



SUMARIO SECRETARÍA GENERAL DE LA COMUNIDAD ANDINA

Pág.

DECISIÓN N° 816	Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad.....	1
-----------------	--	---

DECISIÓN N° 816

Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad

LA COMISIÓN DE LA COMUNIDAD ANDINA,

VISTOS: Los Artículos 3 i), 22 a) y b), 26, 27 y 54 c) del Acuerdo de Cartagena, las Decisiones 536, 757, 789 y 797 de la Comisión de la Comunidad Andina;

CONSIDERANDO: Que el literal i) del artículo 3 del Acuerdo de Cartagena identifica a la integración física como uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos de la integración subregional andina;

Que la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad, brindan importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales y pueden conducir a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico;

Que es deseable que la operación de interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, conduzca al desarrollo de sistemas regionales interconectados y al futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina;

Que las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía, deben permitir el uso óptimo de los recursos bajo criterios económicos y técnicos, que beneficien a los sistemas eléctricos de los países involucrados, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales;

Que mediante la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 19 de diciembre de 2002, se adoptó el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”;



Que en la Reunión Ampliada de la Comisión de la Comunidad Andina de fecha 8 y 16 de setiembre y 4 de noviembre de 2009, se aprobó la Decisión 720 “Sobre la vigencia de la Decisión 536”, publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 5 de noviembre de 2009; la cual establece que con excepción del artículo 20, se suspende la aplicación de la Decisión 536 e incorpora un Anexo para el intercambio de electricidad entre Colombia y Ecuador;

Que en Reunión Ampliada de la Comisión de la Comunidad Andina, se expidió la Decisión 757 publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 22 de agosto de 2011, que trata “Sobre la Vigencia de la Decisión 536 - Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual establece los lineamientos generales para viabilizar las transacciones de electricidad entre Colombia, Ecuador y Perú;

Que la Decisión 757 dejó sin efecto la Decisión 720 y estableció en sus Anexos el régimen transitorio entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Ecuador y Perú (Anexo II), manteniendo la suspensión de la Decisión 536 con excepción de su artículo 20, hasta el 22 de agosto de 2013;

Que la Decisión 789, publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 17 de junio de 2013 extendió la suspensión determinada por la Decisión 757 hasta el 31 de agosto de 2016, y modificó el artículo 12 del Anexo I de la mencionada Decisión 757;

Que a la fecha, se encuentran vigentes los Anexos I y II de la Decisión 757, modificado este último por la Decisión 789 y se encuentra suspendido el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” dispuesto por la Decisión 536 con excepción de su artículo 20, hasta el 31 de agosto de 2016.

Que la Decisión 797, publicada en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena el 15 de octubre de 2014, estableció la lista de los Comités y Grupos Ad Hoc de la Comunidad Andina en el marco de la reingeniería del Sistema Andino de Integración, ratificando la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL);

Que los señores Ministros, Viceministros y Altos Funcionarios del sector energético de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina” (SINEA), coincidieron en la importancia de los beneficios que traería la interconexión eléctrica de la región y acordaron implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y adoptar los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional. Esta iniciativa proporcionó a los Países Miembros los Estudios de Armonización e insumos técnicos requeridos para formular la presente Decisión;

Que resulta conveniente disponer de un marco jurídico comunitario actualizado para la armonización de las normas y disposiciones de los Países Miembros, que facilite las interconexiones y los intercambios de electricidad en la Subregión;

Que el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) en su XIX Reunión realizada el 15 y 16 de diciembre de 2016, luego de una revisión, ha opinado favorablemente sobre el proyecto de Decisión y recomendó que el mismo sea elevado a consideración de la Comisión de la Comunidad Andina para su aprobación;

**DECIDE:****Capítulo I
Disposiciones Generales**

Artículo 1.- Mediante la presente Decisión se establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) sobre la base de los siguientes principios:

- a) Optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno;
- b) Uso eficiente de los recursos energéticos en los países que conforman la región andina;
- c) Aprovechamiento de la complementariedad y de la disponibilidad de los recursos energéticos;
- d) Acceso libre, transparente y recíproco a la información para el funcionamiento del mercado y aquella que sea necesaria para la planificación de los enlaces internacionales;
- e) Fomento al desarrollo económico de la región andina;
- f) Sostenibilidad ambiental en el uso de los recursos;
- g) Mejora de la calidad en la prestación de los servicios eléctricos, y
- h) El derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de sus recursos naturales.

Artículo 2.- La presente Decisión tiene por objeto establecer el marco regulatorio del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que forma parte del MAER.

El MAERCP comprenderá la realización de los intercambios de los Excedentes de Energía.

Artículo 3.- Para los efectos de la presente Decisión se entenderá por:

Administrador del Mercado: Entidad designada por cada país para la administración comercial de las Transacciones Internacionales de Electricidad o de su mercado de electricidad.

Capacidad del Enlace Internacional: Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, calculado considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos asociados a la interconexión. Este cálculo será realizado por los Operadores del Sistema de los países para cada enlace.

Curva de Demanda: Corresponde a los precios de la energía eléctrica de cada bloque de generación local, que puede ser sustituido en un país, conforme a la normativa interna de cada país, por la importación en un Nodo Frontera y que se expresa en Dólares de los Estados Unidos de América por MWh.

Curva de Oferta: Corresponde a los precios de la energía eléctrica de cada bloque de Excedentes de Energía en los Nodos Frontera del país exportador, considerando todos los cargos asociados a la oferta de electricidad, conforme a la normativa de cada país, que se expresa en Dólares de los Estados Unidos de América por MWh.

Despacho Económico Coordinado: Consiste en un programa de despacho de los Excedentes de Energía a mínimo costo, considerando, en todo momento, las



particularidades operativas del sistema eléctrico de cada país y la capacidad de los Enlaces Internacionales.

Enlace internacional: Comprende el conjunto de equipamiento de transporte: líneas, subestaciones, transformadores, y otros, según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países.

Excedentes de Energía: Cantidades de energía eléctrica determinadas por los Operadores del Sistema, según la normativa interna de cada país, no requeridas para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro en cada uno de ellos.

Mercado del Día Anterior: Corresponde al conjunto de Transacciones Internacionales de Electricidad resultantes del despacho económico coordinado determinado el día anterior a partir de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional para cada periodo de tiempo definido.

Mercado Intradiario: Corresponde al conjunto de Transacciones Internacionales de Electricidad resultantes de los ajustes de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, posteriores al programa de despacho resultante del Mercado del Día Anterior.

Nodo Frontera: Barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un Enlace Internacional, donde se realiza la medición de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Operador del Sistema: Entidad designada por cada país para la coordinación de la operación de su sistema eléctrico.

Peaje Unitario del Sistema de Transmisión: Valor unitario que permite remunerar los costos fijos de la infraestructura de transmisión de cada país, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América por MWh.

Reglamento Comercial: Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la administración comercial de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados, a través de los Administradores del Mercado.

Reglamento Operativo: Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la operación técnica de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados a través de los Operadores de los Sistemas de cada país.

Rentas de Congestión: Valor resultante de multiplicar el flujo de energía en el Nodo Frontera del país exportador, por la diferencia de precios entre el país exportador y el país importador, cuando el flujo alcanza la Capacidad del Enlace Internacional.

Restricciones Técnicas: Limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los sistemas eléctricos de cada país, que serán determinadas por cada Operador del Sistema.

Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE): Intercambios de compra y venta de electricidad obtenidos de un despacho económico coordinado efectuado en el Mercado del Día Anterior y ajustados con los resultados del Mercado Intradiario.

Capítulo II Reglas Generales

Artículo 4.- El MAERCP se sujetará a las siguientes reglas:



- a) El MAERCP es el ámbito en el cual se realizan las TIE, las cuales tendrán carácter de vinculante para las partes involucradas.
- b) Las TIE se programarán con un horizonte de hasta 24 horas, tomarán en cuenta los Excedentes de Energía y estarán restringidas a la Capacidad de los Enlaces Internacionales;
- c) Los precios de la electricidad, en ambos extremos de los Enlaces Internacionales, deberán servir para valorar las TIE y calcular las Rentas de Congestión. Estos precios serán determinados conforme lo señalado en el Capítulo III;
- d) Las Rentas de Congestión que se originen en cada Enlace Internacional serán asignadas en partes iguales, es decir, 50% para cada uno de los dos países que comparten el Enlace Internacional;
- e) Las TIE no afectarán los precios internos del país exportador;
- f) Los países no impondrán gravámenes específicos ni restricciones a las importaciones o exportaciones de electricidad;
- g) Para efectos de las TIE, los precios de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, no deberán considerar ningún tipo de subsidio;
- h) Las TIE deberán contar con garantías financieras que cubran el valor de las mismas;
- i) Cuando existan razones de seguridad o insuficiencia de generación para el abastecimiento de su demanda interna, los países no estarán obligados a exportar energía. No obstante, deberán cumplir las obligaciones financieras adquiridas en el Mercado del Día Anterior y en el Mercado Intradiario; y,
- j) El país exportador recibirá una remuneración por uso de su sistema de transmisión valorado con el Peaje Unitario. El Peaje Unitario del Sistema de Transmisión de cada país deberá ser conocido por el Coordinador Regional antes de realizar el Despacho Económico Coordinado.

Capítulo III Despacho Económico Coordinado

Artículo 5.- El Despacho Económico Coordinado del Mercado del Día Anterior, será ejecutado por el Coordinador Regional utilizando la Curva de Oferta y la Curva de Demanda valoradas en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional, remitidas a dicho Coordinador por los Operadores del Sistema de cada país, el día anterior a la operación.

Artículo 6.- Todos los Operadores del Sistema de cada país que formen parte del MAERCP tendrán acceso a la información con la que se determina el Despacho Económico Coordinado al que se refiere el artículo anterior.

Artículo 7.- Los ajustes al Despacho Económico Coordinado resultantes del Mercado Intradiario, serán realizados por el Coordinador Regional utilizando las nuevas Curvas de Oferta y Curvas de Demanda valoradas en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional.

Artículo 8.- Los precios y cantidades de las TIE resultantes del Despacho Coordinado del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario constituyen una obligación financiera vinculante para las partes involucradas.

Artículo 9.- Dentro del proceso de optimización del Despacho Económico Coordinado, ningún país importador pagará por la importación, la cual incluye el costo de



la transmisión del país exportador, un valor mayor al que le hubiera costado producir con su propia generación disponible.

Capítulo IV Aspectos Operativos

Artículo 10.- Los Operadores del Sistema serán responsables de:

- a) Coordinar la operación de los Enlaces Internacionales;
- b) Identificar o establecer las Restricciones Técnicas; y,
- c) Realizar las acciones que permitan operar el MAERCP en condiciones de seguridad y calidad del servicio.

Artículo 11.- Las condiciones operativas que regirán las TIE se establecerán en el Reglamento Operativo.

Artículo 12.- Los países interconectados deberán implementar la tecnología que permita la operación del MAERCP, conforme a los requerimientos establecidos en el Reglamento Operativo.

Capítulo V Aspectos Comerciales

Artículo 13.- Las condiciones comerciales que regirán las TIE se establecerán en el Reglamento Comercial.

Artículo 14.- Según lo dispuesto en el Capítulo VII el Coordinador Regional será el encargado de liquidar las TIE. Los Administradores del Mercado facturarán y pagarán dichas TIE conforme a la liquidación que les suministre el Coordinador Regional.

Artículo 15.- Con base en los resultados del despacho programado, la producción y consumo real, los Operadores del Sistema identificarán las desviaciones de los flujos de energía e informarán de las mismas al Coordinador Regional, a fin de que éste ajuste las liquidaciones de las transacciones realizadas en el mercado.

Artículo 16.- El Administrador del Mercado del país importador pagará al Administrador del Mercado del país exportador, además del valor de las TIE, el monto correspondiente al producto del Peaje Unitario del Sistema de Transmisión y al flujo real de energía medido en el Nodo Frontera del Enlace Internacional del país exportador.

Capítulo VI Planificación de los Enlaces Internacionales

Artículo 17.- En la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de cada país y de sus respectivos Enlaces Internacionales, los países se regirán por sus respectivas normas internas, teniendo en cuenta los potenciales intercambios de electricidad a nivel regional.

Artículo 18.- Con la finalidad de fomentar las TIE, los países podrán evaluar de manera conjunta las necesidades de infraestructura de transmisión.



Capítulo VII Coordinador Regional

Artículo 19.- El Coordinador Regional será designado por el CANREL de entre los Operadores del Sistema o Administradores del Mercado de cada país, por un período de dos años calendario. Esta designación será rotativa y seguirá el orden alfabético de los países interconectados.

Artículo 20.- Son funciones del Coordinador Regional las siguientes:

- a) Realizar y ajustar el Despacho Económico Coordinado;
- b) Coordinar la operación técnica de los Enlaces Internacionales
- c) Registrar, determinar la compensación y liquidar las Transacciones Internacionales de Electricidad;
- d) Utilizar el peaje unitario del sistema de transmisión de cada país en el proceso del despacho económico coordinado;
- e) Entregar a los Operadores de los Sistemas y a los Administradores de los Mercados de cada país, la información necesaria que dispongan los Reglamentos respectivos, para la ejecución del Despacho Económico Coordinado y la liquidación de las TIE, y;
- f) Las demás que se establezcan en los Reglamentos.

Disposición Final

ÚNICA.- La Disposición Complementaria y las Disposiciones Transitorias entrarán en vigencia en la fecha de publicación de la presente Decisión en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

Las demás disposiciones de la presente Decisión entrarán en vigencia a la fecha de la aprobación y publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, de los reglamentos a los que se refiere la Disposición Transitoria Primera.

En la fecha a la que se refiere el párrafo anterior y, sin perjuicio de lo señalado en la Disposición Transitoria Cuarta, quedarán derogadas las Decisiones 536 y 757 que aprueban el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” y “Sobre la Vigencia de la Decisión 536 - Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, respectivamente.

Disposición Complementaria

ÚNICA.- Los países impulsarán la ejecución de programas de cooperación en los campos de formación y capacitación profesional, intercambio tecnológico y asistencia técnica especializada, orientados, entre otros, al funcionamiento del mercado eléctrico, la planificación y la operación de los sistemas eléctricos interconectados.

Disposiciones Transitorias

PRIMERA.- La Secretaría General adoptará mediante Resolución a propuesta y previa opinión favorable del CANREL, los Reglamentos señalados a continuación; y para tal efecto dicho Comité elaborará un cronograma para el desarrollo de los mismos que permitirán la aplicación de la presente Decisión:



- a) El Reglamento Operativo, que incluirá las condiciones operativas que regirán los intercambios de compra y venta de electricidad.
- b) El Reglamento Comercial, que incluirá las condiciones y procedimientos para la liquidación, facturación y pago de las TIE, el tipo de garantías financieras, la metodología de cálculo y el procedimiento para su implementación.
- c) El Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional

Los reglamentos a los que se refieren los literales a) y b), considerarán el procedimiento de funcionamiento del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario; el procedimiento de Despacho Económico Coordinado y el algoritmo del modelo del Despacho Económico Coordinado, según corresponda.

El CANREL podrá proponer los demás instrumentos, condiciones y requisitos que se requieran para la correcta implementación de la presente Decisión.

SEGUNDA.- La Secretaría General de la Comunidad Andina a propuesta del CANREL, actualizará el Reglamento Interno del CANREL a fin de adecuarlo a lo dispuesto en la Decisión 797 y la presente Decisión.

TERCERA.- Antes de la entrada en vigencia de los Reglamentos señalados en la Disposición Transitoria Primera, Colombia, Ecuador y Perú adoptarán las medidas necesarias para asegurar la operación de las interconexiones eléctricas y de las transacciones comerciales y permitir el adecuado funcionamiento del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo.

CUARTA.- Se extiende la suspensión de la Decisión 536 con excepción de su artículo 20, así como la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú a que se refiere la Decisión 757, hasta la fecha de la aprobación y publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, de los reglamentos a los que se refiere la Disposición Transitoria Primera.

QUINTA.- La presente Decisión no será aplicable al Estado Plurinacional de Bolivia hasta que este país solicite oficialmente su adhesión a la misma. Para su adhesión, Bolivia podrá solicitar ajustes a la Decisión.

La no adhesión de Bolivia a la presente Decisión, no impedirá que las autoridades de dicho País Miembro participen en las reuniones del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

Dada en la ciudad de Lima, Perú, a los veinticuatro días del mes de abril del año dos mil diecisiete.