



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 18 de junio de 2015

**COES/D-273-2015**

Ingeniero  
**Víctor Ormeño Salcedo**  
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
**OSINERGMIN**  
Presente.-



Asunto : **PROPUESTA DE MODIFICACIÓN IDEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43 "INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN 757 DE LA CAN"**

De mi consideración:

En cumplimiento a lo acordado por el Directorio del COES en su Sesión N° 454 de fecha 10 de junio de 2015, remitimos a su Despacho la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 43, así como el correspondiente informe de sustento que se incluye como anexo.

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo A: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES en su Sesión N° 454; Propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN", así como la modificación del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES.

Anexo B: Sustento Técnico – Legal de la Propuesta del PR-43.

De esta manera cumplimos con los requisitos para que su Despacho inicie el proceso para la aprobación del procedimiento propuesto.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA  
DIRECTOR EJECUTIVO (e)  
COES

**ANEXO A**

**SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL**

**SESIÓN DE DIRECTORIO N° 454 DEL 10 DE JUNIO DE 2015**

**O.D.1 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43  
"INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE  
LA DECISIÓN 757 DE LA CAN".**

El Directorio,

**ACORDO:**

1. Aprobar la propuesta de modificación parcial del Procedimiento Técnico del COES N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN" conforme se detalla en el **Anexo 1** de la presente acta; así como la modificación del Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES conforme al **Anexo 2** de la presente acta; y disponer su remisión a OSINERGMIN para los fines pertinentes.
2. Dispensar del trámite de suscripción de acta los acuerdos adoptados en la presente O.D. 1.



Anexo N° 1 del Acta de la Sesión N° 454 del Directorio del COES

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PR-43 "INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN 757 DE LA CAN" (PR-43)**

Se propone las siguientes modificaciones al PR-43 (las propuestas de eliminación aparecen tachadas y las adiciones subrayadas):

**6.3.3. Declaración de ejecución de contrato**

..., considerando el orden de prelación en que los contratos fueron comunicados al COES según el numeral 6.3.2 del presente procedimiento.

~~El Agente Autorizado no podrá terminar de manera anticipada la ejecución de un intercambio que haya sido considerado en un Programa Diario de Operación (PDO).~~

**6.4. Consideraciones para la programación y ejecución de Intercambios de Electricidad**

Para todos los casos de programación o reprogramación de Intercambios de Electricidad se requerirá la conformidad de parte del operador del otro sistema respecto al periodo y magnitud del intercambio.

El COES publicará .....

**6.4.4. Reprogramación de intercambios.**

El Agente Autorizado podrá solicitar la interrupción de manera anticipada del intercambio programado o en ejecución, o, podrá solicitar reducir la duración del intercambio o los bloques de carga considerados en dicha operación.

La solicitud de cambio deberá ser realizada por el Agente Autorizado con una anticipación mínima de tres (3) horas previas a su ejecución, intervalo en el que el COES podrá aceptar o rechazar dicha solicitud la cual será oficializada mediante la emisión de un RDO.

La aceptación de los cambios solicitados estará sujeta a la conformidad de parte del operador del otro sistema y a las restricciones operativas (tensiones objetivo para la sincronización, número de maniobras permitidas y la magnitud y el orden de conexión - desconexión de los bloques de carga).

Todo costo asociado a la ejecución de los cambios solicitados será asumido por el Agente Autorizado en las valorizaciones de transferencia de energía activa correspondientes, aun cuando el intercambio programado no se haya efectuado.

**6.5.2. Operación de Unidades de Generación y servicios complementarios vinculadas a los intercambios**

a) ...

...

e) En caso de solicitudes de cambio según el numeral 6.4.4 se identificarán las Unidades de Generación y periodos de operación atribuibles a los cambios en los Intercambios Programados, aun cuando estos no se haya efectuado.

**6.6.3. Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad**

Los costos adicionales ....

a. ...

...



c. Componente 3: ...

...  
Si debido a una solicitud de cambio según el numeral 6.4.4 se ha identificado operación de unidades atribuibles a la solicitud de cambio, la compensación correspondiente será asumida por el Agente Autorizado que lo solicitó, aun cuando el intercambio programado no se haya efectuado.

#### 6.7.1. Causales para la interrupción del Intercambio de Electricidad

...  
f) Por solicitud de interrupción debido a aspectos contractuales, comunicada por el Agente Autorizado, sujeto a lo especificado en el numeral 6.4.4.

#### 6.4.1. Participantes de los intercambios y Magnitud de energía a intercambiar

... Para la programación de Intercambios de Electricidad, los programas de operación diaria del COES utilizarán las declaraciones de ejecución de contratos recibidas hasta las 10:00 h 13:50 h tanto para el caso de importación ~~y hasta las 13:00 h.~~ como para el caso de exportación. De esta manera quedarán definidos los Agentes Autorizados que participarán de los Intercambios de Electricidad en el periodo programado.

#### 6.6.3. Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad

...  
a. Componente 1: ...

La liquidación del Componente 1 considera los siguientes pasos:

- El monto ...
- Dicho monto... Dichas unidades serán aquellas que operaron durante el día de evaluación y para las cuales resulte positiva la diferencia de su generación diaria ejecutada del primer despacho menos su generación resultante del segundo despacho diario a los que se refiere el inciso b) del numeral 6.5.2 del presente procedimiento.
- El pago a cuenta será asignado a las unidades de generación identificadas en el párrafo anterior en proporción a sus compensaciones de costos correspondientes, de acuerdo al siguiente orden hasta agotar el monto del Componente 1: unidades que operaron "por potencia y energía", unidades que prestaron servicios complementarios y unidades que operaron a "mínima carga".

#### 6.6.5 Compensación a unidades con costo variable superior al costo marginal

En caso que resulten unidades que operaron "por potencia y energía" con costos variables superiores al costo marginal en los días de exportación, y el Componente 1 no cubra esta compensación, el monto restante será cubierto utilizando el mecanismo de compensación de costos variables CVOA-CMG; al día siguiente de concluida la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, el monto restante será cubierto utilizando el mecanismos de pago de las unidades que operan por Mínima Carga.

## 8. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

### 8.1. Límite de maniobras del Enlace Internacional

De manera transitoria, entre tanto se efectúen los estudios eléctricos coordinados con el operador del otro país, el número de maniobras diarias, sin considerar fallas, estará limitada a tres operaciones de conexión y tres operaciones de desconexión del Enlace Internacional.

### 8.2. ~~Primera publicación de excedentes de Largo Plazo~~

~~La primera publicación de excedentes de largo plazo se realizará dentro de los sesenta (60) días hábiles de aprobado el presente procedimiento.~~



**Anexo N° 2 del Acta de la Sesión N° 454 del Directorio del COES**

**Propuesta de Modificación del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” por modificaciones del PR-43**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Nota</b>
<b>Intervención</b>	Indisponibilidad de una unidad de generación o equipo de transmisión de un Integrante del COES, cualquiera sea su duración, originada por la necesidad de realizar mantenimiento del equipo, implementación de proyectos nuevos en el SEIN, ejecución de ampliación de instalaciones o repotenciamiento de equipos existentes u otra razón.	Agregar nuevo término y definición al Glosario vigente
<b>Área Operativa</b>	El término se encuentra definido en la Norma Técnica de Coordinación para la Operación en Tiempo Real (NTCOTR):  “Se refiere a una sección del Sistema Interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del Sistema y operar aisladamente”.	Actualizar término y definición en el Glosario vigente  Reemplaza al término “Área”
<b>Unidad de Generación</b>	Conjunto formado por motor primo/turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador y equipos de regulación y maniobras. En caso de generación solar-fotovoltaica y eólica se consideran además, los equipos necesarios para la inyección de energía eléctrica en un Punto de Conexión al SEIN.	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Contingencia</b>	Se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del Sistema de Transmisión, Unidades de Generación o bloques de demanda, ocasionada por una falla u otro evento.	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Coordinador</b>	El término se encuentra definido en el Reglamento del Comité de Operación Económica del sistema (COES):  “Es el responsable de asumir la función de coordinación de la operación en tiempo real del sistema”.	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Cogeneración</b>	El término se encuentra definido en el Reglamento de Cogeneración:  “Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico”.	Agregar nuevo término y definición al Glosario vigente
<b>Reserva Rotante</b>	El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR):  “Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado”.	Reemplazar término y definición en Glosario vigente  Reemplaza al término: “Reserva rotante del SINAC (RR)”
<b>Costo Marginal de Corto Plazo</b>	El término se encuentra definido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):  “Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo”.	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Perturbación</b>	El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas	Actualizar definición en Glosario vigente

	<p>Interconectados (NTCOTR):</p> <p>“Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema”.</p>	
<b>Sistema Secundario de Transmisión (SST)</b>	<p>El término se encuentra definido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):</p> <p>“Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión”.</p>	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Sistema Complementario de Transmisión</b>	<p>El término se encuentra definido en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832):</p> <p>“Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad”.</p>	Agregar nuevo término y definición al Glosario vigente
<b>Costos Variables (CV)</b>	<p>Costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos del COES. Comprenden los Costos Variables Combustibles (CVC) y los Costos Variables No Combustibles (CVNC).</p>	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Estado de Emergencia</b>	<p>El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR):</p> <p>“Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el Sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo”.</p>	Actualizar definición en Glosario vigente
<b>Estado de Alerta</b>	<p>El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR):</p> <p>“Estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control, saldrían de los márgenes de tolerancia”.</p>	Actualizar definición en Glosario vigente

Abreviatura	Significado	Nota
RRPF	Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia	Actualizar definición de abreviatura en Glosario vigente
	Programa de Mediano Plazo de la Operación	Agregar nueva abreviatura al Glosario vigente



## ANEXO B



**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

## CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	DIAGNÓSTICO Y NECESIDADES DE MEJORA .....	3
2.1.	Horarios para el intercambio de información para la toma de decisiones del intercambio .....	3
2.2.	Interrupción y/o Reducción de la magnitud de los intercambios .....	3
2.3.	Distribución del costo de exportación dentro del mercado interno .....	5
2.4.	Eliminar el numeral 8.2 de las disposiciones transitorias .....	8
3.	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN.....	8
3.1.	Propuesta de modificación para permitir la Interrupción y/o Reducción de la magnitud de los intercambios: .....	8
3.2.	Propuesta de modificación de horarios para declaración de ejecución de contratos: .....	10
3.3.	Liquidación de costos en el mercado interno:.....	10
3.4.	Propuesta de eliminar el numeral 8.2 del PR-43 de las disposiciones transitorias: .....	10
4.	CONCLUSIONES .....	11





**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

## 1. ANTECEDENTES

La Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante, Ley N° 28832), establece en su artículo 13°, literal b) que entre las funciones de interés público que tiene el COES, se encuentra la de elaborar procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERGMIN.

En concordancia con lo mencionado en los párrafos anteriores, el numeral 5.1 del Reglamento del COES señala que a través de su Dirección Ejecutiva, el COES elabora las propuestas de Procedimientos Técnicos. Para tal efecto, en su numeral 5.2 se prevé que el COES debe contar con una "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" aprobada por OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

Así, mediante la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, la cual dispone en su artículo 5° que corresponde al Directorio del COES aprobar las propuestas de Procedimientos Técnicos elaboradas por su Dirección Ejecutiva, las mismas que podrán ser elaboradas por iniciativa propia del COES o a solicitud del OSINERGMIN. Asimismo, su Artículo 6°, numeral 6.1, señala que la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a OSINERGMIN adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad.

En razón a ello, en el marco de la Decisión 757 de la Comunidad Andina (en adelante Decisión 757)<sup>1</sup> que, entre otras cosas, establece un régimen transitorio para los Intercambios de Electricidad (IE) entre Ecuador-Perú en su Anexo II, y el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN (en adelante, Reglamento)<sup>2</sup>, el COES elaboró y presentó al OSINERGMIN, la Propuesta de Procedimiento Técnico N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN", siguiendo los lineamientos establecidos en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos<sup>3</sup>. Posteriormente, el OSINERGMIN aprobó el referido Procedimiento Técnico N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN", mediante Resolución OSINERGMIN N° 207-2013-OS-CD (en adelante, PR-43).

Habiendo transcurrido aproximadamente un año desde la aprobación y correspondiente aplicación del PR-43, en una reunión de trabajo binacional entre Ecuador – Perú realizada el 10.09.2014, con participación de las autoridades de cada país, se encargó a los operadores CENACE y COES que analicen la posibilidad de intensificar los IE entre Ecuador y Perú. En cumplimiento de ello, los operadores CENACE y COES se

<sup>1</sup> Publicada el 22 de agosto de 2010 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

<sup>2</sup> Aprobada mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM del 7 de mayo de 2012.

<sup>3</sup> Aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD.





**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

reunieron los días 29, 30 de setiembre y 1 de octubre del año 2014 para realizar los estudios eléctricos necesarios para efectuar IE entre los países, conforme al Acuerdo Operativo suscrito por ambos países y el propio PR-43; además, se identificó la necesidad de revisar otros temas relacionados al intercambio de información entre los operadores de ambos países, a efectos de viabilizar los IE entre ambos países.

Asimismo, como consecuencia de las operaciones de exportación a Ecuador realizadas durante el 20 de diciembre del 2014 y el 05 de enero del 2015, se evidenció e identificó oportunidades de mejora con relación a los criterios para la distribución del costo de exportación dentro del mercado interno

En ese sentido, producto del análisis efectuado, el COES presenta, por iniciativa propia, la presente Propuesta de modificación del PR-43, siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 6° de la Guía de Elaboración de Procedimientos, con el objeto de implementar mejoras y/o adecuaciones en dicho procedimiento que permitirán intensificar los intercambios internacionales de electricidad entre Perú y Ecuador.

## **2. DIAGNÓSTICO Y NECESIDADES DE MEJORA**

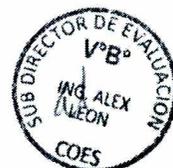
### **2.1. Horarios para el intercambio de información para la toma de decisiones del intercambio**

Considerando lo sostenido por el representante de CENACE sobre las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador y la característica especial de Ecuador como país intermedio en la toma de decisiones de los intercambios; y luego de la revisión de las líneas de tiempo para la ejecución del despacho de cada país considerando los IE, se llegó a la conclusión que para intensificar los intercambios entre Perú y Ecuador se requiere modificar los horarios de declaraciones de ejecución de contratos establecidos en el numeral 6.4.1 del PR 43, a las 10:00 horas en el caso de importación y 13:00 horas en el caso de exportación, para que esta declaración se realice hasta las 13:50 horas en ambos casos.

### **2.2. Interrupción y/o Reducción de la magnitud de los intercambios**

El actual numeral 6.3.3 del PR-43 impide que el Agente Autorizado pueda realizar modificaciones a su declaración de ejecución de sus contratos y por ende, frustra la posibilidad de agilizar los IE al hacer poco flexibles las condiciones para que los intercambios puedan realizarse.

En ese sentido, y con el objeto de intensificar los IE, se considera conveniente modificar el numeral 6.3.3 del PR-43, flexibilizando las condiciones por las que se realizan los IE. Para tal efecto, se pone a disposición de los Agentes Autorizados, la posibilidad de ordenar cambios intra-diarios en sus decisiones de ejecución de sus contratos, de modo que se permite que los Agentes Autorizados puedan solicitar interrumpir y/o reducir la duración y/o los bloques de carga de los intercambios programados o que se vienen ejecutando.





**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

Es de precisar que, la aceptación de los cambios solicitados estará sujeta a la conformidad de parte del operador del otro sistema y a las restricciones operativas (tensiones objetivo para la sincronización, número de maniobras permitidas y la magnitud y el orden de conexión - desconexión de los bloques de carga). Así, por ejemplo, dado que los intercambios se realizan por bloques de carga posibles de trasladar del sistema peruano al ecuatoriano y viceversa, las modificaciones que puedan realizar los Agentes Autorizados a sus declaraciones, estarán limitados a las magnitudes de los bloques de carga. Razón por la cual, las solicitudes de cambio tendrán efecto luego de que el COES realice los redespachos respectivos en coordinación con el operador del otro sistema.

Adicionalmente, en vista de la flexibilización de las condiciones con las que se realizan los IE permite al Agente Autorizado modificar las condiciones con la que realizará el intercambio, corresponde precisar que los costos asociados a la ejecución de su solicitud de cambio deben ser asumidos por el Agente Autorizado.

Particularmente, debemos señalar que esta propuesta de modificación está enmarcada en lo previsto en el literal c) del Artículo 2° del Anexo II de la Decisión 757 de la CAN, en donde se señala expresamente que los IE tendrán el carácter de interrumpible de la siguiente manera:

**[...]c. El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema. [...]**

(Énfasis agregado)

De lo citado, se puede advertir que la Decisión CAN 757: i) dispone que los contratos bilaterales por IE tienen carácter interrumpible; y además, ii) señala los criterios que el operador del sistema exportador debe considerar para evaluar y definir si procede la interrupción cuando ésta es solicitada por un Agente Autorizado, o cuando el operador de cada sistema lo disponga así por propia necesidad de su sistema.

Por lo anterior, si bien, los IE se basan en decisiones comerciales que adoptan los Agentes Autorizados a través de la suscripción de contratos, podemos afirmar que ello no es suficiente para su ejecución; por lo que además debe mediar una declaración de ejecución de contrato (o modificación) por parte del Agente Autorizado y sobre todo, deben cumplirse, las condiciones técnicas-operativas necesarias.

En línea con lo anterior, reiteramos que la presente propuesta de modificación del PR-43 establece que la solicitud de interrupción así como cualquier otra modificación (reducción de la duración del intercambio o bloque de carga) de los IE, que presente un Agente Autorizado, procede luego de la evaluación que realiza el COES, para lo cual, considera los parámetros establecidos normativamente, cumpliéndose así con lo establecido en la Decisión CAN 757.

Por otro lado, también debe tenerse en cuenta que en el Artículo 2 de la Decisión CAN 757, se autoriza a cada país el adecuar su normativa interna para la





**Sustento Técnico - Legal de la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

aplicación de esta Decisión y a suscribir acuerdos operativos entre los operadores de cada país.

*Para el cumplimiento del presente Acuerdo, Ecuador y Perú se comprometen a:*  
a. *Adecuar, en caso sea necesario, su normativa interna a fin de viabilizar los intercambios de electricidad;*  
b. *Autorizar, conforme a la normativa interna de Ecuador y Perú, la suscripción de acuerdos operativos entre los operadores de los sistemas eléctricos; [...]*  
(Énfasis agregado)

En cumplimiento de dicho mandato, en el Reglamento se incidió en el carácter interrumpible de los IE y además en su Artículo 7° expresamente se autoriza al COES para suscribir un Acuerdo Operativo con CENACE (el operador del sistema ecuatoriano) en el cual se abordaría la interrumpibilidad del Intercambio.

*Artículo 7° - Autorización al COES*

*7.1 Autorizar al COES a suscribir los acuerdos operativos y de intercambio de información, con los operadores de los sistemas eléctricos de los otros países miembros de la CAN, que sean necesarios para la implementación de los intercambios de electricidad en el marco de la Decisión 757.*

*7.2 Los Acuerdos Operativos a ser suscritos por el COES con los Operadores de los Sistemas de los otros países contendrán al menos los siguientes temas:*

*[...]*

*c) Interrumpibilidad del Intercambio. [...]*

En virtud a lo anterior, el COES y CENACE firmaron un Acuerdo Operativo en Julio del 2012, estableciendo las causales para la interrupción de los IE, dentro de las cuales, expresamente se dispuso que los IE podrían ser interrumpidos, previa coordinación entre los Operadores de los Sistemas, por aspectos contractuales debidamente informados por los Agentes Autorizados al respectivo Operador de sus Sistema.

Por lo expuesto, podemos afirmar que la presente propuesta de modificación del PR-43 desarrolla y regula con precisión las consideraciones a tener en cuenta sobre la interrumpibilidad de los IE, con el objeto de hacer más ágiles las transacciones y de ese modo, intensificar los IE entre Perú y Ecuador, conforme a lo previsto en la Decisión CAN 757, el Reglamento y en el Convenio Operativo suscrito con CENACE.

### **2.3. Distribución del costo de exportación dentro del mercado interno.**

El costo de la energía exportada se determina con la suma del costo de la energía activa, energía reactiva, servicios complementarios y cualquier otro costo que se encuentre asociado a esta operación, los cuales son asumidos por los Agentes Autorizados. Para tal efecto, el PR-43 establece cómo se realiza el cálculo de estos costos.

Así, el numeral 6.6.1 de dicho procedimiento dispone el Costo Total de la Energía Activa Exportada se determina para cada día como la diferencia del costo de la



operación diaria de los despachos reproducidos conforme al literal b del numeral 6.5.2. Parte del resultado de lo anterior es asumido por el Agente Autorizado a través de las Valorizaciones de Transferencias en donde se hace cargo de la magnitud de su retiro valorizado al Costo Marginal de Corto plazo, la otra parte, que es el complemento del Costo Total de la Energía Activa Exportada es cubierto por el Componente 1 según el PR-43<sup>4</sup>.

Ahora bien, habiendo contextualizado la finalidad del Componente 1, debemos señalar que identificamos una oportunidad de mejora con relación a su proceso de liquidación. El cual, conforme al segundo punto del literal a. del numeral 6.6.3 del PR-43, debe ser distribuido entre las unidades de generación que incrementaron su producción, evaluándose para ello, la diferencia entre la producción ejecutada y la producción que resulta del despacho sin exportación.

Sin embargo, dado que realizar una comparación de información ejecutada con información proveniente de un modelo, puede introducir un error en el resultado debido a que se están usando datos de distinto origen, se propone una mejora en la distribución del Componente 1, identificando las unidades que incrementaron su producción como la diferencia de los despachos con y sin exportación provenientes del modelo de optimización.

A mayor abundamiento, a través del siguiente cuadro se ilustra el resultado de la identificación de unidades que incrementaron su producción establecida en el PR-43 y según la propuesta de mejora, columnas "Ejec - Sin" y "Con - Sin", respectivamente. Los valores positivos de dichas columnas corresponden a las unidades que incrementaron su generación. El cuadro presentado lista las unidades que operaron ordenadas de menor a mayor costo variable. Se observa que en las columnas "Ejec - Sin" los incrementos de energía se presentan desde las unidades de menor costo de la lista, a diferencia de las columnas "Con - Sin" (propuesta de mejora).

Nótese que el resultado de las columnas "Con - Sin" es más consistente con el despacho económico, dado que la demanda nacional tiene la prioridad sobre la exportación, por lo que, resulta lógico que la exportación sea cubierta por las unidades de mayor costo variable.



<sup>4</sup> De manera general, el costo de la energía exportada que no se encuentre cubierto por el resultado de las transferencias que valoriza los retiros del exportador a Costo Marginal de Corto Plazo, estará cubierto por los Componentes 1, 2 y 3, establecidos en el numeral 6.6.3. del PR-43.

UNIDAD	31 DE DICIEMBRE			23 DE DICIEMBRE		
	EJECUTADO (MW.h)	Aplicación PR-43 Ejec - Sin (MW.h / %)	Propuesta Con - Sin (MW.h / %)	EJECUTADO (MW.h)	Aplicación PR-43 Ejec - Sin (MW.h / %)	Propuesta Con - Sin (MW.h / %)
Oquendo	626	-50	-	610	-65	-
Paramonga	270	-	-	274	-	-
Independencia	386	4 0%	-	541	2 0%	-
Pisco TG1	815	-18	-	823	-10	-
Pisco TG2	832	2 0%	-	833	3 0%	-
Tablazo	647	15 1%	-	480	10 1%	-
CHILCA1 CCOMB	13 999	994 45%	-	17 829	34 3%	33 3%
FENIX CCOMB	12 416	431 18%	649 62%	11 119	19 1%	-
Melacas TGN4	985	-939	62 5%	1 526	-31	331 26%
Venta-CC	8 199	104 8%	196 19%	9 395	105 8%	673 53%
KALLPA CCOMB	-	-	-	9 738	1 175 87%	228 18%
SRosa-TG8	282	11 0%	-	-	-	-
Kalpa-TG3	-	-	-	-	-	-
Kalpa-TG1	1 395	551 25%	18 2%	-	-	-
Aguayta TG1	1 014	-75	24 2%	995	-	16 1%
Aguayta TG2	-	-	-	-	-	-
Srosa-TG5	232	33 1%	17 2%	-	-	-
Srosa-TG6	137	-46	11 1%	-	-	-
China-Sulzer 12	14	-4	5 0%	-	-	-
Tumbes	-	-19	16 2%	-	-	-
Nicolas-Cum	-	-1	1 0%	-	-	-
Moliendo 123	31	21 1%	11 1%	-	-	-
Cakabo	2	-0	0 0%	-	-	-
Taparachi	-	-2	-	-	-	-
lo TG2	15	-16	40 4%	-	-	-
Bvista ALCO	-	-1	-1	-	-	-

**Notas**

- EJECUTADO Producción total diaria ejecutada de la unidad de generación.  
 Ejec - Sin Diferencia de la producción ejecutada de la unidad menos la producción del despacho sin exportación (este último de resultados del modelo de optimización).  
 Con - Sin Diferencia de la producción del despacho con exportación menos la producción del despacho sin exportación (ambos de resultados del modelo de optimización).

Por otro lado, el numeral 6.6.5 del PR-43 establece que las unidades de generación que operaron por "Potencia y Energía" con costos variables superiores al costo marginal durante los días de exportación, cuya compensación no se encuentre cubiertos por el Componente 1, será cubierto por los mecanismos de pago que corresponden a las unidades que operan por Mínima Carga. Sin embargo, lo indicado en este numeral, supone, aunque no lo mencione expresamente, que durante la vigencia del Decreto de Urgencia N°049-2008<sup>5</sup>, el costo de operación de las unidades no cubierto por el Componente 1 a la fecha está cubierto por la compensación Costos Variables de Operación Adicional al Costo Marginal (CVOA-CMG). En ese sentido, se propone precisar la redacción del numeral 6.6.5., de modo que quede claro que mientras se encuentre vigente lo

<sup>5</sup> Este Decreto de Urgencia N° 049-2008, que estará vigente hasta el 31 de diciembre del 2016, dispone en el numeral 1.3 de su Artículo 1° que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.



**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

dispuesto por el D.U. N° 049-2008, los montos no cubiertos serán incluidos como parte de la compensación CVOA-CMG.

**2.4. Eliminar el numeral 8.2 de las disposiciones transitorias.**

El numeral 8.2 del procedimiento PR-43 vigente es la segunda disposición transitoria mediante la cual se otorga un plazo al COES para que efectúe la primera publicación de los excedentes de Largo Plazo. Al respecto, esta disposición tenía sentido con la primera publicación del procedimiento (octubre de 2013), sin embargo a la fecha esta disposición es innecesaria porque la publicación de los excedentes de largo plazo se viene realizando anualmente en base a la obligación establecida al COES en el numeral 6.2.1 del PR-43, por lo que dicha disposición transitoria debería ser eliminada.

**3. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN**

En base a lo expuesto, el COES propone las siguientes modificaciones al PR-43 con la finalidad de agilizar los IE entre Ecuador y Perú, modificando el plazo máximo en que deberán comunicarse la declaración de la ejecución de los contratos tanto para la importación como para la exportación, y permitiendo que los Agentes Autorizados puedan reducir en magnitud o interrumpir, de manera anticipada o en ejecución, los IE considerados en el respectivo PDO y por otro lado, para mejorar los criterios de liquidación de los costos en el mercado interno.

**3.1. Propuesta de modificación para permitir la Interrupción y/o Reducción de la magnitud de los intercambios:**

**6.3.3. Declaración de ejecución de contrato**

*... considerando el orden de prelación en que los contratos fueron comunicados al COES según el numeral 6.3.2 del presente procedimiento.*

*El Agente Autorizado no podrá terminar de manera anticipada la ejecución de un intercambio que haya sido considerado en un Programa Diario de Operación (PDO).*

**6.4. Consideraciones para la programación y ejecución de Intercambios de Electricidad**

Para todos los casos de programación o reprogramación de Intercambios de Electricidad se requerirá la conformidad de parte del operador del otro sistema respecto al periodo y magnitud del intercambio.

El COES publicará .....

**6.4.4. Reprogramación de intercambios.**





**Sustento Técnico - Legal de la  
Propuesta de Modificación del  
Procedimiento Técnico N° 43  
"Intercambios Internacionales de  
Electricidad en el Marco de la  
Decisión 757 de la CAN"**

Fecha:  
03 de junio de 2015

El Agente Autorizado podrá solicitar la interrupción de manera anticipada del intercambio programado o en ejecución, o, podrá solicitar reducir la duración del intercambio o los bloques de carga considerados en dicha operación.

La solicitud de cambio deberá ser realizada por el Agente Autorizado con una anticipación mínima de tres (3) horas previas a su ejecución, intervalo en el que el COES podrá aceptar o rechazar dicha solicitud la cual será oficializada mediante la emisión de un RDO.

La aceptación de los cambios solicitados estará sujeta a la conformidad de parte del operador del otro sistema y a las restricciones operativas (tensiones objetivo para la sincronización, número de maniobras permitidas y la magnitud y el orden de conexión - desconexión de los bloques de carga).

Todo costo asociado a la ejecución de los cambios solicitados será asumido por el Agente Autorizado en las valorizaciones de transferencia de energía activa correspondientes, aun cuando el intercambio programado no se haya efectuado.

**6.5.2. Operación de Unidades de Generación y servicios complementarios vinculadas a los intercambios**

a) ...

e) En caso de solicitudes de cambio según el numeral 6.4.4 se identificarán las Unidades de Generación y periodos de operación atribuibles a los cambios en los Intercambios Programados, aun cuando estos no se haya efectuado.

**6.6.3. Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad**

Los costos adicionales ...

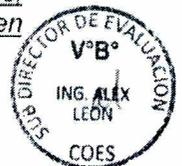
a. ...

c. Componente 3: ...

Si debido a una solicitud de cambio según el numeral 6.4.4 se ha identificado operación de unidades atribuibles a la solicitud de cambio, la compensación correspondiente será asumida por el Agente Autorizado que lo solicitó, aun cuando el intercambio programado no se haya efectuado.

**6.7.1. Causales para la interrupción del Intercambio de Electricidad**

f) Por solicitud de interrupción debido a aspectos contractuales, comunicada por el Agente Autorizado, sujeto a lo especificado en el numeral 6.4.4.



**3.2. Propuesta de modificación de horarios para declaración de ejecución de contratos:**

**6.4.1. Participantes de los intercambios y Magnitud de energía a intercambiar**

... Para la programación de Intercambios de Electricidad, los programas de operación diaria del COES utilizarán las declaraciones de ejecución de contratos recibidas hasta las 10:00 h -h 13:50 h tanto para el caso de importación y hasta las 13:00 h, como para el caso de exportación. De esta manera quedarán definidos los Agentes Autorizados que participarán de los Intercambios de Electricidad en el periodo programado.

**3.3. Liquidación de costos en el mercado interno:**

**6.6.3. Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad**

a. Componente 1: ...

La liquidación del Componente 1 considera los siguientes pasos:

- El monto ...
- Dicho monto... Dichas unidades serán aquellas que operaron durante el día de evaluación y para las cuales resulte positiva la diferencia de su generación diaria ejecutada del primer despacho menos su generación resultante del segundo despacho diario a los que se refiere el inciso b) del numeral 6.5.2 del presente procedimiento.
- El pago a cuenta será asignado a las unidades de generación identificadas en el párrafo anterior en proporción a sus compensaciones de costos correspondientes, de acuerdo al siguiente orden hasta agotar el monto del Componente 1: unidades que operaron "por potencia y energía", unidades que prestaron servicios complementarios y unidades que operaron a "mínima carga".

**6.6.5 Compensación a unidades con costo variable superior al costo marginal**

En caso que resulten unidades que operaron "por potencia y energía" con costos variables superiores al costo marginal en los días de exportación, y el Componente 1 no cubra esta compensación, el monto restante será cubierto utilizando el mecanismo de compensación de costos variables CVOA-CMG al día siguiente de concluida la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, el monto restante será cubierto utilizando el mecanismos de pago de las unidades que operan por Mínima Carga.

**3.4. Propuesta de eliminar el numeral 8.2 del PR-43 de las disposiciones transitorias:**

**8. DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**8.1. Límite de maniobras del Enlace Internacional**



	<p align="center"><b>Sustento Técnico - Legal de la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"</b></p>	<p>Fecha: 03 de junio de 2015</p>
---	---	---------------------------------------

*De manera transitoria, entre tanto se efectúen los estudios eléctricos coordinados con el operador del otro país, el número de maniobras diarias, sin considerar fallas, estará limitada a tres operaciones de conexión y tres operaciones de desconexión del Enlace Internacional.*

**8.2. Primera publicación de excedentes de Largo Plazo**

*La primera publicación de excedentes de largo plazo se realizará dentro de los sesenta (60) días hábiles de aprobado el presente procedimiento.*

Finalmente como parte de las modificaciones relacionadas con las liquidaciones en el mercado interno, se está proponiendo el ajuste del numeral 6.6.4. (Transferencias de potencia), modificando las referencias al nuevo procedimiento "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30). Asimismo, se están proponiendo algunos ajustes al texto del PR-43 con motivo de adecuarlo a los términos considerados en el Glosario de Términos y Abreviaturas del COES. Estas modificaciones se encuentran en el texto completo del procedimiento.

**4. CONCLUSIONES:**

- La presente propuesta de modificación al Procedimiento Técnico N° 43 del COES "INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN 757 DE LA CAN", ha sido elaborada en base a las consideraciones del presente Sustento, atendiendo el encargo dado al COES por las autoridades en la reunión de trabajo binacional Ecuador – Perú del 10.09.2014 y las oportunidades de mejora, dentro del alcance normativo que tienen los procedimientos técnicos del COES, particularmente en cumplimiento de lo establecido en la Guía de Elaboración de Procedimientos del COES.
- Se sugiere elevar al Directorio del COES la propuesta para su respectiva aprobación.

