorar empáticamente información, ideas y opiniones que su equipo le comunique, siendo capaz de retroalimentar asertivamente el proceso comunicativo.	Adecua su estilo y forma de comunicarse en función del contexto y de las audiencias, mostrando flexibilidad para expresar y captar los elementos verbales y no verbales que facilitan una comunicación efectiva, clara y convincente.
Liderazgo	Capacidad para dirigir a las personas y lograr que éstas contribuyan de forma efectiva y adecuada a la consecución de los objetivos. Comprometerse en el desarrollo de sus colaboradores, su evaluación y la utilización del potencial y las capacidades individuales de los mismos.	Orienta la acción de su grupo en una dirección determinada, inspirando valores de acción y anticipando escenarios. Fija objetivos, realiza su seguimiento y da feedback sobre su avance integrando las opiniones de los miembros del grupo. Tiene energía y la trasmite a otros en pos de un objetivo común fijado por él mismo.
Orientación al cliente	Implica un deseo de ayudar o servir a los demás satisfaciendo sus necesidades. Significa focalizar los esfuerzos en el descubrimiento y la satisfacción de las necesidades de los clientes (ciudadanos).	Capacidad para interpretar las necesidades del cliente, solucionar sus problemas y atender sus inquietudes en la medida de las propias posibilidades; y de no estar a su alcance la respuesta adecuada, buscar la ayuda y/o el asesoramiento de las personas pertinentes.
Establecimiento de Relaciones	Actuar para establecer y mantener relaciones o redes cordiales de contactos con aquellas personas internas o externas a la organización que son o pueden ser algún día valiosos para conseguir los objetivos organizacionales.	Mantiene y propicia las relaciones y contactos fuera de su entorno inmediato, favoreciendo un clima de concordancia y entendimiento en las relaciones personales y profesionales.
Pensamiento estratégico	Capacidad para comprender los cambios del entorno y establecer su impacto a corto, mediano y largo plazo en la organización, optimizar las fortalezas internas, actuar sobre las debilidades y aprovechar las oportunidades del contexto. Implica la capacidad de visualizar y conducir la organización con un enfoque integral, y lograr objetivos y metas retadores, que se reflejen positivamente en el resultado organizacional.	Capacidad para adecuarse a los cambios del entorno y detectar nuevas oportunidades en el área de su especialidad en función de las necesidades y características organizacionales.
Manejo de Conflictos	Capacidad para identificar y administrar situaciones de presión, contingencia y crisis, y, al mismo tiempo, crear soluciones estratégicas, oportunas y adecuadas al marco de la organización.	Implica ser referente organizacional por su capacidad para identificar, administrar y resolver situaciones de presión, contingencia y crisis

Profesional Jefe de Recursos Humanos- Clase de puesto: Profesional Jefe**Naturaleza del cargo:**

Coordinar, organizar, ejecutar y controlar los procesos de trabajo de la Dirección de Recursos Humanos, de conformidad con la programación operativa y ejercer la supervisión directa del desempeño de los diferentes equipos de trabajo de la dependencia.

Descripción de actividades:**Sobre la dotación del recurso humano**

- Planificar, coordinar y controlar el proceso de atracción y provisión del recurso humano, por medio de los procesos de reclutamiento, selección e inducción.
- Controlar el diseño y aplicación de las evaluaciones técnicas y psicológicas en el proceso de selección de personal.
- Diseñar y mantener actualizados los procedimientos en materia de reclutamiento y selección de personal.

Sobre la estructura ocupacional y compensación

- Diseñar y mantener actualizada la estructura ocupacional, planificar y controlar los estudios de análisis de puestos que se realicen.
- Diseñar y mantener actualizado el sistema de compensaciones y beneficios, con base en la política salarial emitida por la Junta Directiva.
- Dirigir, coordinar y controlar las gestiones realizadas en la Comisión de Carrera Profesional.

Sobre el desarrollo de las personas y el organizacional

- Planificar, coordinar y supervisar el proceso de capacitación y desarrollo del potencial humano y el impacto del resultado en la gestión organizacional.
- Coordinar, ejecutar y controlar sistemáticamente los programas para promover y fortalecer el desarrollo del potencial humano, el desarrollo de carrera y los planes de sucesión.
- Participar, por delegación del Director de Recursos Humanos, en los procesos de cambio organizacional.
- Ejecutar, coordinar y controlar los programas orientados a propiciar una cultura y un clima organizacional alineados con la estrategia institucional.
- Apoyar al equipo de su dirección, mediante acciones que faciliten la integración y desarrollo del trabajo en red, la formación y la motivación.

Sobre el desempeño

- Planificar, coordinar y monitorear periódicamente el proceso de evaluación de desempeño, para promover acciones orientadas al mejoramiento continuo, el desarrollo de los funcionarios y el reconocimiento de aportes de las personas.
- Coordinar procesos de coaching para promover el desarrollo gerencial y grupal.
- Realizar directamente o dirigir a los funcionarios a su cargo en la realización de actividades para la mejora continua del rendimiento.

Sobre la Salud ocupacional

- Difundir y dar seguimiento al plan de salud ocupacional y plan de emergencias y demás actividades y proyectos orientados a garantizar el debido tratamiento de la seguridad e higiene laboral, prevención de accidentes y enfermedades ocupacionales y en general, el mejoramiento y fortalecimiento de las condiciones laborales (factores psicosociales) en la Aresep.

Sobre el control y evaluación

- Controlar la ejecución y el desarrollo de la gestión de recursos humanos, mediante sistemas de información que faciliten la toma de decisiones y el análisis de los diferentes indicadores de la gestión.
- Elaborar y dirigir la implementación de planes de contingencia frente a posibles riesgos relativos a la gestión de recursos humanos.
- Controlar el cumplimiento de la normativa laboral vigente y coordinar actividades de sensibilización y formación para promover su cumplimiento.
- Coordinar, ejecutar y evaluar las acciones de mejora e innovación, para reducir los riesgos y garantizar la consecución de los resultados.
- Planificar, coordinar y evaluar las actividades orientadas a motivar a los encargados del trabajo de otros en la Aresep, en la oportuna, adecuada y justa aplicación de la normativa laboral vigente.

Sobre la coordinación y asesoría

- Controlar y monitorear sistemáticamente las acciones relacionadas con la administración y comunicación de los movimientos de personal tramitados en la Dirección (elaboración de acciones de personal, diseño y control de la relación de puestos, control de asistencia, vacaciones, incapacidades, actualización de expedientes e inventario de recursos humanos, y otros trámites de personal), y coordinar las acciones de pago respectivas con la Dirección de Finanzas.
- Coordinar y controlar la implementación de cambios en procedimientos y métodos de trabajo.
- Ejecutar las estrategias establecidas para asegurar la calidad y el control interno en la gestión de recursos humanos.
- Asesorar y proponer acciones, por designación del Director, al Despacho del Regulador, la Junta Directiva, la Dirección General de Operaciones y otras dependencias de la institución, en materia de gestión de recursos humanos.
- Ejecutar otras acciones solicitadas y/o delegadas por la Dirección General, el Despacho del Regulador o la Junta Directiva.

Dificultad

El trabajo le demanda la aplicación de principios teóricos propios de la respectiva disciplina, planes y procedimientos, así como instrucciones generales de sus superiores.

SupervisiónRecibida

Su trabajo es evaluado por la eficiencia y eficacia en el cumplimiento de objetivos planes y directrices emitidas. Subordinado directo del Director de Recursos Humanos.

Ejercida

Ejerce supervisión sobre personal profesional y de apoyo.

ResponsabilidadesPor funciones

Cumplir los objetivos y funciones a su cargo según los procedimientos, normas, planes y plazos establecidos.

Tipo de Información

Es responsable por información estratégica confidencial, la cual debe manejar con tacto y discreción, a fin de no afectar los procesos de toma de decisiones, a los funcionarios y a la dependencia.

Equipo y materiales

Es responsable por el uso racional y custodia de equipo, mobiliario y materiales asignados para realizar las gestiones correspondientes.

Relaciones de trabajo

En el desempeño de sus funciones requiere comunicarse con superiores, representantes de organizaciones públicas y privadas, en ocasiones público diverso o usuarios externos.

El objetivo de las relaciones del puesto es el manejo de asuntos de alto nivel, con el objetivo de cumplir los programas y políticas a nivel Institucional

Condiciones de Trabajo

Trabaja por lo general en oficina, debe desplazarse en ocasiones dentro y fuera de las oficinas; se encuentra sometido en ocasiones a trabajar bajo presión y a trabajar fuera de horarios normales.

Esfuerzo Mental

El trabajo le demanda un alto nivel de esfuerzo mental por los análisis y diseños de propuestas complejas, así como resoluciones de problemas diversos.

Esfuerzo Físico

El esfuerzo físico es el normal propio del requerido en el trabajo de oficina, así como la demanda de un alto nivel de esfuerzo mental.

Consecuencia del error

Los atrasos o errores que se presenten en el ejercicio del puesto, podrían afectar el cumplimiento de los objetivos de la Dirección o de otras dependencias institucionales.

Dada la complejidad del puesto estos errores pueden generar perjuicios a los funcionarios, problemas legales o de imagen pública para la Dirección de Recursos Humanos y puede inducir a error al Director (a) de Recursos Humanos.

RequisitosFormación

Licenciatura en Administración de Recursos Humanos, Administración de Empresas con énfasis en Recursos Humanos, Psicología, Ingeniería Industrial, Administración Pública u otra carrera que le permita ejercer el cargo.

Formación deseable

Maestría en Administración de Recursos Humanos o Psicología Industrial.

Experiencia

4 años en labores de dirección de personas en área de administración de recursos humanos, con supervisión de personal profesional y /o técnico, preferiblemente en organizaciones públicas de más de 100 personas o una combinación de labores de dirección de personas y labores profesionales de alto nivel en materia de gestión de recursos humanos.

Legal

Incorporado y al día con las cuotas del Colegio Profesional Respectivo, cuando su ley así lo establezca para el ejercicio del correspondiente grado y área profesional.

Competencias Genéricas

- Planificación y organización

- Liderazgo
- Conocimiento de la institución
- Iniciativa
- Negociación
- Orientación al cliente.
- Análisis.

Cargo Profesional Jefe RRHH		
COMPETENCIA	DEFINICION	CRITERIOS DE EVALUACION
Planificación y Organización	Capacidad para determinar de forma eficaz, fases, etapas, metas y prioridades para la consecución de objetivos, a través del desarrollo de planes de acción, incluyendo los recursos necesarios y los sistemas de control.	Adelanta las distintas fases de un plan y contempla distintas opciones en su ejecución, asignando a cada fase los recursos necesarios para conseguir los resultados finales.
Liderazgo	Capacidad para dirigir a las personas y lograr que éstas contribuyan de forma efectiva y adecuada a la consecución de los objetivos. Comprometerse en el desarrollo de sus colaboradores, su evaluación y la utilización del potencial y las capacidades individuales de los mismos.	Actúa como líder del grupo, asegurándose una posición de credibilidad y autoridad responsable y preocupándose porque los demás compartan las metas y adquieran compromiso.
Conocimiento de la institución	Capacidad para entender la organización y sus principales elementos (estrategia, personas, estructura, cultura, sistemas...) y las relaciones de funcionamiento y de poder existentes.	Comprende las variables y elementos internos y externos que influyen y condicionan el comportamiento de los individuos y los grupos de la organización en su conjunto.
Iniciativa	Capacidad para actuar proactivamente ante determinada situación. Incluye saber identificar un problema obstáculo u oportunidad y llevar a cabo acciones que contribuyan a su solución.	Descubre oportunidades y ventajas que no son evidentes y aprovecha los medios y los recursos disponibles para resolver problemas.
Negociación	Capacidad para llegar a acuerdos ventajosos, a través del intercambio de información, debate de ideas y utilización de estrategias efectivas, con personas o grupos que puedan representar de alto interés para la organización.	Manifiesta una habilidad negociadora en contextos conflictivos, resolviendo los bloqueos, llegando a consensos y otorgando las concesiones necesarias para lograr las metas.
Orientación al cliente	Implica un deseo de ayudar o servir a los demás satisfaciendo sus necesidades. Significa focalizar los esfuerzos en el descubrimiento y la satisfacción de las necesidades de los clientes (ciudadanos).	Capacidad para interpretar las necesidades del cliente, solucionar sus problemas y atender sus inquietudes en la medida de las propuestas posibilidades; y de no estar a su alcance la respuesta adecuada, buscar la ayuda y/o el asesoramiento de las personas pertinentes.
Análisis	Capacidad para comprender una situación, identificar sus partes y organizarlas sistemáticamente, a fin de determinar sus interrelaciones y establecer prioridades para actuar.	Realiza análisis complejos estableciendo de forma dinámica las relaciones causales e incorpora nuevos datos para llegar a conclusiones o soluciones seguras.

ARTÍCULO 10. Asuntos Informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo, los cuales se detallan:

1. Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno a los siguientes proyectos:

- Proyecto de Ley aprobación del Tratado de libre comercio entre los Estados AELC y Los Estados centroamericanos, expediente 18.886. Oficio 796-RG-2013 del 16 de octubre de 2013.
- Texto sustitutivo del Proyecto de Ley de Declaratoria del manatí (*trichechus manatus*) como símbolo de la fauna marina de Costa Rica expediente 17.984. Oficio 800-RG-2013 del 17 de octubre de 2013.

- c. Proyecto de Ley Protección especial contra la discriminación a los ciudadanos en razón de su edad, expediente legislativo 17.991. Oficio 808-RG-2013 del 18 de octubre de 2013.
2. Audiencia pública relacionada con la propuesta de reglamento de “Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado sanitario e hidrantes, AR-PSAYA-2013”, expediente OT-328-2013. Oficio 2950-DGAU-2013 del 16 de octubre de 2013.
3. Resolución 4512-E8-2013 del Tribunal Supremo de Elecciones, en relación con la opinión consultiva solicitada por el señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, sobre el contenido del artículo 142 del Código Electoral. Oficio 798-RG-2013 del 16 de octubre de 2013.
4. Cumplimiento de acuerdo 09-72-2013 de la Junta Directiva tomado en la sesión ordinaria 72-2013, referente a trámites para solicitar refrendo contralor del contrato 004-ARESEP-2013, Licitación Pública 2012LN-000001-ARESEP. Oficio 813-DGAJR-2013 del 14 de octubre de 2013.

A las diecinueve horas y treinta minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de Junta Directiva

GRETTEL LÓPEZ CASTRO
Reguladora General Adjunta

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de Junta Directiva