

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	SER	
Electro Sur Este		66.83%	3.99%	13.44%	8.88%	6.27%		0.59%	100.00%
Electro Tocache				94.50%				5.50%	100.00%
Electro Ucayali		93.00%	7.00%						100.00%
Electrocentro		49.95%	19.78%	14.21%	9.34%	3.64%		3.08%	100.00%
Electronoroeste		75.20%	9.87%	10.01%	0.62%	0.01%		4.29%	100.00%
Electronorte		73.94%	16.22%	4.91%	2.28%	1.31%		1.34%	100.00%
Electrosur		61.49%	33.01%	3.18%	2.32%				100.00%
Emsemsa			100.00%						100.00%
Emseusa			100.00%						100.00%
Hidrandina		78.75%	11.19%	3.81%	2.35%	2.23%		1.67%	100.00%
Luz del Sur	100.00%								100.00%
Seal		83.49%	7.92%	7.47%	0.38%	0.67%		0.07%	100.00%
Sersa			100.00%						100.00%
Adinelsa						3.23%		96.77%	100.00%

Los factores de ponderación de empresas municipales y otros no especificados en las tablas anteriores serán iguales a 100% de acuerdo al sector típico correspondiente.

Artículo 3°.- Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), calificados como tales por el Ministerio de Energía y Minas de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, se clasifican como pertenecientes al sector de distribución típico SER, establecido por la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE.

Artículo 4°.- Los nuevos sistemas de distribución eléctrica, distintos a los señalados en el Artículo 1° de la presente resolución y Sistemas Eléctricos Rurales (SER), administrados por empresas distribuidoras, empresas municipales y otros, se clasificarán temporalmente como pertenecientes al sector típico 3, debiendo la empresa u otro solicitar la clasificación definitiva al OSINERGMIN en un plazo no menor a 60 días ni mayor a 120 días de la puesta en operación comercial del nuevo sistema de distribución eléctrica. Recibida la solicitud, el OSINERGMIN solicitará la información respectiva, establecerá los parámetros necesarios para la aplicación de la Resolución Directoral N° 154-2012-OS/CD y fijará la clasificación respectiva.

Artículo 5°.- Los sistemas de distribución eléctrica existentes, no especificados en el Artículo 1° de la presente resolución y distintos a los SER, administrados por empresas distribuidoras, empresas municipales y otros se clasificarán temporalmente como pertenecientes al sector típico 3, debiendo la empresa u otro solicitar la clasificación definitiva al OSINERGMIN en un plazo no menor a 60 días ni mayor a 120 días de la entrada en vigencia de la presente resolución. Recibida la solicitud, el OSINERGMIN solicitará la información respectiva, establecerá los parámetros necesarios para la aplicación de la Resolución Directoral N° 154-2012-OS/CD y fijará la clasificación respectiva. De no presentarse la solicitud correspondiente, dichos sistemas se clasificarán como sector típico 3 hasta el 31 de octubre de 2017.

Artículo 6°.- Los factores de ponderación de los Valores Agregados de Distribución de cada una de las empresas distribuidoras serán recalculados anualmente de acuerdo al criterio establecido en la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE. Las empresas deberán remitir la información necesaria en los formatos, medios y plazos que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN defina.

Artículo 7°.- La presente resolución, deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, junto con el Informe Técnico N° 431-2013-GART, Informe Legal N° 422-2013-GART, en la página web del OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 207-2013-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2013

CONSIDERANDO

Que, la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", en el literal b) de su Artículo 13° estableció como función del COES el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERGMIN;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (en adelante, "Reglamento COES"), cuyo Artículo 5°, numeral 5.1, detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su numeral 5.2 determina que el COES debe contar con una "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", elaborada y aprobada por el OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" (en adelante la "Guía"), elaborada de conformidad con los Artículos 5° y 6° del Reglamento COES, estableciéndose en aquella el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES;

Que, mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM, se aprobó el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN, cuyo objetivo es regular las disposiciones aplicables para el tratamiento interno en el mercado eléctrico peruano de los intercambios de electricidad entre el Perú y otros países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (en adelante "CAN") que se efectúen en el marco de la Decisión 757 de la CAN, y cuyo Artículo 8° establece que el COES deberá remitir a OSINERGMIN los Procedimientos Técnicos necesarios para el cumplimiento del presente Reglamento, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles;

Que, en tal sentido, el COES mediante Carta COES/D-563-2012 remitió la propuesta del PR-43, atendiendo lo mencionado en los párrafos anteriores, dando inicio al proceso para su aprobación por parte de OSINERGMIN;

Que, el COES subsanó, mediante las Cartas COES/D-079-2013 y COES/D-264-2013, las observaciones remitidas por OSINERGMIN, luego de lo cual, se publicó en la página Web de OSINERGMIN, según lo dispuesto en la Resolución OSINERGMIN N° 150-2013-OS/CD, el proyecto de resolución que aprueba el PR-43, de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 150-2013-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados por las empresas Enersur S.A. y Red de Energía del Perú S.A han sido analizados en el Informe N° 426-2013-GART, y previo cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 5.3 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe N° 426-2013-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe N° 425-2013-GART de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 31-2013.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN", que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el Informe N° 426-2013-GART y el Informe N° 425-2013-GART, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

JESUS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-43
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN 757 DE LA CAN		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 207-2013-OS/CD del 14 de Octubre de 2013.		

1. OBJETIVO

El presente procedimiento tiene como objeto establecer las condiciones, obligaciones y responsabilidades del COES y sus Integrantes para llevar a cabo los Intercambios de Electricidad con Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN y el Decreto Supremo N° 011- 2012-EM.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decisión 757 de la Comunidad Andina, referida a la Vigencia de la Decisión 536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad".
- 2.2. Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.3. Ley N° 28832. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente en la Generación Eléctrica.
- 2.4. Decreto Supremo N° 011-2012-EM. Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN.
- 2.5. Decreto Supremo N° 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.6. Decreto Supremo N° 027-2008-EM. Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

- 2.7. Decreto Supremo N° 020-97-EM. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 2.8. Resolución Directoral N° 014-2005-DGE. Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1. Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos que se inicien con mayúscula, ya sea que se usen en singular o plural, tienen los significados que se indican en las siguientes definiciones:

Agentes Autorizados: Son los Generadores, Distribuidores y Usuarios Libres que tienen la condición de Integrantes del COES.

Acuerdo Operativo: Convenio suscrito entre el COES y el operador del otro sistema (CENACE) con el objeto de establecer los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación del Enlace Internacional de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú de manera coordinada, con sujeción a la Decisión 757 de la CAN y a la Ley Aplicable de cada país, abarcando los temas relativos al planeamiento operativo, supervisión, coordinación operativa, coordinación del mantenimiento y control de la interconexión.

Barra Frontera: Barra de transferencias utilizada para liquidar los intercambios de electricidad en las transferencias de energía y potencia. Está ubicada en la Subestación Frontera del SEIN (Perú).

Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional: Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las limitaciones técnicas de las líneas y equipos de interconexión.

Contador de Energía: Equipo registrador del flujo de energía que transita por el Enlace Internacional. Almacena información de la energía activa y reactiva para intervalos de tiempo requeridos para la liquidación de los Intercambios de Electricidad. Tiene una clase de precisión 0.2 y está instalado en un sistema de medición con transformadores de tensión y corriente de clase de precisión IEC 0.2.

Cuello Muerto: Conexión entre conductores de una misma fase, realizado en una estructura de anclaje de una línea de transmisión, el cual no está sometido a las fuerzas de tracción de los conductores de la línea, que permite la continuidad del transporte de energía.

Enlace Internacional: Conjunto de líneas y equipos asociados, que conectan los sistemas eléctricos ecuatoriano y peruano, y que tienen como función exclusiva el transporte de energía para importación o exportación.

Intercambios de Electricidad: Son operaciones de compra-venta de electricidad de corto plazo entre los Agentes Autorizados y los agentes habilitados del otro sistema. Estas transacciones se realizan a través de importación o exportación de energía y son resultado de la ejecución de los contratos celebrados entre Agentes Autorizados y los agentes habilitados del sistema ecuatoriano.

PR-: Abreviación utilizada para referirse a algún Procedimiento Técnico del COES, estará acompañada de un número el cual representa el número de Procedimiento Técnico.

Pruebas Punto a Punto: Son aquellas que se ejecutan para verificar el funcionamiento correcto de las señales de control, digitales y analógicas, recibidas por los Operadores del Sistema o en los Centros de Operación de los Transmisores.

Subestación Frontera: Subestaciones del SEIN situadas en los extremos de los Enlaces Internacionales.

Transmisor Titular: Es el titular de las instalaciones de transmisión del Enlace Internacional que forman parte del SEIN.

- 3.2. Otras definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, en los demás Procedimientos Técnicos del COES y en la normativa citada en la Base Legal del presente Procedimiento.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. Del COES

- 4.1.1. Publicar en su Portal de Internet la información actualizada de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, de los excedentes de potencia y energía y la información relacionada a su determinación, los contratos de los Agentes Autorizados, la declaración de la ejecución de los contratos y los registros de potencia y energía correspondiente a los Intercambios de Electricidad realizados.
- 4.1.2. Remitir al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN, durante los periodos en que se realicen operaciones de Intercambios de Electricidad, la información semanal sobre la operación del SEIN, en los cuales se evidencie que se ha priorizado la atención del mercado interno.
- 4.1.3. Coordinar la operación del Enlace Internacional de transmisión con el operador del otro país conforme al Acuerdo Operativo y de intercambio de información suscritos para tal efecto.
- 4.1.4. Coordinar la operación del Enlace Internacional con el Transmisor Titular teniendo en cuenta la máxima Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional.
- 4.1.5. Identificar las Restricciones Operativas existentes para llevar a cabo los Intercambios de Electricidad.
- 4.1.6. Coordinar la asignación de los Intercambios de Electricidad ejecutados entre los Agentes Autorizados que efectuaron las operaciones.
- 4.1.7. Determinar y mantener actualizado el valor de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional de manera coordinada con el operador del otro país conforme a lo establecido en el Acuerdo Operativo.
- 4.2. De los Agentes Autorizados
 - 4.2.1. Para el caso de los Generadores, aportar la reserva para la regulación primaria de frecuencia en el porcentaje o magnitud asignados por el COES.
 - 4.2.2. Remitir al COES la información solicitada, relacionada con los contratos de intercambio, cumpliendo los plazos establecidos en el presente documento.

- 4.2.3. Asumir los costos atribuibles a los Intercambios de Electricidad ejecutados de acuerdo a sus contratos considerados en el programa de la operación.

4.3. Del Transmisor Titular

- 4.3.1. Remitir al COES la información relativa a los Intercambios de Electricidad según se establece en el presente procedimiento.
- 4.3.2. Realizar las pruebas operativas de desempeño del Enlace Internacional requeridas en el presente procedimiento.
- 4.3.3. Mantener operativos los Contadores de Energía, principal y de respaldo, del Enlace Internacional, mantener vigentes los certificados de calibración de los sistemas de medición, así como ejecutar el contraste de los Contadores de Energía coordinados por el COES.
- 4.3.4. Instalar Contadores de Energía que cuenten con puertos Ethernet y conexión a Internet o modem y conexión a la telefonía pública.
- 4.3.5. Informar al COES los números telefónicos y las direcciones IP para el acceso a sus Contadores de Energía.
- 4.3.6. Poner a disposición del COES, de los Agentes Autorizados y el operador del otro país, el acceso a los Contadores de Energía, principal y de respaldo, del Enlace Internacional.
- 4.3.7. Seccionar o unir los cuellos muertos de los Enlaces Internacionales, a requerimiento del COES.
- 4.3.8. Ejecutar la Intervención o mantenimiento de un equipo o instalación del Enlace Internacional coordinado por el COES.
- 4.3.9. Ejecutar las maniobras operativas para el Intercambio de Electricidad determinadas por el COES.
- 4.3.10. Contar con los equipos establecidos en el presente procedimiento, necesarios para operar el Enlace Internacional y lograr los Intercambios de Electricidad.

4.4. De los Integrantes del COES

- 4.4.1. Remitir al COES la información requerida para elaborar el Programa Diario de Operación (PDO) a más tardar a las 09:00 h de cada día.

5. SOBRE LA INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL COES

La información debe ser remitida por los Agentes Autorizados y el Transmisor Titular del Enlace Internacional dentro de los plazos y cumpliendo las formas establecidas en el presente procedimiento. Toda información que sea remitida fuera de plazo, se tomará como no presentada.

De ser el caso que la información faltante resulte necesaria para ejecutar un proceso, el COES tomará la mejor información disponible.

5.1. Medios de Envío de Información

Los medios usados para el envío de la información referida a los Intercambios de Electricidad son mensajería, correo electrónico, facsímil u otros medios electrónicos siempre que se permita obtener una constancia de su recepción.

Para este efecto, el COES informará las direcciones electrónicas respectivas, las cuales también serán publicadas en su Portal de Internet.

5.2. Información requerida.

a) Información de Energía Activa y Energía Reactiva registrada por los Contadores de Energía en las Barras Fronteras del SEIN.

Reporte: Conforme al formato establecido por el COES y de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.8.9 del presente procedimiento.
Emisor: Transmisor Titular.
Receptor: COES.

b) Información de contratos de importación o exportación:

Reporte: En la oportunidad indicada en el numeral 6.3.2 del presente procedimiento y conforme al formato establecido por el COES.
Emisor: Agente Autorizado.
Receptor: COES.

6. METODOLOGÍA

6.1. Determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional

La determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional se realizará a través de estudios eléctricos coordinados entre el COES, el Transmisor Titular y el operador del otro sistema.

Dichos estudios analizarán las medidas a ser adoptadas en el SEIN que sean necesarias para cumplir los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa nacional.

Los estudios requeridos serán, entre otros, los siguientes:

- Estudios de flujo de carga.
- Estudios de corto circuito.
- Estabilidad permanente y transitoria.
- Determinación de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje o tensión.
- Estudios sobre esquemas de separación de áreas.
- Transitorios electromagnéticos, si se consideran necesarios.
- Coordinación de Protecciones.
- Otros estudios que conjuntamente definan los Operadores de los Sistemas.

La Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional será actualizada cuando se modifique el parque generador o la topología del Área Operativa Norte del SEIN. El plazo máximo para dicha actualización será de cinco (5) días hábiles de ocurrida la modificación.

De manera transitoria, entre tanto se efectúen los referidos estudios eléctricos coordinados, la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional será determinada por el COES para el escenario de mayor potencia de cortocircuito en la Barra Frontera.

El valor de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional será publicado en el Portal de Internet del COES.

6.2. Determinación de los excedentes para exportación y la capacidad de importación

La magnitud posible de los Intercambios de Electricidad está dada: por los excedentes de potencia y energía del SEIN para el caso de la exportación y por los bloques de carga del SEIN posibles de trasladar al otro sistema para el caso de importación.

Los excedentes de potencia y energía serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o para mantener la seguridad del suministro de dicha demanda.

Se podrá mantener como reserva fría del SEIN las unidades no sincronizadas cuyo tiempo de sincronización hasta llegar a plena carga es inferior al tiempo que toma las maniobras de desconexión de la exportación.

Las Centrales de Reserva Fría adjudicadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Proinversión, no serán consideradas en la evaluación de los excedentes de energía.

Adicionalmente con carácter referencial, el COES publicará en su Portal de Internet conjuntamente con la publicación de excedentes de energía y potencia, las unidades de generación asociadas a los excedentes, los requerimientos de servicios complementarios para efectuar las operaciones de importación o exportación y las unidades consideradas como reserva fría, conforme a la información disponible al momento de la publicación. Además publicará los archivos de datos de entrada de los modelos utilizados.

Los excedentes serán determinados considerando lo siguiente:

6.2.1. Excedentes de Largo Plazo

Serán determinados como resultado de la programación de largo plazo, luego de cubrir la demanda interna prevista. Los excedentes serán calculados en un escenario normal, sin considerar contingencias de generación ni transmisión, y con una hidrología promedio.

El último día hábil de cada año, el COES publicará en su portal de internet los excedentes de energía y potencia que podrían ser exportados para los siguientes cuatro años.

6.2.2. Excedentes de Mediano Plazo

Serán determinados a partir de un despacho óptimo, luego de cubrir la demanda interna prevista. Los excedentes serán calculados en un escenario normal, sin considerar contingencias de generación ni transmisión, y con las mismas premisas de hidrología utilizadas para el Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN.

Para cada bloque horario definido en el programa de mediano plazo, mensualmente cada noveno día hábil, el COES publicará en su portal de internet los excedentes de energía y potencia que podrían ser exportados.

6.2.3. Excedentes y la capacidad de importación de Corto Plazo

Serán determinados a partir de los modelos utilizados para elaborar los programas de despacho de corto plazo, luego de cubrir la demanda interna prevista.

El COES publicará los excedentes de energía y potencia y los bloques de carga para importación de la siguiente manera:

- Para la programación semanal, se publicará con resolución horaria, a las 18:00 h de los miércoles de forma preliminar y a las 18:00 h de los jueves de forma final de cada semana.
- Para la programación diaria (PDO), se publicará el día anterior a las 09:00 h la capacidad de importación y a las 11:00 h los excedentes.

6.3. Contratos para Intercambios de Electricidad

El COES mantendrá publicada la información referida a los contratos declarados en su Portal de Internet.

6.3.1. Representante del Agente Autorizado

Los Agentes Autorizados interesados en realizar Intercambios de Electricidad, deberán designar ante el COES a su(s) representante(s) autorizado(s) a fin de que sean los responsables de comunicar al COES sus contratos de Intercambios de Electricidad y las correspondientes declaraciones de ejecución.

El COES les proporcionará los instructivos necesarios sobre el mecanismo de comunicación de los contratos. La designación de los representantes se realizará a través de un formato proporcionado por el COES.

6.3.2. Comunicación de contratos

La comunicación de los contratos que realicen los representantes del Agente Autorizado obligará a sus representadas, con relación a los Intercambios de Electricidad que se ejecuten. La comunicación de los contratos se efectuará dentro de los cinco (5) días hábiles de suscritos los mismos.

La información requerida de los contratos es la siguiente:

- Nombre del Agente Autorizado.
- Nombre del agente habilitado del otro sistema.
- Tipo de operación (importación / exportación)
- Fecha de inicio y finalización del contrato
- Potencia máxima contratada.
- Copia del contrato o acuerdo de intercambio.

En caso que un Agente obvie algún dato solicitado, la declaración se considerará como no comunicada al COES.

6.3.3. Declaración de ejecución de contrato

Los Agentes Autorizados que cuenten con contrato vigente, deberán declarar la ejecución de los mismos cuando requieran realizar Intercambios de Electricidad. Dicha declaración de ejecución deberá realizarse dentro de los parámetros de su contrato declarado y ajustarse a los términos y condiciones establecidos en el presente procedimiento.

La declaración de ejecución de contratos servirá para identificar a los Agentes Autorizados que participaran en los Intercambios diarios y las correspondientes magnitudes de potencia que cubrirán la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, 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 de Intercambios de Electricidad

El COES publicará diariamente, antes de las 16:00 h, el PDO considerando la energía de Intercambios de Electricidad.

El COES identificará en el PDO, para el caso de importación, las unidades de generación requeridas con anterioridad para los procesos de conexión y/o desconexión del Enlace Internacional. Para el caso de la exportación, informará si fue necesario asignar una reserva adicional para la regulación de frecuencia debido a la exportación.

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

El COES efectuará cada día la evaluación de la cobertura diaria de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional por contratos con ejecución declarada. 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 para el caso de importación y hasta las 13:00 h, para el caso de exportación. De esta manera quedarán definidos los Agentes Autorizados que participarán de los Intercambios de Electricidad en el periodo programado.

La magnitud de energía a intercambiar, que será determinada con una resolución horaria, deberá establecerse considerando las restricciones de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, disponibilidad de excedentes determinados por el operador y cobertura de bloques de carga prevista mediante las declaraciones de ejecución de contratos de los participantes definidos en el párrafo anterior.

6.4.2. Importación

Para la importación, se considerará la energía factible de ser importada, definida en el numeral 6.4.1, en el modelo utilizado para la programación diaria.

La consideración de la importación no deberá conllevar a un resultado de programación del despacho con vertimiento en unidades de generación hidroeléctrica del SEIN.

6.4.3. Exportación

Una vez confirmada la magnitud de la energía a exportar, definida en el numeral 6.4.1, la demanda ecuatoriana será agregada a la demanda nacional con lo cual se elaborará el PDO.

Durante los periodos de congestión del gasoducto de Camisea declarados por el Ministerio de Energía y Minas, en el uso de sus facultades establecidas mediante el Decreto Legislativo N°1041, no se programarán exportaciones que lleven al sistema a una situación de congestión del ducto de gas natural de Camisea.

6.5. Criterios de evaluación de la operación de intercambios

6.5.1. Informe semanal de la operación de Intercambios de Electricidad

El COES remitirá al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN la información de la operación de Intercambios de Electricidad donde se evidencie de que se ha dado prioridad al abastecimiento del mercado interno.

Dicha información será remitida el miércoles siguiente a la semana operativa en que se realizaron Intercambios de Electricidad.

6.5.2. Operación de unidades de generación y Servicios complementarios vinculadas a los Intercambios

- a) La calificación de operación de las unidades de generación será de acuerdo a los Procedimientos Técnicos del COES.
- b) Para el caso de exportación, a partir de la información consignada en el PDO y en el reporte de operación del Coordinador se determinará dos despachos diarios con el mismo modelo utilizado en la programación, actualizando la información ejecutada. El primer despacho considerará la energía exportada y el segundo excluirá la energía exportada y los servicios complementarios asociados a la exportación. Para efectuar estos despachos se considerará los criterios e información siguientes:
 - o La demanda ejecutada del SEIN.
 - o La cantidad de energía producida en el día por las centrales hidroeléctricas. Al respecto, se permite el uso de embalses de regulación diaria.
 - o La producción ejecutada de las centrales RER, centrales de cogeneración y centrales en pruebas.
 - o Los mantenimientos ejecutados, condiciones iniciales del día anterior y demás restricciones consideradas en la programación de la operación y en la operación en tiempo real de las centrales de generación.
- c) Se determinará la reserva rotante ejecutada asociada a la exportación en la misma proporción de la reserva rotante adicional asignada respecto del total programado. La reserva rotante adicional asignada será la informada en el último PDO y/o la registrada en las bitácoras del Coordinador.
- d) Para el caso de importación, serán atribuidas a la importación el arranque de una unidad de generación destinada a propiciar las condiciones de conexión/desconexión del Enlace Internacional.

6.5.3. Consideraciones para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo

Para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo, no se tomará en cuenta la demanda asociada a los intercambios ni sus efectos en las pérdidas del SEIN.

Para el caso de exportación, el costo marginal se determinará considerando solamente la demanda nacional. Para ello en la aplicación del PR-07 se utilizará el segundo despacho diario determinado en el inciso b) del numeral 6.5.2 del presente procedimiento.

Para el caso de importación, el precio de la energía importada no se tomará en cuenta para determinar el costo marginal del Sistema.

Si el seccionamiento del sistema para importación no se debe a restricciones en el sistema de transmisión nacional, el área seccionada se considerará como conectada al SEIN.

6.5.4. Compensaciones económicas por transgresión de la NTCSE

- Para la importación, la aplicación de la Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 011-2012-EM se hará efectiva a partir de la fecha y hora de inicio de maniobras para la importación ordenada por el COES hasta la fecha y hora de finalización de maniobras destinadas para culminar con la importación.
- Para la exportación, en el caso de una perturbación ocurrida en el otro sistema ocasione transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en el SEIN, el Agente exportador será el responsable por las mismas.

6.5.5. Investigación preliminar de perturbaciones relacionadas con la Interconexión

En cumplimiento del Acuerdo Operativo, siempre que se presenten eventos que afecten los Intercambios de Electricidad, tales como la desconexión de carga, pérdidas de generación, variaciones de frecuencia, voltaje o tensión, fuera de los límites establecidos para el Estado de Operación Normal según el Acuerdo Operativo, se realizarán intercambios de información entre el COES y el operador del otro sistema.

El COES debe producir el informe correspondiente a un evento o disturbio considerando las siguientes fases: el intercambio de información operativa (Reporte Operativo de Falla o Informe Preliminar de Perturbaciones), análisis y evaluación técnica del evento, elaboración del Informe Final del evento.

El COES mantendrá publicados los informes intercambiados.

6.5.5.1. Informe Preliminar de Perturbaciones

Este reporte contiene una descripción de la falla y la información disponible en los operadores de los sistemas y, será intercambiado a más tardar 24 horas después de ocurrida la Falla, por correo electrónico o vía FAX.

6.5.5.2. Análisis y Evaluación de la Perturbación

Son los análisis y evaluaciones realizadas con la información disponible. El COES intercambiará información con el operador del otro sistema dentro de los 5 días hábiles, posteriores a la Falla.

6.5.5.3. Informe Final de la Perturbación

El informe Final contiene un análisis detallado de la falla con el objetivo de establecer las acciones correctivas para que en el futuro, en lo posible, esta falla sea evitada.

Este informe deberá emitirse en un máximo de 15 días calendario después de transcurrida la falla. Ante una falla que lo amerite, en el caso que la falla haya ocurrido en el SEIN, el COES podrá determinar para sí mismo un plazo adicional para la entrega del informe final de la falla. Este plazo será informado al operador del otro sistema por correo electrónico u otro medio alternativo.

Contenido de referencia del Informe Final de la falla:

- o Descripción de la Falla incluyendo fecha y hora, causa y equipos involucrados.
- o Energía no suministrada.
- o Fraccionamiento del sistema y áreas afectadas.
- o Transferencias por elementos relevantes (flujos de potencia) antes y después de la Falla.
- o Actuación de protecciones y esquemas especiales así como acciones tomadas para prevenir recurrencias.
- o Detalle de las variables del sistema de potencia (por ejemplo: evolución de la frecuencia frente a la generación, los sistemas de control y la demanda).
- o Aspectos relevantes sobre el restablecimiento.
- o Conclusiones y recomendaciones.
- o Anexos.

Se anexará, en medio digital, la siguiente información sobre la Falla, en lo que sea pertinente:

- o Información Operativa: Voltajes o tensiones, transferencias de potencia, frecuencia, demandas, generación, topología y otros.
- o Registros y reportes sobre la falla: Registros de falla (Formato COMTRADE con todas las señales analógicas y digitales registradas por protecciones y registradores de falla), reporte de eventos, registro de protecciones y alarmas, registro de frecuencia, secuencia de eventos (siglas en inglés SOE), informes de fallas y otros.

En caso que la perturbación genere transgresión a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), el Informe Final de la Perturbación será enviado dentro de las 24 horas de emitido al Comité Técnico de Análisis de Fallas CT-AF que se haya instalado para tal fin, con el objeto de que lo tenga en cuenta para el análisis respectivo y continúe con lo establecido en el PR-40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE".

6.6. Valorización de las transferencias considerando los intercambios

Los Agentes Autorizados participarán en las transferencias del COES considerando lo siguiente:

6.6.1. Determinación del Costo Total de la Energía Activa Exportada

El Costo Total de la Energía Activa Exportada es determinado para cada día como la diferencia del costo de operación diaria de los despachos reproducidos según el literal b del numeral 6.5.2 del presente Procedimiento. Adicionalmente, se incluirá la diferencia de los costos de combustible del arranque y parada y por baja eficiencia en rampas de carga y descarga de ambos despachos.

6.6.2. Valorización de las transferencias de energía

El Agente Autorizado que haya efectuado Intercambios de Electricidad, participará con las mismas obligaciones y derechos establecidos para los Generadores en el PR-10 "Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES" o el que lo sustituya.

Las transferencias de energía de los Intercambios de Electricidad se efectúan en la Barra Frontera ubicada en la Subestación Frontera.

El COES proporcionará a los Agentes Autorizados que realizaron intercambios en el mes, la información base necesaria que les permita cumplir con lo establecido respecto a la declaración de Entregas y Retiros en el PR-10. Los Agentes Autorizados deberán declarar de manera coordinada su retiro de energía en la Barra Frontera si son exportadores, o su entrega de energía en la Barra Frontera si son importadores. Adicionalmente, los Usuarios Libres y Distribuidores importadores podrán declarar Retiros en Barras de Transferencia del SEIN, equivalentes a la magnitud de energía importada en el mes. Dichos Retiros deberán ser declarados de manera coordinada con sus suministradores y deberán respetar las condiciones establecidas en el mercado peruano referidas a los suministros compartidos, de acuerdo al artículo 102º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Cuando existan diferencias entre el total de los Intercambios de Electricidad declarados, en el proceso de valorización de transferencias, por los Agentes Autorizados y el total de los Intercambios de Electricidad registrados por los medidores, el COES asignará la energía importada o exportada a los Agentes Autorizados de acuerdo al orden en que fueron declarados sus contratos hasta cubrir el total de la potencia contratada declarada. De existir un exceso, el mismo se asignará a los Agentes Autorizados en proporción a la potencia contratada declarada para el período de intercambio.

Las Entregas y Retiros en los Sistemas Secundarios o Complementarios de Transmisión necesarios para modelar los Intercambios de Electricidad serán acordados entre los Agentes Autorizados y demás Agentes que participan en dichos sistemas de transmisión. El acuerdo referido deberá incluir el modelo de asignación de pérdidas de los enlaces de transmisión secundario o complementario involucrados.

6.6.3. Costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad

Los costos adicionales de la energía de intercambios que no están cubiertos por el costo marginal de corto plazo se identifican para el caso de exportación a través de tres componentes:

a. Componente 1: Se evalúa para periodos diarios la diferencia entre el Costo Total de la Energía Activa exportada, calculada en el numeral 6.6.1 del presente procedimiento y la valorización de la energía exportada a costo marginal de corto plazo.

La liquidación del Componente 1 considera los siguientes pasos:

- El monto de este componente será pagado por los Agentes Autorizados en proporción a la energía exportada en el día.
- Dicho monto será destinado como pago a cuenta de las compensaciones, derivadas de la diferencia del costo variable y el costo marginal de corto plazo, a las unidades que incrementaron su producción total de energía activa en el día evaluado. Dichas unidades serán aquellas para las cuales resulte positiva la diferencia de su generación diaria ejecutada menos su generación resultante del segundo despacho diario al 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 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".

b. Componente 2: Los Agentes Autorizados exportadores deberán declarar el monto por exceso de energía reactiva asociada a la energía activa exportada determinado según lo establecido en el numeral 3.1 del PR-15 "Valorización de Transferencias de Energía Reactiva entre Integrantes del COES", o el que lo sustituya.

La información deberá ser declarada al COES hasta el día 5 del mes siguiente al mes de valorización.

c. Componente 3: El costo de la regulación de frecuencia atribuible a la exportación será asumida por los Agentes Autorizados que realicen intercambios en proporción a la energía exportada en el periodo de exportación.

En caso de importación, la compensación de costos de las unidades de generación destinadas a propiciar las condiciones de conexión/desconexión del Enlace Internacional, incluidos los costos de arranque, parada y operación en baja eficiencia, serán asumidas por los Agentes Autorizados importadores en proporción a la energía intercambiada evaluada para periodos diarios.

6.6.4. Transferencias de Potencia

Al Agente Autorizado se le aplicará los procedimientos relacionados a las transferencias de potencia con las siguientes consideraciones:

Para la determinación de la Recaudación total por peaje por conexión a que se hace referencia en el numeral 8.2 del PR-23 se considerará:

- I. El Agente importador asumirá la demanda asociada a la importación coincidente con el Intervalo de Punta del Mes multiplicado por el Peaje por Conexión y de Transmisión Unitario fijado por OSINERGMIN.
- II. El Agente exportador asumirá como demanda, la máxima demanda mensual exportada multiplicada por el cociente resultante de dividir el número de días en los que estuvo presente con al menos un periodo de exportación y el número de días del mes.

Para la determinación del Egreso por Compra de Potencia a que se hace referencia en el numeral 8.1 del PR-27 se considerará:

- I. El Agente importador asumirá la demanda asociada a la importación coincidente con el Intervalo de Punta del Mes.
- II. El Agente exportador no asumirá la demanda asociada a la exportación, para tal efecto dicha demanda será considerada igual a cero.

Para la determinación de la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación referida en el numeral 7 del PR-28, se considerará:

- I. Para casos de exportación se deberá descontar la demanda asociada a la exportación en la Barra Frontera.
- II. Para casos de importación se deberá agregar la demanda importada en la Barra Frontera.

Para la determinación de la Potencia Firme Remunerable a que se hace referencia en el numeral 8.2 del PR-28, no se considerará la demanda asociada a la exportación.

Para los efectos de aplicación del PR-29 no será considerada la importación de electricidad.

Los resultados estarán incluidos en los informes de Valorización de Transferencias de Energía Activa, Energía Reactiva y Potencia emitidos mensualmente.

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 mecanismos de pago de las unidades que operan por Mínima Carga.

6.7. Operación del Enlace Internacional

6.7.1. Causales para la interrupción del Intercambio de Electricidad

El Intercambio de Electricidad puede ser interrumpido, previa coordinación entre los Operadores de los Sistemas bajo los siguientes causales:

- a) Ante un Estado Operativo de Emergencia en cualquiera de los sistemas.
- b) Ante un Estado Operativo de Alerta que requiera de la interrupción del intercambio para pasar al Estado Operativo Normal.
- c) Cuando no exista excedente de potencia y energía que permita atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada sistema, según el Operador del Sistema exportador.
- d) Ante la avería permanente de cualquier elemento del sistema de medición que impida el registro confiable del flujo de energía. Salvo acuerdo expreso de las partes contratantes sobre el tratamiento de pérdidas del enlace comunicado a sus correspondientes Administradores de Mercado.
- e) Ante la suspensión y terminación del Acuerdo Operativo, conforme a lo establecido en el numeral 19 del mismo.

6.7.2. Suspensión de los Intercambios de Electricidad

El COES podrá suspender la ejecución de los Intercambios de Electricidad ("Notificación de Suspensión de los Intercambios de Electricidad") ante la ocurrencia de cualquiera de los siguientes eventos:

- i. Por suspensión de los Intercambios de Electricidad declarada según lo establecido en los contratos comerciales, entre Agentes Autorizados.
- ii. Por la ocurrencia de un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito a solicitud del operador del sistema afectado. Sin embargo, el operador afectado deberá dar aviso de la ocurrencia de cualquier evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito dentro de los cuatro (4) días calendarios siguientes al momento de la ocurrencia de tales eventos indicando, el día y hora del inicio de dicha ocurrencia y detallando la naturaleza del evento y su alcance.
- iii. Ante la suspensión del Acuerdo Operativo.

6.8. Coordinación con el Transmisor Titular

6.8.1. Pruebas de Desempeño de la Operación del Enlace Internacional

Cuando el COES, como resultado de los estudios conjuntos con el operador del otro sistema, recomiende pruebas reales de desempeño de la Interconexión, las mismas serán ejecutadas siguiendo los procedimientos comunicados por el COES al Transmisor Titular.

6.8.1.1. Pruebas en las instalaciones

Previo a la ejecución de las pruebas de desempeño del Enlace Internacional, el Transmisor Titular efectuará, las pruebas asociadas a su respectiva instalación, que básicamente son las siguientes:

- o Pruebas de Patio.
- o Pruebas Funcionales.
- o Pruebas Punto a Punto.

6.8.1.2. Pruebas del Enlace Internacional entre sistemas

En estas pruebas se registrará toda la información establecida en los protocolos respectivos, y se verificará el adecuado funcionamiento de los esquemas de supervisión, control y protección de la interconexión, así como el desempeño de los sistemas de los países ante la interconexión.

Para proceder a las pruebas se realizarán los estudios correspondientes con el fin de identificar la configuración y medidas de seguridad requeridos para su ejecución.

Básicamente las pruebas, cuyo alcance será definido por el COES y el Operador del otro sistema, son las siguientes:

- o Sistema de comunicación de voz (DDI, SKYPE).
- o Pruebas de teledisparo con/sin apertura de los interruptores.
- o Pruebas de energización en vacío desde cada extremo de la interconexión.
- o Simulación de Disparos transferidos directos por actuación del esquema de protección o de pruebas con transferencia de carga.
- o Otras pruebas que en conjunto definan los Operadores de los Sistemas, en concordancia con la Ley Aplicable.

Adicionalmente, para efectuar las pruebas entre sistemas que requieran Intercambios, deberá existir la declaración de un contrato de importación/exportación por un Agente Autorizado que asuma los intercambios.

6.8.2. Comunicación de cambios en instalaciones

Antes de efectuar cambios en las instalaciones asociadas al Enlace Internacional, el Transmisor Titular deberá ser informado al COES.

6.8.3. Equipos de supervisión de la Interconexión

El Transmisor Titular instalará los equipos de supervisión necesarios que le permitan al COES, contar en tiempo real con las señales de frecuencia, tensión de línea y de barra, corriente, potencia activa, potencia reactiva, posición de equipos de maniobra, posición de LTC (Load Tap Changer) de transformadores asociados y de los equipos de compensación de la subestación a su cargo.

Adicionalmente, las subestaciones frontera de la Interconexión, deberán contar con equipos registradores de fallas y de análisis de eventos (reportes de eventos SOE).

6.8.4. Energización y Desenergización del Enlace Internacional

Las maniobras en las Subestaciones Frontera serán ordenadas por el COES y serán ejecutadas por el Transmisor Titular.

El número de maniobras diarias de conexión y desconexión del Enlace Internacional estará limitado únicamente por Restricciones Operativas y de seguridad, definidas en los estudios eléctricos bilaterales.

La interconexión servirá a una carga radial de cualquiera de los dos sistemas, según el intercambio que se encuentre programado.

El cierre/apertura de Cuellos Muertos del Enlace Internacional, previo/posterior a las transferencias entre los dos países, se hará siguiendo el procedimiento Ad-Hoc que comunique el COES.

Las Maniobras de conexión/desconexión y sincronización de la interconexión se harán siguiendo el protocolo Ad-Hoc que comunique el COES.

En períodos en los que no se requiera utilizar, el Enlace Internacional podrá ser energizado en vacío desde cualquiera de los dos extremos, a solicitud de uno de los operadores de los sistemas, en común acuerdo, siempre y cuando las condiciones operativas del sistema lo permitan.

6.8.5. Coordinación de la ejecución de Mantenimientos

El COES coordinará la ejecución de las maniobras con el Transmisor Titular y mantendrán una comunicación permanente durante las maniobras.

Para que una parte o todo el equipo queden consignados o intervenidos, se deben cumplir las medidas de seguridad requeridas para el cumplimiento del trabajo solicitado.

El personal de operación de una instalación no podrá ordenar o ejecutar maniobras de liberación de un equipo consignado o intervenido, sin la autorización del Transmisor Titular, previa coordinación con el COES.

6.8.6. Devolución y Puesta en Servicio del Equipo

La devolución de un equipo en mantenimiento, o declaración de su disponibilidad operativa, especialmente en el caso de líneas de transmisión, debe hacerla el Transmisor Titular.

El COES autorizará al Transmisor Titular, las respectivas maniobras para la puesta en servicio del equipo consignado o intervenido.

En caso de que un equipo fuere devuelto con alguna restricción, ésta no debe ser obstáculo para su puesta en operación, entendiéndose solamente como una limitación en su capacidad. Esta restricción deberá quedar claramente definida y reportada por el Transmisor Titular al COES.

6.8.7. Restablecimiento de la interconexión

Si las pruebas de energización del Enlace Internacional fueran fallidas, antes de declarar la Disponibilidad de la Interconexión, el Transmisor Titular inspeccionará la línea, determinará la causa de la falla y coordinará con el COES las maniobras de energización.

6.8.8. Comunicación entre Subestaciones Frontera

El Transmisor Titular deberá tener la capacidad de efectuar y recibir comunicaciones con la Subestación Frontera de Ecuador. Para ello deberá mantener disponible su sistema de comunicación propio y el sistema de comunicación por fibra óptica entre Subestaciones Frontera.

A solicitud del COES, el Transmisor Titular realizará coordinaciones con el Transmisor Titular de la Subestación Frontera de Ecuador. Asimismo el Transmisor Titular deberá comunicarse con el COES en caso de recibir comunicaciones provenientes de la Subestación Frontera de Ecuador.

6.8.9. Sistema de medición en la Barra Frontera

El COES indicará al titular del sistema de medición, la información que requiere de los Contadores de Energía.

El titular del sistema de medición, remitirá al COES las lecturas de los contadores del Enlace Internacional cada día que se efectúen intercambios. Dichas lecturas deberán contener la información requerida por el COES.

La información será remitida al COES a través de su Portal de Internet hasta las 09:00 h del día posterior al día que se efectuaron intercambios.

El COES validará la información remitida por el Transmisor Titular y publicará en su Portal de Internet la lectura correspondiente.

El titular del sistema de medición proporcionará al COES y al Administrador de Mercado del otro país, el acceso remoto de lectura al Contador de Energía principal y de respaldo a través de un IP público o número de telefonía pública.

El titular del sistema de medición mantendrá vigente el certificado de contrastación de los contadores con una antigüedad no mayor a 1 año.

7. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

7.1. Intercambios de Electricidad de Emergencia

En caso que la Dirección General de Electricidad comunique al COES la necesidad de realizar Intercambios de Electricidad de emergencia, dicha comunicación deberá contener el nombre del Agente Autorizado responsable del Intercambio de emergencia. Para este caso se exceptuará el proceso normal establecido en el presente procedimiento y se iniciarán los Intercambios de Electricidad dentro de plazos tales que permitan la coordinación entre los operadores de los sistemas, salvaguardando en todo momento la seguridad de abastecimiento del mercado interno.

En un plazo máximo de 72 horas de iniciado el Intercambio de Electricidad de emergencia, el referido Agente Autorizado deberá regularizar las declaraciones de dichos intercambios de acuerdo al numeral 6.3 del presente procedimiento.

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.