

Disponen la publicación para comentarios, del proyecto de modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" y N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión"

**RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 114-2025-OS/PRES**

Lima, 01 de septiembre de 2025

VISTOS:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") remitida mediante Carta N° COES/D-133-2025, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante Carta N° COES/D-698-2025; así como, los Informes [N° 640-2025-GRT](#) y [N° 641-2025-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se establece que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM ("Reglamento General de Osinergmin"), corresponde al Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos de carácter particular, aplicables a las entidades;

Que, mediante Resolución N° 187-2017-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), cuyo objetivo es determinar la liquidación de las valorizaciones de transferencias de energía activa entre Participantes del MME, y de las valorizaciones de servicios complementarios e inflexibilidades operativas y otras compensaciones;

Que, asimismo, mediante la Resolución N° 200-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30), cuyo objetivo es determinar las liquidaciones de la valorización de las Transferencias de Potencia entre Participantes del MME y las Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT);

Que, por su parte, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES ("GLOSARIO").

Que, de la aplicación del PR-10 y PR-30, el COES mediante carta D-133-2025 del 27 de febrero de 2025 presentó una propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del GLOSARIO en razón de que ha identificado aspectos de mejora, tales como, el monitoreo del COES del consumo máximo permitido de los Distribuidores y Usuarios Libres en el MCP, la necesidad de especificar la

metodología para la evaluación de la consistencia de la información remitida por los Participantes, el clarificar el actuar del COES ante situaciones de inconsistencias entre los Retiros declarados por los Participantes y el consumo de un cliente en el MCP, la mejora en el ordenamiento de los subprocesos de las Liquidaciones, y sus respectivas actualizaciones, el precisar el tratamiento de los Retiros No declarados, entre otros;

Que, de conformidad con el artículo 21 del Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos, aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS y con el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial El Peruano, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Reglamento del COES aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM y modificatorias, y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias; habiéndose recibido la propuesta, la respuesta de observaciones por parte del COES y efectuado el respectivo análisis por parte de Osinergmin, corresponde publicar, mediante resolución del titular de la entidad, el proyecto de resolución que modifica el PR-10, PR-30 y el GLOSARIO, a efectos de recibir opiniones y sugerencias por parte de los interesados con relación a los aspectos que se someten a prepublicación. El plazo otorgado para la remisión de los comentarios considera la complejidad del contenido de la propuesta y la simultaneidad con la publicación de las propuestas de modificación de otros procedimientos técnicos del COES;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 640-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 641-2025-GRT](#) elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas respectivamente, que integra la presente resolución;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Publicación para comentarios

Autorizar la publicación para comentarios, del proyecto de resolución de Consejo Directivo que modifica los Procedimientos Técnicos del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), aprobado mediante la Resolución N° 187-2017-OS/CD y N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30), aprobado con Resolución N° 200-2017-OS/CD, así como el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES aprobado

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 114-2025-OS/PRES

mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 640-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 641-2025-GRT](#), en el portal institucional: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/coleccion/5514-proyectos-normativos> y en la web: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

Artículo 2.- Plazo para la recepción de comentarios

Otorgar un plazo de treinta días calendario, contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial, sin lugar a prórroga, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias al proyecto normativo a través de la Ventanilla Virtual de Osinergmin: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/> o a la dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe, o mediante la Mesa de Partes física con las que Osinergmin cuenta a nivel nacional.

Artículo 3.- Recepción y análisis de comentarios

Encargar a la Gerencia de Regulación de Tarifas la recepción y análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de resolución; así como la elaboración y presentación de la propuesta final al Consejo Directivo de Osinergmin.

Artículo 4.- Publicación

Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo

PROYECTO

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2025-OS/CD

Lima, ... de de 2025

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se dispone que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Regulador Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos de carácter particular aplicables a las entidades;

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, en los literales g) y h) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se prevé como una función operativa del COES, el determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los integrantes del COES y administrar el mercado de corto plazo;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del COES, en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en el artículo 5.2 del citado Reglamento 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;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Asimismo, según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía, los

meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, mediante Resolución N° 187-2017-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), cuyo objetivo es determinar la liquidación de las valorizaciones de transferencias de energía activa entre Participantes del MME, y de las valorizaciones de servicios complementarios e inflexibilidades operativas y otras compensaciones;

Que, asimismo, con Resolución N° 200-2017-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30), cuyo objetivo es determinar las liquidaciones de la valorización de las Transferencias de Potencia entre Participantes del MME y las Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT);

Que, por su parte, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES ("Glosario").

Que, de la aplicación del PR-10 y PR-30, el COES mediante carta D-133-2025 del 27 de febrero de 2025, presentó una propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario en razón de que ha identificado aspectos de mejora, tales como, el monitoreo del COES del consumo máximo permitido de los Distribuidores y Usuarios Libres en el MCP, la especificación de la metodología para la evaluación de la consistencia de la información remitida por los Participantes, el tratamiento para la actuación del COES ante situaciones de inconsistencias entre los Retiros declarados por los Participantes y el consumo de un cliente en el MCP, la mejora en el ordenamiento de los subprocesos de las Liquidaciones, y sus respectivas actualizaciones, y el tratamiento de los Retiros No declarados, entre otros;

Que, en consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 1271-2025-GRT del 25 de mayo de 2025, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-10 y PR-30 otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-698-2025 del 28 de junio de 2025, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario;

Que, con Resolución N° ...-2025-OS/PRES, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-10, PR-30 y el Glosario, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 21 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° ...-2025-OS/PRES se otorgó un plazo de treinta días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial "El Peruano", a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados dentro del plazo han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2025-GRT e Informe Legal N° ...-2025-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el

objetivo de los procedimientos técnicos; por tanto, corresponde la aprobación final de la modificación de los procedimientos y del Glosario;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N°...-2025-GRT y el Informe Legal N°...-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; 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 del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N°...-2025, de fecha ... del 2025.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), aprobado con Resolución N° 187-2017-OS/CD, conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

Artículo 2.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30), aprobado con Resolución N° 200-2017-OS/CD, conforme al Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 3.- Incorporar los términos "Código de Demanda Coincidente" y "Código de Retiro", al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, con la siguiente definición:

***"Código de Demanda Coincidente:** Identificador único de cada Demanda Coincidente o consumo en el Intervalo de Punta del Mes asociado a un Retiro No Declarado. Es creado por el COES a solicitud de los Participantes para la posterior declaración de sus Demandas Coincidentes, o por necesidad de consignar la información de Demanda Coincidente asociada a los Retiros No Declarados."*

***"Código de Retiro:** Identificador único por cada Retiro o Retiro No Declarado. Es creado por el COES a solicitud de los Participantes para la posterior declaración de sus Retiros, o por necesidad de consignar la información de Retiros No Declarados."*

Artículo 4.- Modificar los términos "Potencia Contratada" y "Barra de Entrega del Generador" del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, con la siguiente definición:

***"Potencia Contratada:** Son los valores de potencia que los Generadores y/o Distribuidores se comprometen a suministrar a sus Usuarios."*

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 114-2025-OS/PRES

“Barra de Entrega del Generador. Barra en bornes del generador.”

Artículo 5.- Disponer la publicación de la presente resolución y sus Anexos en el diario oficial El Peruano y en <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarla junto con el Informe Técnico N° ...-2025-GRT y el Informe Legal N° ...-2025-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

ANEXO 1

**Propuesta de Modificación de los Procedimientos Técnicos del COES
N° 10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía
Activa y de la Valorización Servicios Complementarios e
Inflexibilidades Operativas” (PR-10), aprobado con Resolución 187-
2017-OS/CD**

1 Modificación del numeral 6 del PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

“6. OBLIGACIONES

6.1 Del COES

- 6.1.1. (...).
- 6.1.2. *Evaluar la consistencia de la información remitida por los Participantes, según lo especificado en el numeral 9 del presente procedimiento.*
- 6.1.3. *Informar al OSINERGMIN mensualmente sobre los incumplimientos de los Participantes al presente Procedimiento, así como la existencia de Retiros No Declarados, a fin de que disponga las sanciones que correspondan a los Agentes que incurran en ello.*
- 6.1.4. (...)
- 6.1.5. *Elaborar una Nota Técnica, en la cual se especifique la metodología para el cálculo de los factores de pérdidas medias a los que se refiere el numeral 7.3.1 del presente procedimiento.*
- 6.1.6. *Calcular los valores umbrales de desvíos de acuerdo con lo señalado en el numeral 9.1.5 del presente procedimiento.*

6.2 De los Participantes

- 6.2.1. *En caso de Participantes Generadores, remitir al COES, con carácter de declaración jurada, información sobre las Potencias Contratadas con sus clientes especificada por bloques de demanda (en caso corresponda), Puntos de Suministro, Barra de Transferencia y vigencia de sus contratos. En el mismo acto deberán solicitar sus Códigos de Retiro.*
- 6.2.2. *En el caso de Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios, remitir con carácter de declaración jurada, información al COES sobre sus Potencias Contratadas Totales con sus suministradores, Punto de Suministro, Barra de Transferencia y vigencia de sus contratos. En el mismo acto deben solicitar sus Códigos de Retiro.*
- 6.2.3. *Remitir al COES información de sus Retiros en las Barras de Transferencias para el mes de valorización en cada Intervalo de Mercado, según corresponda.*
- 6.2.4. *Remitir al COES información de Retiros No Declarados e información que permita identificar al Agente que incurra en dichos Retiros No*

Declarados, de acuerdo a lo solicitado por el COES en los formatos y plazos que defina para ello.

6.2.5. (...).

6.2.6. *En lo referente a los sistemas de medición y registros de potencia y energía, utilizados para la remisión de información al COES que se indica en el presente Procedimiento, los Participantes deben cumplir y mantener las especificaciones mínimas señaladas en el capítulo 6 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones en el SEIN" (PR-20), o el que lo sustituya, que se refiere a Sistemas de Medición y Registro de Potencia y Energía.*

6.3 De los Agentes

6.3.1. *Remitir al COES la Información Base, de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento y a solicitud específica del COES en los formatos que defina, siendo responsables por la calidad y veracidad de la información remitida.*

6.3.2. *Los Distribuidores deben remitir con carácter de declaración jurada información al COES sobre la vigencia de sus contratos con sus clientes, especificando los Puntos de Suministro.*

6.3.3. *Remitir al COES información de los Retiros No Declarados e información que permita identificar al Agente que incurra en dichos Retiros No Declarados, de acuerdo a lo solicitado por el COES en los formatos y plazos que defina para ello."*

2 Modificación del numeral 7 del PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

"

7. CRITERIOS

7.1 (...).

7.2 *A excepción de los casos descritos en el numeral 7.3.3 del presente procedimiento, los Participantes Generadores tendrán Entregas sólo por las inyecciones de las Unidades de Generación de su titularidad; este criterio se mantendrá incluso cuando el Participante se encuentre suspendido o con participación restringida según lo establecen el numeral 7.1 o 5.1 (o el que haga sus veces) del Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-02), respectivamente. En caso existan compromisos contractuales o compra/venta de Entregas entre Participantes Generadores, estos no serán considerados en el Informe LVTEA.*

7.3 *El COES determina las Entregas de los Participantes según:*

7.3.1. *Para las centrales adjudicatarias de subastas RER y cuya Barra de Transferencia no corresponde con su barra de bornes de generación, la Entrega se calcula multiplicando su producción en bornes descontada los consumos de sus Servicios Auxiliares no contratados con terceros, por el factor de pérdidas medias ("FPMé").*

Dichos FPMe serán debidamente sustentados por el Participante, cuyo cálculo debe realizarse según la metodología establecida en la respectiva Nota Técnica. Adicionalmente, los FPMe se presentarán y/o actualizarán en los siguientes casos:

- Para instalaciones de generaciones existentes, cuyo FPMe se actualizará de manera anual.*
- Para instalaciones de generación nuevas, o cuando se presenten cambios topológicos de transmisión que duren más de un mes, para lo cual el Participante deberá proponer el FPMe antes del ingreso en pruebas de dicha instalación.*
- Cuando los Participantes lo requieran, tienen la potestad de proponer una actualización del FPMe de sus centrales de generación, la cual puede ser presentada como máximo una vez por cada mes. Para lo cual presentarán la información que sustente su actualización conforme lo descrito en la Nota Técnica.*

En caso el COES formule observaciones al FPMe propuesto por el Participante, el COES determinará y aplicará un FPMe preliminar para determinar la Entrega. En caso no se levanten las observaciones efectuadas por el COES, éste revisará y actualizará este FPMe preliminar utilizando la mejor información disponible, luego de lo cual dicho FPMe quedará como definitivo.

En caso el Participante no envíe sus FPMe en los plazos establecidos, el COES determinará y aplicará un FPMe que quedará como definitivo.

Para el caso de las centrales adjudicatarias de subastas RER que cuenten con un medidor en su Barra de Transferencia, se considerarán dichos registros como Entrega.

- 7.3.2. Para los demás casos, las Entregas se determinan a partir de la producción medida en bornes de generación, descontando los consumos de sus Servicios Auxiliares no contratados con terceros. Además, en los casos en que dichos Servicios Auxiliares se utilicen en más de un generador, la magnitud de dichos Servicios Auxiliares se repartirá para cada generador en prorrata de su generación en bornes, para cada Intervalo de Mercado.*
- 7.3.3. En los Intervalos de Mercado que se haya activado el Mecanismo de Racionamiento a que se refiere el Decreto Supremo N° 017-2018-EM, las Entregas calculadas en el numeral 7.3.2 del presente procedimiento se ajustarán a lo señalado en la Única Disposición Complementaria Final del Reglamento del MME.*

- 7.4 Para efectos de determinar los Retiros de los Participantes Generadores, se utilizarán los registros del medidor de energía instalado en la Barra de Transferencia.*

En caso la energía no haya sido consumida en una Barra de Transferencia, dicha energía será reflejada a la Barra de Transferencia eléctricamente más cercana, multiplicando la energía consumida por el correspondiente factor de pérdidas medias establecido por Osinergmin, proveniente de la resolución vigente que

aprueba de los peajes y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) (Fpead).

En caso de que la energía consumida deba reflejarse a más de una Barra de Transferencia, el Participante autorizado para comprar deberá determinar los Retiros de Energía en cada una de las Barras de Transferencia eléctricamente más cercanas. Para ello, la energía suministrada será distribuida entre las Barras de Transferencia, mediante porcentajes de reparto, los cuales serán debidamente sustentados al COES tomando como base las mediciones de energía registradas en los diversos tramos de transmisión entre el Punto de Suministro y la Barra de Transferencia.

Los Retiros de los Participantes Generadores no podrán ser negativos en ningún caso.

- 7.5 Los Retiros de los Participantes Distribuidores y Participantes Grandes Usuarios corresponderán a, la diferencia entre sus consumos de Energía y lo cubierto por sus contratos de suministro. Para calcular la energía consumida en el MME se utilizarán los registros del medidor de energía instalado en la Barra de Transferencia que contabiliza los consumos de energía activa total del Participante, descontándosele la energía cubierta por sus contratos de suministro.*

Para ello, los Participantes (Suministrador y cliente) pueden declarar que un valor o porcentaje de los consumos del Participante Distribuidor y/o Gran Usuario corresponden a Retiros del MME de éstos últimos. En este caso, el Participante Distribuidor y/o Gran Usuario debe declarar, en la oportunidad que establece el presente Procedimiento, sus Retiros diarios del MME.

En caso la energía no haya sido consumida en una Barra de Transferencia, dicha energía será reflejada a la Barra de Transferencia más cercana multiplicando la energía consumida, por el correspondiente Fpead.

Los Retiros de los Participantes Distribuidores y Participantes Grandes Usuarios no podrán ser negativos en ningún caso.

- 7.6 En caso se presenten Retiros No Declarados, se deberá identificar al agente responsable de los mismos a partir de la información recibida en aplicación del numeral 6.2.4 y 6.3.3 del presente procedimiento.*

Para el caso de Retiros No Declarados de Usuarios Libres y/o de Distribuidores, el COES debe disponer de un registro de éstos y disponer su desconexión, ordenando se efectúe el corte a cargo del propietario de la red donde está conectado dicho Retiro No Declarado si mantiene dicha condición sin contrato por dos (2) meses en un periodo anual.

Una vez determinadas las magnitudes de los Retiros No Declarados y los responsables de su ocurrencia, éstos serán asignados a los Participantes Generadores de acuerdo a los Factores de Proporción determinados conforme a la metodología detallada en el Anexo 1 del presente Procedimiento. Esta información será remitida mensualmente por el COES a los Agentes que hayan originado Retiros No Declarados, siendo la asignación y la facturación que derive de ella, de obligatorio cumplimiento.

7.7 Para el caso que el consumo de energía de un cliente fuese suministrado simultáneamente por dos o más Participantes Generadores, los Retiros asociados deberán ser informados ajustándose a lo establecido en el artículo 102 del RLCE o aquel que lo modifique o sustituya.

Adicionalmente, dichos Participantes Generadores deberán enviar el modelo de reparto del consumo del cliente en cuestión, manteniendo la formulación, a efectos de realizar la trazabilidad del consumo total del cliente desde su Punto de Suministro hasta la Barra de Transferencia utilizada para la declaración de los Retiros respectivos. El envío de dichos modelos de reparto se realizará en los medios y formas que establezca el COES, y siguiendo el plazo establecido en el numeral 8.2.2

7.8 En caso de que el COES o un Participante observe, con el debido sustento técnico, el reporte preliminar señalado en el numeral 10.3.1 y/o el consolidado señalado en el numeral 10.4, el COES correrá traslado de la observación al Participante que proporcionó la información involucrada en la observación, a efectos que pueda corregirla o ratificarla con el debido sustento dentro del plazo que le otorgue el COES. En caso el COES considere que la observación no ha sido subsanada, usará preliminarmente la mejor información disponible, propia o que le haya sido remitida por otro Participante, a efectos de realizar el Informe LVTEA. Dicha información tendrá la calidad de información preliminar. Posteriormente, el COES podrá efectuar los ajustes en la oportunidad dispuesta en el numeral 7.11.

7.9 Si en el proceso de elaboración de la LVTEA mensual se detectan inconsistencias entre los Retiros declarados por los Participantes y el consumo total del cliente, el COES aplicará una asignación preliminar conforme a la metodología establecida en el Anexo 2.

7.10 Para efectos de la elaboración del reporte preliminar señalado en el numeral 10.3.1 y/o el consolidado indicado en el numeral 10.4, en el caso que un Participante no entregue la información en los plazos señalados o ésta no se ajuste al presente procedimiento, el COES usará preliminarmente la mejor información disponible a efectos elaborar el Informe LVTEA, informando de ello al OSINERGMIN, para los fines de fiscalización pertinentes.

Posteriormente, el COES podrá efectuar los ajustes en la oportunidad dispuesta en el numeral 7.11.

7.11 La información preliminar señalada en los numerales 7.8, 7.9 y 7.10, podrá ser subsanada y presentada al COES por los Participantes para su consideración en la reliquidación mensual siguiente por única vez, cuyos plazos se estipulan en el numeral 10.5., lo que será informado a Osinergmin haciendo referencia de los cambios sobre el incumplimiento inicialmente reportado según el numeral 7.10.

Si en la reliquidación mensual los Participantes no resuelven la inconsistencia, el COES aplicará la asignación definitiva conforme al Anexo 2.

No obstante, en el caso de inconsistencias donde se encuentren involucrados más de un Participante, si alguno de ellos manifiesta su objeción, la asignación del COES quedará como provisional hasta que las partes presenten información consistente que permita su ajuste definitivo. En este caso la condición provisional no aplica a la

magnitud total del consumo de los clientes que son materia de la inconsistencia, esta quedará como información definitiva.

7.12 Si un Participante transfiere su título habilitante (concesión o autorización) a otro Participante, dicho cambio de titularidad, aprobado y/o informado por autoridad la competente, según corresponda, será considerado en las valorizaciones según lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad".

7.13 La Potencia Máxima MME del mes para cada Participante Distribuidor o Participante Gran Usuario equivale al porcentaje establecido en el numeral 2.3 del artículo 2 del Reglamento del MME aplicado a la máxima demanda registrada en los consumos totales del Participante correspondiente a los 12 meses calendario previos al mes de valorización, considerando para ello cada uno de los Puntos de Suministro con condición de Usuario Libre.

7.14 Se debe considerar que los Participantes Distribuidores y los Participantes Grandes Usuarios no deben consumir, en cada Intervalo de Mercado, una potencia mayor a la Potencia Máxima MME.

En caso de que después de la asignación de los Retiros a cada Participante Generador, según sus Potencias Contratadas y a cada Participante Distribuidor y Participante Gran Usuario según su Potencia Máxima MME, exista un valor adicional de potencia no cubierto será considerado como un Retiro No Declarado, independientemente de las sanciones a que hubiere lugar.

7.15 La parte de la energía consumida por el proceso productivo, asociado al proceso de cogeneración de una Central de Cogeneración Calificada, que supere la producción de dicha central en un Intervalo de Mercado deberá ser respaldada mediante contratos de suministro.

7.16 Los Retiros de los Participantes Generadores, previamente convertidos a su equivalente en potencia (MW), no deben superar a las Potencias Contratadas declaradas por dichos Participantes generadores."

3 Modificación del numeral 8 del PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

"

8. INFORMACIÓN

8.1 Medios

La información requerida en el marco del presente procedimiento será remitida al COES en los medios y formas que el COES establezca.

8.2 Información a ser remitida por los Participantes

8.2.1 Los Participantes deberán comunicar al COES la información indicada en el numeral 6.2.1 y 6.2.2, según les corresponda, a más tardar las 16:00 horas del día anterior al día de consumo, en caso no se comunique dicha información en el plazo señalado se considerará que no hay cambio alguno respecto a la información del día anterior

La declaración del numeral 6.2.1 estará exceptuada del plazo establecido en el primer párrafo del presente numeral en los casos que correspondan a la

cobertura de suministros de Retiros No declarados identificados en las liquidaciones en curso. En estos casos los Participantes deberán comunicar al COES dicha información considerando como plazo máximo el plazo para la presentación de las observaciones a la liquidación o reliquidación de dicho mes, el cual está consignado en el numeral 10.4 y 10.5 respectivamente.

8.2.2 Los Participantes deberán entregar al COES, la información indicada en el numeral 6.2.3 y el modelo de reparto indicado en el numeral 7.7, según les corresponda, dentro de los cinco (05) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización.

8.2.3 Los Participantes entregarán al COES la Información Base indicada en el numeral 6.2.5, dentro de los cinco (05) primeros días calendarios del mes siguiente al de valorización

8.3 Información a ser remitida por los Agentes

8.3.1 Los Agentes entregarán al COES la Información Base indicada en el numeral 6.3.1, dentro de los cinco (05) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización.

8.3.2 Los Distribuidores entregarán al COES información indicada en el numeral 6.3.2, dentro de los cinco (05) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización.

8.4 El COES mantendrá actualizados en su portal de internet, los CMgCP en las Barras de Transferencia."

4 Modificación del numeral 9 del PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

"9. CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN REMITIDA

9.1 El COES evaluará la consistencia de la información remitida por los Participantes, teniendo en consideración que debe existir coherencia entre las cantidades de energía totales informadas en las Barras de Transferencia respecto a la Información Base u otra información remitida al COES, estipulada en el presente procedimiento. Para lo anterior, se tendrá en cuenta lo siguiente:

9.1.1 El COES validará que la solicitud de los Códigos de Retiros de los Participantes tenga correspondencia con la Barra de Transferencia y el periodo de vigencia de la Potencia Contratadas informadas, según corresponda.

9.1.2 Respecto a los Retiros, se tendrá en cuenta lo siguiente para cada Intervalo de Mercado:

9.1.2.1 Para los Retiros de los clientes de los Participantes Generadores cuyos Puntos de Suministro y sus respectivas Barras de Transferencia están conectados únicamente por elementos de transmisión radiales sin carga o generadores conectados, se calculará la desviación porcentual entre dichos Retiros y los consumos totales del cliente en el Punto de Suministro reflejado por el Fpead.

Los consumos serán parte de la Información Base que deberán informar los Agentes, en los plazos estipulados en el presente procedimiento.

Para los Retiros de los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios, cuyos Puntos de Suministro y sus respectivas Barras de Transferencia están conectados únicamente por elementos de transmisión radiales sin carga o generadores conectados, se calculará la desviación porcentual entre la suma de dichos Retiros y los Retiros de sus respectivos suministradores, y los consumos totales del cliente en el Punto de Suministro multiplicado por el F_{pead} .

Los consumos serán parte de la Información Base que deberán informar los Agentes, en los plazos estipulados en el presente procedimiento.

- 9.1.2.2 *Para los demás Retiros, las desviaciones porcentuales se calcularán entre los Retiros asociados y los consumos totales del cliente en el Punto de Suministro multiplicados por el F_{pead} . Para el caso de consumos suministrados simultáneamente por dos o más Participantes Generadores, se deberá tener en cuenta el modelo de reparto declarado según lo especificado en el numeral 7.7*

Los consumos serán parte de la Información Base que deberán informar los Agentes, en los plazos estipulados en el presente procedimiento.

- 9.1.3 *Con relación a la información de los Retiros No Declarados de clientes que no cuentan con un Participante suministrador, el COES calculará la desviación porcentual en cada Intervalo de Mercado, comparando estos Retiros No Declarados con el consumo total del cliente en el Punto de Suministro multiplicado por el F_{pead} . En el caso de los Retiros No Declarados que corresponden a excesos de consumo no respaldados por un Participante suministrador, el COES calculará la desviación porcentual en cada Intervalo de Mercado, comparando dichos excesos con el consumo total del cliente en el Punto de Suministro, descontando los Retiros declarados por los Participantes suministradores reflejado por el F_{pead} .*

Los consumos serán parte de la Información Base que deberán informar los Agentes, en los plazos estipulados en el presente procedimiento.

- 9.1.4 *Con relación a las Entregas en los Intervalos de Mercado, cuando el Participante haya efectuado Intercambios de Electricidad según lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de Decisión 757 de la CAN" (PR-43) y/o se haya cumplido lo dispuesto en el numeral 5.4.10 de la NTCOTR; estas se someterán a una evaluación de consistencia teniendo en cuenta la Información Base y/u otra información adicional que el COES solicite.*

- 9.1.5 *Si en los casos descritos en los numerales 9.1.2, 9.1.3 y 9.1.4 alguna desviación porcentual supera el respectivo valor umbral de desvío establecido en el*

párrafo siguiente, y/o los Retiros de los Participantes Generadores, Distribuidores o Grandes Usuarios son negativos, el COES comunicará dicha observación a los Participantes involucrados conforme a lo establecido en el numeral 7.8.

El valor umbral de desvíos tendrá una vigencia mínima de un año, su valor inicial será de 0,2% y podrá ser modificado por el COES con el debido sustento técnico. El COES publicará en su portal de internet las desviaciones de energía que involucren observaciones que no hayan sido resueltas al momento de la publicación del Informe VTEA.

5 Incorporación del numeral 10 al PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

“10. PROCEDIMIENTO DE LA LIQUIDACIÓN

10.1 Liquidaciones de Valorizaciones de Transferencia de Energía Activa (LVTEA)

El COES en la elaboración del Informe LVTEA preliminar deberá considerar lo siguiente:

- 10.1.1 Para cada Participante se valorizará sus Entregas y Retiros al CMg de cada Barra de Transferencia.*
- 10.1.2 Para cada Participante se determinará su Saldo de Transferencias, el cual resulta de la sumatoria de las valorizaciones de sus Entregas menos la sumatoria de las valorizaciones de sus Retiros. El Saldo de Transferencias Total corresponderá al valor negativo de la sumatoria de los Saldos de Transferencias de todos los Participantes.*
- 10.1.3 Para cada Participante se determinará su asignación de Rentas de Congestión conforme a lo establecido por el Procedimiento Técnico del COES N° 45 “Asignación de Rentas de Congestión”, o el que lo sustituya.*
- 10.1.4 Se determinará el Ingreso Tarifario del MME, el cual corresponde al Saldo de Transferencias Total menos el Monto mensual de las Rentas de Congestión determinado conforme a lo establecido por el Procedimiento Técnico del COES N° 45 “Asignación de Rentas de Congestión”, o el que lo sustituya. Dicho Ingreso Tarifario del MME será asignado a cada Participante en proporción a sus Ingresos por Potencia del mes en valorización.*
- 10.1.5 El Saldo de Transferencias Neto de cada Participante será el resultado de la sumatoria de su Saldo de Transferencias, asignación de rentas de Congestión, asignación de Ingreso Tarifario del MME y, en caso el Participante tenga la condición de suspendido o restringido, se sumará los pagos mensuales derivados de la liquidación de los Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas según el numeral 10.2.2.*
- 10.1.6 Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada Participante económicamente deficitario a los Participantes económicamente excedentarios, se debe prorratear su Saldo de Transferencias Neto en la proporción en que cada uno de estos*

participen en el saldo positivo total. La determinación de los pagos mensuales será expresada en moneda nacional (Soles).

10.2 Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO)

El COES en la elaboración del Informe LSCIO preliminar deberá considerar lo siguiente:

10.2.1 El Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante será el resultado de la sumatoria de:

- Valorizaciones de transferencias de energía reactiva, evaluada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 15 “Valorización de Las Transferencias Energía Reactiva” (PR-15), o el que lo sustituya.*
- Compensación por reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia, evaluada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22), o el que lo sustituya.*
- Compensación por costos operativos adicionales, evaluado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 33 “Compensaciones de Costos Operativos adicionales de las Unidades de Generación Térmicas” (PR-33), o el que lo sustituya.*
- Cualquier otra valorización o compensación que genere obligaciones de pagos y/o derechos de cobro para los Participantes relacionados a Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas y establecidos mediante los Procedimientos Técnicos del COES.*

10.2.2 Los pagos mensuales que debe efectuar cada Participante económicamente deficitario a los Participantes económicamente excedentarios, será el resultado de prorratear su Saldo de Servicios e Inflexibilidades Neto en la proporción en que cada uno de estos participen en el saldo positivo total. Las determinaciones de los pagos mensuales serán expresadas en moneda nacional (Soles). Para el caso de los Participantes Generadores que tengan la condición de suspendidos o con participación restringida el último día del mes de valorización, los pagos que deben efectuar serán derivados a la determinación del Saldo de Transferencias Neto indicado en el numeral 10.1.5.

10.3 Información elaborada por el COES

10.3.1 Luego de la determinación de las Entregas y/o la evaluación de consistencia señalada en el numeral 9.1.4, el COES publicará en su portal de internet, un reporte preliminar de las Entregas dentro de los cuatro (04) primeros días calendario del mes siguiente al de la valorización. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información disponible.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES hasta las 12:00 horas del quinto día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales deberán ser absueltas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará dicho quinto día calendario del mes siguiente al de la valorización.

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte quedará en calidad de información definitiva, salvo los casos descritos en el numeral 7.8 y 7.10. Para dichos casos, la nueva información podrá ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.11.

- 10.3.2 El COES publicará en su portal de internet, un reporte preliminar consolidado de la información a la que se hace referencia en los numerales 6.2.1 y 6.2.2 dentro de los dos (02) primeros días calendario del mes siguiente al de la valorización, previa evaluación de consistencias según lo señalado en el numeral 9.1.1. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información que tenga disponible.*

Dicho reporte también deberá incluir la información de los Códigos de Retiro correspondiente a los consumos sin respaldo de suministro en el MCP.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES hasta las 24:00 horas del tercer día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales deberán ser subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará el cuarto día calendario del mes siguiente al de la valorización.

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte quedará en calidad de información definitiva, excepto para nuevos Códigos de Retiro correspondiente a los consumos sin respaldo de suministro en el MCP.

- 10.4 El COES publicará en su portal de internet el Informe LVTEA preliminar y el Informe LSCIO preliminar antes de las 24:00 horas del octavo día calendario del mes siguiente al de valorización, los cuales incluirán un consolidado a partir de la información recibida de los Retiros y Retiros No Declarados, teniendo en consideración la evaluación de consistencia según lo señalado en el numeral 9.1.2. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información que tenga disponible.*

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES, hasta antes del décimo día calendario del mes siguiente, que, si resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entenderá referido al primer día hábil siguiente. En esta misma oportunidad, el COES podrá retirar o incluir Retiros No Declarados.

El COES publicará el Informe LVTEA y el Informe LSCIO en su portal de internet, el décimo día calendario del mes siguiente, que, si resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entenderá referido al primer día hábil siguiente. En la misma fecha, el COES efectuará la notificación de los referidos informes, a través de la remisión electrónica del enlace a su portal de internet. Para este efecto realizará

la notificación vía correo electrónico a todos los Participantes. Esta notificación por correo electrónico se entiende efectuada al día hábil siguiente de remitido el referido correo a la dirección o direcciones que, según sus Estatutos, constan en su registro respectivo.

Luego de la publicación, los Retiros quedarán en calidad de información definitiva, salvo los casos descritos en el numeral 7.8 y 7.10. Para dichos casos, la nueva información podrá ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.11.

- 10.5 *El COES realizará reliquidaciones mensuales, las cuales se elaborarán en el mes siguiente al de la evaluación, con información remitida por los Participantes hasta los días veinticinco (25) calendario del mes de elaboración, que subsana la información preliminar considerada según lo establecido en el numeral 7.11. Si teniendo en consideración dicha información, no se logre la consistencia deseada según lo dispuesto en el numeral 9, el COES podrá usar la mejor información que tenga disponible.*

El COES publicará en su portal de internet los reportes de las LVTEA y LSCIO preliminares correspondientes a la reliquidación, en el primer día calendario día calendario del mes siguiente al mes de elaboración.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES, hasta las 24:00 horas del segundo día día calendario del mes de elaboración. En la misma oportunidad, el COES podrá retirar o incluir Retiros No Declarados, que no fueron consignados.

El COES publicará en su portal de internet los reportes de las LVTEA y LSCIO finales correspondiente a la reliquidación en el tercer día calendario día calendario del mes siguiente al mes de elaboración. La información consignada tendrá calidad de información definitiva, salvo las excepciones estipuladas en el numeral 7.11.

Los montos correspondientes de la reliquidación mensual se incluirán en la liquidación mensual inmediata siguiente, cuya notificación se realizará según lo dispuesta en el numeral 10.4

- 10.6 *Los pagos derivados de los informes publicados según el numeral 10.4 se hará efectivo dentro de los siete días calendario siguientes a la recepción de la factura, la cual será emitida luego de la notificación de los informes por parte del COES.”*

6 Incorporación de Disposiciones Complementarias Finales de acuerdo a la siguiente redacción:

“DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Primera. – *El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Participantes previstas en el presente Procedimiento será materia de fiscalización y sanción por parte de Osinergmin, conforme a la Escala de Multas y Sanciones, para tal fin deberá ser informado por el COES a OSINERGMIN en el mes siguiente de identificado.*

Segunda. – *En el caso de las facturas que emitan los Participantes con Asignaciones de Retiros No Declarados a los Agentes que los hayan ocasionado, el plazo de pago será de diez días calendario.”*

7 Incorporación de una Disposición Transitoria de acuerdo a la siguiente redacción:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Primera. – El presente procedimiento entrará en vigencia el primer día calendario del sétimo mes siguiente a su publicación.”

8 Modificación del Anexo A (ahora Anexo 1) del PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

“ANEXO 1

DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE PROPORCIÓN

1. (...).
2. (...)
3. *Para el cálculo de EFEA se considerará las ventas y compras de Energía Firme que se realicen entre los Participantes, para lo cual se deberá informar la Unidad de Generación a la cual esté asociada la venta.*
4. (...).
5. *Para cada uno de los Participantes con Saldo de Energía Anual positivo, el Factor de Proporción será igual a la participación de su Saldo de Energía Anual sobre la suma de los Saldos de Energía Anual de todos los Participantes con Saldo de Energía Anual positivos. El Factor de Proporción se redondeará al menor número de decimales posibles en escala porcentual, tales que la sumatoria total permita cubrir exactamente del 100%. Los Participantes considerados en esta evaluación son aquellos que no se encuentren suspendidos o con su participación restringida según lo dispuesto en el numeral 7.1. y 5.1 (o el que haga sus veces) del PR-02 respectivamente.*
6. *Los Factores de Proporción se volverán a calcular en aquellos meses donde se produzca:*
 - a) *Cambio en la titularidad de alguna concesión o autorización de generación. Para este caso se considerará la Energía Firme anual y Ventas de Energía por Contrato que corresponda a cada titular. Los Factores de Proporción a ser aplicados durante dichos meses corresponderán a quien ostente la titularidad ante el COES, el último día calendario del mes en valorización.*
 - b) (...).
 - c) (...)
 - d) *Declaración de compras o venta de Energía Firme con terceros, pertenezcan o no al COES.*

En cualquiera de los eventos indicados en a) y b) y d), y en la misma oportunidad en que ocurran, los titulares involucrados podrán volver a declarar sus Ventas Anuales de Energía por Contrato.”

9 Incorporación del Anexo 2 al PR-10 de acuerdo a la siguiente redacción:

“ANEXO 2

METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE RETIROS EN CASO DE INCONSISTENCIA EN LAS DECLARACIONES.

1. OBJETO

El presente Anexo establece las reglas para la asignación de Retiros en los procesos de liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad cuando se detecten inconsistencias en la información declarada por los Participantes.

2. PRINCIPIOS GENERALES

- 2.1 La asignación de Retiros en los procesos de liquidación garantizará la consistencia de la información y que todos los consumos en el mercado estén representados por Retiros declarados por los Participantes.*
- 2.2 En caso de detectarse inconsistencias en la información declarada por los Participantes, el COES aplicará una asignación conforme a las reglas establecidas en el presente Anexo.*
- 2.3 La asignación podrá ser preliminar, definitiva o provisional, de acuerdo con los siguientes criterios:*
 - a) Asignación Preliminar: Aplicada en la liquidación mensual cuando se detecte una inconsistencia.*
 - b) Asignación Definitiva: Aplicada en la reliquidación mensual si la inconsistencia persiste sin objeción por parte de los Participantes.*
 - c) Asignación Provisional: Aplicada si un Participante objeta la Asignación Definitiva, manteniéndose la regla de asignación como provisional hasta que las partes involucradas presenten información consistente.*

3. REGLAS DE ASIGNACIÓN DE RETIROS EN CASO DE INCONSISTENCIAS

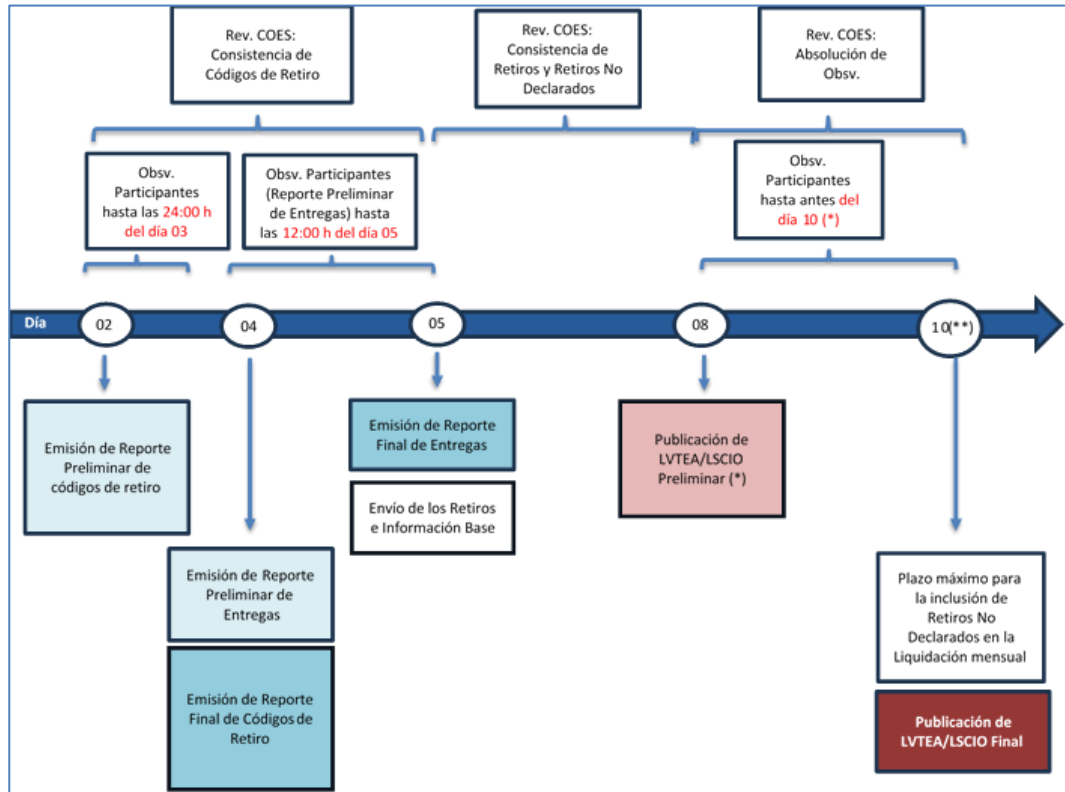
- 3.1 Cuando se presente una inconsistencia en las declaraciones de Retiro de parte de los suministradores de un cliente, el consumo total del cliente se asignará entre todos sus suministradores en proporción a la Potencia Contratada declarada, hasta el límite de esta.*
- 3.2 En caso la Potencia Contratada haya sido declarada por un conjunto de barras, se procederá de acuerdo según el caso que aplique:*
 - a) En caso el valor de la Potencia Contratada declarada de todos los Participante involucrados, hayan sido declarados por el conjunto de barras involucradas, se considerará una distribución de dichas potencias contratadas entre las barras suministradas siguiendo una proporción con la cantidad de energía total a suministrar en cada barra.*
 - b) En caso el valor de la Potencia Contratada declarada de al menos un Participante involucrado en la inconsistencia haya sido declarado por un conjunto de barras que no coincide con el total de las barras involucradas, entonces se disgregará la Potencia Contratada para cada barra involucrada en función a los Retiros mensuales declarados en cada una de las barras conformantes.*
- 3.3 Los criterios establecidos en los numerales 3.1 y 3.2 son aplicables a las*

declaraciones de Demandas Coincidentes que resulten inconsistentes en la LVTP regulada por el PR-30.”

10 Incorporación del Esquema A y Esquema B al PR-10 de acuerdo a la siguiente:

“Esquema A

PLAZOS IMPORTANTES PARA LAS LVTEA/LSCIO MENSUALES

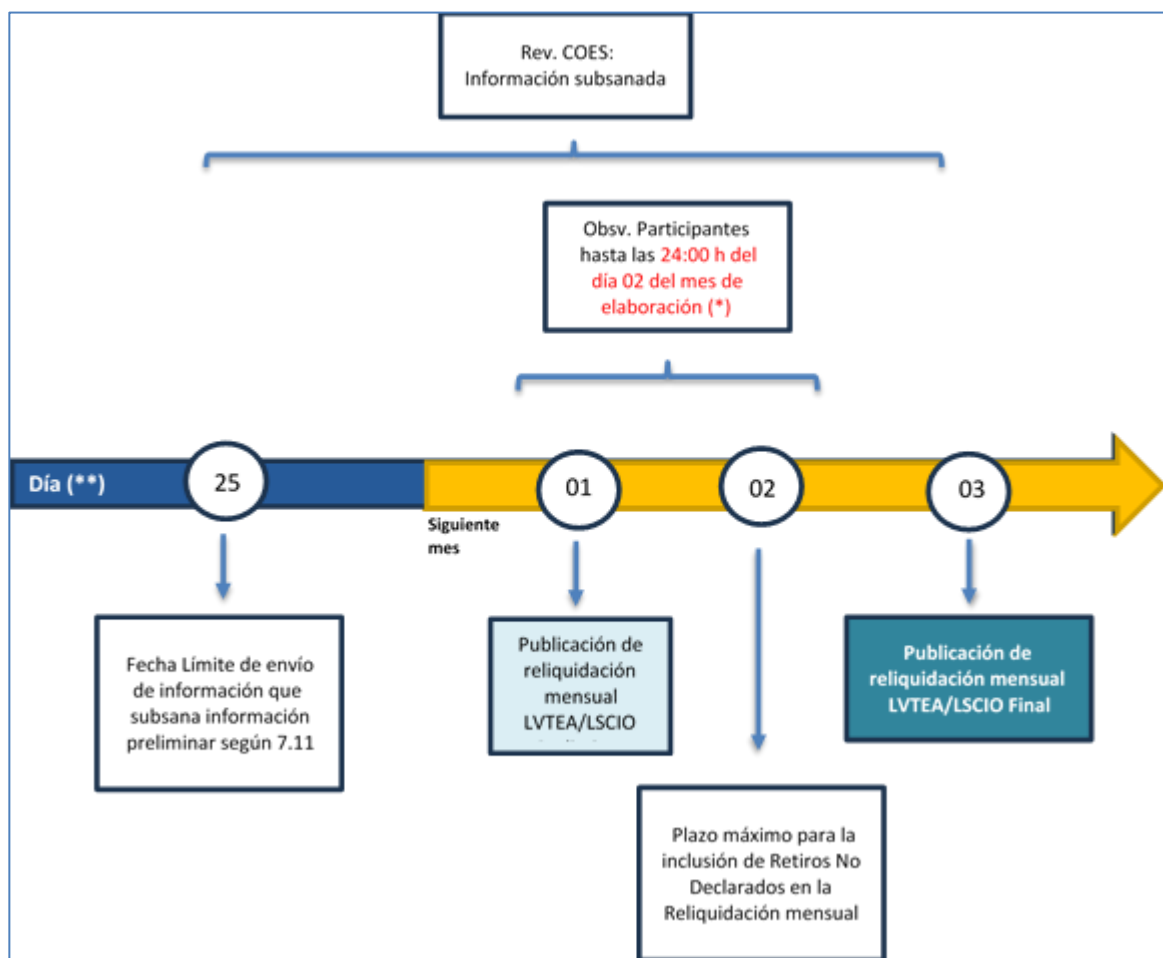


(*) Este día variará si no fuera hábil. Ver numeral 10.4

(**) Incluye consolidado de Retiros y Retiros No declarados. Ver numeral 10.4

Esquema B

PLAZOS IMPORTANTES PARA LAS RELIQUIDACIONES VTEA/SCIO MENSUALES



“

ANEXO 2

**Propuesta de Modificación de los Procedimientos Técnicos del COES
N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y
Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de
Transmisión” (PR-30) aprobado con Resolución N° 200-2017-OS/CD**

1. Modificaciones del numeral 6 del PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

“6. RESPONSABILIDADES

6.1 Del COES

6.1.1 (...)

6.1.2 Evaluar la consistencia de la información remitida por los Participantes según lo especificado en el numeral 9 del presente procedimiento.

6.1.3 (...)

6.1.4 Calcular los valores umbrales de desvíos de acuerdo con lo señalado en el numeral 9.1.4 del presente procedimiento.

6.2 De los Participantes

6.2.1 Remitir información de Potencias Contratadas y Potencias Contratadas Totales indicadas en los numerales 6.2.1 y 6.2.2 respectivamente, del Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas”, según los plazos, formatos y medios establecidos en el mencionado Procedimiento. En la misma oportunidad, deberán solicitar los Códigos de Demanda Coincidente.

6.2.2 Remitir a más tardar el quinto día calendario del mes siguiente al de valorización, la información siguiente en los formatos establecidos por el COES en su portal de internet:

a. Demanda Coincidente.

b. Recaudación Real total mensual (en Nuevos Soles), por concepto de Peajes por Conexión (PCSPT) y de Peajes por Transmisión (PTSGT) desagregado por Punto de Suministro al cliente. Asimismo, se informarán las potencias con las cuales facturarán y sus precios.

c. Precio de Potencia que correspondan a las Barras de las Demandas Coincidentes (en S//kW-mes).

d. Precio de Potencia en bornes de generación (en S//kW-mes).

6.2.3 Remitir a más tardar a las 16:00 horas del primer día calendario del mes siguiente al de valorización, los registros de energía activa de sus Unidades de Generación medidos en bornes de generación, de sus Servicios Auxiliares y de sus Equipos para RSF y/o Equipos para RPF, por cada Intervalo de Mercado.

6.2.4 Son responsables por la calidad y veracidad de la información remitida al COES.

6.2.5 Realizar la contrastación en sus medidores de bornes de generación, de sus Servicios Auxiliares y de sus Equipos para RSF y/o Equipos para RPF dentro del primer mes luego haber ingresado a Operación Comercial, y cada dos (2) años contado desde el último contraste realizado.

En caso de que el COES detecte inconsistencia de la información según lo estipulado en el numeral 9.1 del presente procedimiento, por 2 meses o más teniendo en consideración la ventana móvil de los últimos 12 meses, el COES tendrá facultad de solicitar una nueva contrastación, la cual deberá realizarse en un plazo no mayor a quince (15) días calendario luego de haber sido solicitado por el COES.

Luego de realizada alguna contrastación, el Participante deberá enviar al COES en un plazo no mayor a 7 días hábiles el respectivo certificado de contrastación. Las contrastaciones deberán ser realizadas siempre por una empresa externa independiente que no mantenga ningún conflicto de interés con el Participante, y que tenga sus equipos de medición patrón certificados por el Instituto Nacional de Calidad (INACAL) o quien la sustituya."

2. Modificación del numeral 7 del PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

"7. CRITERIOS

7.1 (...)

7.2 (...)

7.3 (...)

7.4 (...)

7.5 (...)

7.6 (...)

7.7 (...)

7.8 Si una carga nueva se conecta o una carga existente se desconecta de manera permanente al Sistema durante el mes, el Participante declarará como Demanda Coincidente del cliente, la demanda que resulte de multiplicar la Demanda Coincidente en el Intervalo de Punta del Mes del cliente por el número de días del mes que estuvo conectado al Sistema dividido entre el número total de días del mes.

7.9 En caso de cambio de un cliente de un Participante a otro, dentro del mes materia de valorización, cada Participante declarará la Demanda Coincidente del cliente que le corresponde, la cual será determinada según la ecuación (1).

$$P_j = PMD \times \sum_{i=1}^N \left(\frac{PC_{ji}}{\sum_{w=1}^{ngen} PC_{wi}} \times \frac{1}{N} \right) \dots (1)$$

Donde:

- P_j : Demanda Coincidente del cliente correspondiente a cada Participante j .
- PMD : Demanda Coincidente del cliente en el Intervalo de Punta del Mes.
- PC_{ji} : Potencia contratada por el Participante j en el día i .
- PC_{wi} : Potencia contratada por el Participante w en el día i .
- N : Número de días del mes
- $ngen$: Número de Participantes que son suministradores del Cliente.

En el caso que, en el transcurso del mes de materia de valorización, un Agente incurriese en Retiros No Declarados, deberá prorratearse su Demanda Coincidente (resultante de la asignación de LVTEA) entre los Participantes suministradores y la calificada como Retiro No Declarado en proporción a los días en los que el suministro del cliente estaba cubierto y a los días que no estaba cubierto, respectivamente.

- 7.10 *Si en el proceso de elaboración de la LVTP mensual se detectan inconsistencias entre las Demandas Coincidentes declaradas por los Participantes y el consumo total del cliente, el COES aplicará una asignación preliminar conforme a los criterios del Anexo 2 del PR-10.*
- 7.11 (...)
- 7.12 (...)
- 7.13 (...).
- 7.14 (...).
- 7.15 (...).
- 7.16 (...).
- 7.17 (...).
- 7.18 (...).
- 7.19 *En caso de que el COES o algún Participante observe, con el debido sustento técnico, el consolidado señalado en el numeral 10.2, el COES correrá traslado de la observación al Participante que proporcionó la información involucrada en la observación, a efectos que pueda corregirla o ratificarla con el debido sustento dentro del plazo que le otorgue el COES. En caso el COES considere que la observación no ha sido subsanada, usará preliminarmente la mejor información disponible, propia o que le haya sido remitida por otro Participante, a efectos de realizar el informe LVTP. Dicha información tendrá la calidad de información preliminar. Posteriormente, el COES podrá efectuar los ajustes que correspondan en la siguiente valorización aplicando lo dispuesto en el numeral 7.21.*
- 7.20 *Para efectos de la elaboración del consolidado señalado en el numeral 10.2, en el caso que un Participante no entregue la información en los plazos señalados o ésta no se ajuste al presente Procedimiento, el COES usará preliminarmente la mejor información disponible a efectos elaborar el Informe LVTP, informando de ello al OSINERGMIN, para los fines de fiscalización pertinentes. Posteriormente, el*

COES podrá efectuar los recálculos que correspondan en la siguiente valorización, aplicando lo dispuesto en el numeral 7.21.

- 7.21 *La información preliminar señalada en los numerales 7.10, 7.19 y 7.20, podrá ser presentada al COES por parte de los Participantes para su consideración en la reliquidación mensual inmediata siguiente, cuyos plazos se estipulan en el numeral 10.3.*

Si en la reliquidación mensual los Participantes no resuelven la inconsistencia, el COES aplicará la asignación definitiva conforme a los criterios del Anexo 2 del PR-10.

En el caso de inconsistencias donde se encuentren involucrados más de un Participante, si alguno de ellos manifiesta su objeción, la asignación del COES quedará como provisional hasta que las partes presenten información consistente que permita su ajuste definitivo. En este caso la condición provisional no aplica a la magnitud total del consumo de los clientes que son materia de la inconsistencia, esta quedará como información definitiva.

- 7.22 *El COES revisará que la Demanda Coincidente, no superen en ningún momento a las Potencias Contratadas declaradas por sus suministradores."*

3. Modificación del numeral 8 del PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

"8. INFORMACION

8.1 Medios

La información requerida en el marco del presente procedimiento será remitida al COES en los medios y formas que este establezca.

- 8.2 *El COES mantendrá actualizada en su portal de internet la Potencia Firme de cada Unidad de Generación."*

4. Incorporación del nuevo numeral 9 al PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

"9. CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN REMITIDA

El COES evaluará la consistencia de la información remitida por los Participantes, teniendo en consideración que debe existir una coherencia entre las cantidades de potencia totales informadas en los Puntos de Suministro y/o Barras de Transferencia respecto a la Información Base u otra información remitida al COES, estipulada en el presente procedimiento y en el PR-10.

- 9.1 *Respecto a la información de energía activa de las Unidades de Generación medidos en bornes de generación y de sus Servicios Auxiliares:*

9.1.1 *El COES calculará la desviación porcentual para cada Intervalo de Mercado entre la generación en bornes y la información del despacho ejecutado enviado por cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 05 "Evaluación del cumplimiento del Programa Diario de Operación del SEIN" (PR-05); y, entre la generación en bornes y la medición de potencia en resolución mínima de muestra (1) por segundo, enviada en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21).*

- 9.1.2 *El COES calculará la desviación porcentual para cada Intervalo de Mercado entre los consumos de los Servicios Auxiliares declarados por los Participantes y los consumos de los Servicios Auxiliares provenientes del Estimador de Estado, usado para el cálculo de los CMgCP.*
- 9.1.3 *El COES calculará la desviación porcentual para cada Intervalo de Mercado entre las cargas/descargas de los Equipos para RSF y/o Equipos para RPF declaradas por los Participantes, y las provenientes del Estimador de Estado, usado para el cálculo de los CMgCP.*
- 9.2 *El COES validará que la solicitud de los Códigos de Demanda Coincidente de los Participantes tenga correspondencia con el Punto de Suministro y el periodo de vigencia de la Potencia Contratada informada en el numeral 6.2.1.*
- 9.3 *Para el Intervalo de Punta del Mes, el COES calculará la desviación porcentual entre el total de Demanda Coincidente de un cliente en su correspondiente Punto de Suministro, y los Retiros asociados y convertidos a su equivalente en potencia (MW), y reflejados en su Punto de Suministro.*
- 9.4 *Si en los casos descritos en los numerales 9.1, 9.3 alguna desviación porcentual supera el respectivo valor umbral de desvíos y/o la Demanda Coincidente es negativa, el COES comunicará dicha observación a los Participantes involucrados conforme a lo establecido en el numeral 7.19.*

El valor umbral de desvíos tendrá una vigencia mínima de un año, su valor inicial será de 0.2 % y podrá ser modificado por el COES con el debido sustento técnico. El COES publicará en su portal de internet las desviaciones de potencia que involucren observaciones que no hayan sido resueltas al momento de la publicación del Informe VTP.”

5. Modificación del numeral 9 (reenumerado numeral 10) del PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

“10. PROCEDIMIENTO DE LA LIQUIDACIÓN

10.1 Información elaborada por el COES

10.1.1 *El COES publicará en su portal de internet un reporte preliminar consolidado de la generación en bornes, consumos de los Servicios Auxiliares y cargas/descargas de los Equipos para RSF y/o Equipos para RPF dentro de los dos (02) primeros días calendario del mes siguiente al de la valorización, teniendo en cuenta la evaluación de consistencia señalado en el numeral 9.1. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información disponible.*

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES hasta las 12:00 horas del tercer día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales deberán ser subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará dicho tercer día calendario del mes siguiente al de la valorización.

En la misma publicación, se comunicará el Intervalo de Punta del Mes y la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte quedará en calidad de información definitiva.

- 10.1.2 *El COES publicará en su portal de internet, un reporte preliminar consolidado de la información a la que se hace referencia en el numeral 6.2.1 dentro de los dos (02) primeros días calendario del mes siguiente al de la valorización, teniendo en consideración la evaluación de consistencia según lo señalado en el numeral 9.2. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información disponible.*

Dicho reporte también deberá incluir la información de los Códigos de Demanda Coincidente asociado a los consumos sin respaldo de suministro en el MCP.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES hasta las 24:00 horas del tercer día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales deberán ser subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará el cuarto día calendario del mes siguiente al de la valorización.

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte quedará en calidad de información definitiva, salvo los casos de nuevos Códigos de Demanda Coincidente correspondiente a los consumos sin respaldo de suministro en el MCP.

- 10.2 *El COES publicará en su portal de internet el Informe LVTP preliminar antes de las 24:00 horas del octavo día calendario del mes siguiente al de la liquidación, que contendrá la Liquidación de la Valorización de Transferencias de Potencia entre Participantes descrita en el numeral 12 del presente Procedimiento; y las Compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado, descritas en el numeral 11 del presente Procedimiento, el cual incluirá un consolidado a partir de la información recibida de la Demanda Coincidente, teniendo en consideración la evaluación de consistencia según lo señalado en el numeral 9.3. En caso de información faltante o inconsistente, el COES usará la mejor información que tenga disponible.*

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES, hasta antes del décimo (10º) día calendario del mes siguiente, que, si resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entenderá referido al primer día hábil siguiente. En la misma oportunidad señalada en el párrafo anterior, el COES incluirá Demanda Coincidente asociado a Retiros No Declarados.

En la misma fecha, el COES efectuará la notificación del referido Informe LVTP adjuntando los cuadros de pagos respectivos, así como del respectivo enlace a su portal de internet. Para este efecto realizará la notificación vía correo electrónico a todos sus Integrantes. Esta notificación por correo electrónico se entiende efectuada al día hábil siguiente de remitido el referido correo a la dirección o direcciones que, según sus Estatutos, constan en su registro respectivo.

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte quedará en calidad de información definitiva, salvo la información de Demanda Coincidente asociada a los Retiros No Declarados y los casos descritos en el numeral 7.19 y 7.20.

Para dichos casos, la nueva información podrá ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.21.

- 10.3 *El COES realizará reliquidaciones mensuales, las cuales se elaborarán en el mes siguiente al de la evaluación, con información remitida por los Participantes hasta los días veinticinco (25) calendario del mes de elaboración, que subsana la información preliminar considerada según lo establecido en el numeral 7.21. Si teniendo en consideración dicha información, no se logre la consistencia deseada según lo dispuesto en el numeral 9, el COES podrá usar la mejor información disponible.*

El COES publicará en su portal de internet el reporte de la LVTP preliminar correspondiente a la reliquidación en el primer día calendario (día calendario del mes siguiente al mes de elaboración.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES, hasta las 24:00 horas del segundo día calendario del mes de elaboración. En esta misma oportunidad, el COES podrá retirar o incluir Demanda Coincidente asociado a Retiros No Declarados que no fueron consignados.

El COES publicará en su portal de internet el reporte de la LVTP final correspondiente a la reliquidación, en el tercer día calendario día calendario del mes siguiente al mes de elaboración. La información consignada tendrá calidad de información definitiva, salvo las excepciones estipuladas en el numeral 7.11

La reliquidación mensual se incluirá en la liquidación mensual inmediata siguiente, cuya notificación se realizará según lo dispuesta en el numeral 10.2

- 10.4 *Los pagos por Liquidación Transferencias de Potencia y Compensaciones mensuales al SPT y SGT se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la recepción de la factura, la cual será emitida luego de la notificación del Informe LVTP por parte del COES."*

6. Reenumerar el numeral 10 por numeral 11 del PR-30 de acuerdo con la siguiente redacción:

"11. COMPENSACIONES MENSUALES AL SPT Y SGT

Las compensaciones mensuales al SPT y SGT corresponderán a los Peajes por Conexión, Peajes por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado. Dichos montos serán determinados conforme lo establezca OSINERGMIN en cada fijación de Precios en Barras.

Los montos mensuales que sean recaudados por cargos incorporados en el Peaje Unitario Total y que no pertenezcan a titulares SPT y SGT serán pagados a los respectivos destinatarios indicados en las resoluciones que establezca Osinergmin.

El Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado para aquellos tramos que conforman la red de transmisión del SGT y que entren en operación comercial durante un determinado período tarifario vigente, deberá considerar el monto a percibir para el primer periodo de fijación anual que establezca Osinergmin, así como el periodo de recuperación que dicho organismo defina, para fines de valorización de transferencias:

- 11.1 *Compensaciones Mensuales por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión*

Las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peajes por Transmisión serán pagadas, a todos aquellos destinatarios considerados en el Peaje Unitario

Total, por los Participantes en proporción directa a su Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión.

La Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión de cada Participante será igual al mayor de los siguientes valores:

11.1.1 La suma del producto de sus Demandas Coincidentes por el Peaje Unitario Total.

11.1.2 La Recaudación Real Total Mensual por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión informada por los Participantes al COES con carácter de declaración jurada.

La Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión del Sistema es igual a la suma de las Recaudaciones Totales por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión de todos los Participantes.

11.2 Compensaciones por Ingreso Tarifario Esperado

Las compensaciones mensuales por Ingreso Tarifario serán pagadas, a todos aquellos destinatarios considerados en el Ingreso Tarifario Esperado, por los Participantes Generadores en proporción directa a sus Ingresos por Potencia.

11.3 Saldo por Peaje por Conexión

El Saldo por Peaje por Conexión de cada Participante, es igual a la diferencia entre la Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión de cada Participante menos la compensación mensual por el Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión que le corresponde pagar.”

7. Modificación del numeral 11 (reenumerado numeral 12) del PR-30, de acuerdo con la siguiente redacción:

“12. VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Para cada Participante se determinará mensualmente su Saldo de Potencia Neto, el cual equivale al valor económico que resulte de su Ingreso por Potencia en caso corresponda, menos su Pago por Capacidad, determinados según los numerales 12.2 y 12.1, respectivamente.

Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada Participante económicamente deficitario a los Participantes económicamente excedentarios, se debe prorratear su Saldo de Potencia Neto en la proporción en que cada Participante económicamente excedentario participe en el saldo positivo total.

12.1 Pagos por Capacidad

12.1.1 (...)

12.1.2 El Pago por Capacidad de cada Participante será igual a la suma de los productos de sus Demandas Coincidentes por el Precio de Compra de Potencia que le corresponda, más su Saldo por Peaje por Conexión determinado en el numeral 11.3.

12.1.3 (...)

12.1.4 (...)

12.2 Ingresos por Potencia

(...).

12.3 Ingreso Garantizado por Potencia Firme Requerido por el Sistema

(...)

12.3.1 Potencia Firme Remunerable

12.3.1.1 (...)

12.3.1.2 (...)

12.3.1.3 (...)

12.3.1.4 (...)

a. (...)

b. (...)

c. (...)

c.1. (...)

c.2. Los Costos Variables de cada Unidad de Generación, calculados según el numeral 7.13 del presente Procedimiento, con las consideraciones indicadas en el numeral 12.3.3, cuando corresponda.

c.3. (...)

c.4. (...)

c.5. (...).

Las potencias de cada Unidad de Generación resultantes del despacho económico de potencia se denominan Potencias Disponibles Despachadas.

d. (...)

e. (...)

12.3.2 Ingreso Garantizado por Potencia Firme

12.3.2.1 Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las Barras en bornes de generación. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en bornes de generación, multiplicándolo por el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado será igual a uno (1), y posteriormente será evaluado según el numeral 12.3.2.3.

12.3.2.2 (...)

12.3.2.3 (...)

12.3.2.4 (...)

12.3.2.5 (...).

12.3.3 Incentivos a la Disponibilidad

- 12.3.3.1 *En caso de que alguna Unidad de Generación supere los valores referenciales máximos de indisponibilidad anual y/o mensual indicados en el Procedimiento Técnico del COES PR-25 "Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación", o el que lo modifique o reemplace, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un Costo Variable igual al Costo de Racionamiento.*

No se aplicará este considerando para aquellas centrales de cogeneración calificadas que hayan operado con producción asociada de calor útil durante el mes en valorización.

- 12.3.3.2 *En caso de que alguna Unidad de Generación no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible, según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación", o el que lo modifique o reemplace, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un Costo Variable igual al Costo de Racionamiento. Este incentivo será aplicable para la fracción de su potencia efectiva no garantizada.*

No se aplicará este considerando para aquellas Centrales de Cogeneración Calificadas que hayan operado con producción asociada de calor útil durante el mes en valorización.

- 12.3.3.3 *La Unidad de Generación que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en 12.3.3.1 y/o 12.3.3.2, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia que no podrá ser superior al 10% de la suma de sus Ingresos por Potencia de los doce meses previos al de valorización.*

- 12.3.3.4 *El descuento se determina en función de la magnitud del riesgo en que se coloca al sistema eléctrico, el cual será determinado tomando en cuenta el máximo racionamiento de potencia registrado en el mes, durante las Horas Punta del Sistema, considerando la ecuación (2).*

$$D_i = D_{in} \times PPB \times \frac{P_{ri}}{MD} \dots (2)$$

Considerando: $P_{ri} = D_{in} \times \frac{P'_{ri}}{\sum P'_{ri}}$ y $P'_{ri} = P_{di} - P_{gi}$

Donde:

D_i : Descuento en los Ingresos por Potencia de la Unidad de Generación i

PPB : El Precio de Potencia en bornes de generación, sin peajes

P_{ri} : Potencia Restringida de la Unidad de Generación i

P'_{ri} : Pérdida de generación de cada Unidad de Generación i asociada a la D_{in}

D_{in} : La Máxima Demanda Insatisfecha del mes de evaluación

P_{di} : Potencia programada por la Unidad de Generación i en el último Programa Diario de Operación (PDO) en el periodo que ocurrió la D_{in} .

P_{gi} : Potencia generada por la Unidad de Generación i en el periodo que ocurrió la D_{in}

MD : Máxima Demanda Mensual a nivel de generación

Teniendo en cuenta la siguiente restricción:

$$D_i \leq 10\% IP_i$$

Donde:

IP_i : Suma de los Ingresos por Potencia de la Unidad de Generación i de los doce meses previos al de valorización.

La sumatoria de todos los D_i determinados en el mes en evaluación será distribuida entre las demás Unidades Generadoras que no estén incluidas en las condiciones 12.3.3.1 y 12.3.3.2, en proporción a sus Potencias Firmes Remunerables del mes en evaluación.

12.4 Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema

(...).

12.4.1 Proyección de Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema

12.4.1.1 (...).

12.4.1.2 (...).

12.4.1.3 (...).

12.4.1.4 (...)

12.4.2 Ingresos Adicionales por Potencia Generada Provisionales Mensuales

12.4.2.1 (...)

12.4.2.2 El Factor Constante del Precio Horario de Potencia (FCPHP) para el período anual en evaluación se calcula, según la ecuación (4).

$$FCPHP = \frac{IAPG}{\sum_{k=1}^{N_G} FIHP_k} \dots (4)$$

Donde:

$FCPHP$: Factor Constante del Precio Horario de Potencia

$IAPG$: Monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada calculado de acuerdo al numeral 12.4.1.4.

$FIHP_k$: Factor de Ingresos Horarios de Potencia para la Unidad de Generación k .

N_G : Número de Unidades de Generación del Sistema.

12.4.2.3 (...)

12.4.2.4 (...)

12.4.2.5 (...)

12.4.2.6 El Ingreso Adicional por Potencia Generada ($IAPGM_e$) del Participante Generador e , para el mes en evaluación, se calcula según la ecuación (8).

$$IAPGM_e = \sum_{k=1}^{N_e} IAPGM_k \dots (8)$$

Donde:

$IAPGM_e$: Ingreso Adicional por Potencia Generada ($IAPGM_e$) del Participante Generador e .

$IAPGM_k$: Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada Unidad de Generación k .

N_e : Número de Unidades de Generación del Participante Generador e .

Los numerales 12.4.2.1 a 12.4.2.6 se evalúan mensualmente. Para el cálculo provisional del Ingresos Adicionales por Potencia Generada de cada Participante Generador, se considerará el valor resultante de la multiplicación del $IAPGM_e$ de cada Participante Generador por el factor resultante del cociente del ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema del mes de evaluación entre la suma de las $IAPGM_e$ del mes de todos Participantes Generadores.

12.4.3 Liquidación Anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada

12.4.3.1 El COES evalúa nuevamente los puntos 12.4.2.1 a 12.4.2.6 para cada mes del período mayo-abril inmediato anterior, considerando en todos los casos, valores ejecutados para todos los parámetros. Esto dará como resultado los Ingresos Adicionales por Potencia Generada ($IAPGM_e$) reales del Participante Generador y, para cada uno de los doce (12) meses de dicho período.

12.4.3.2 Para cada Participante Generador, se evalúa la diferencia entre la sumatoria de los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados según 12.4.2) y pagados durante los doce (12) meses del período mayo-abril inmediato anterior; y, la sumatoria de los montos reales mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada, calculados en el numeral anterior, para los doce (12) meses del mismo período. Los Participantes Generadores con saldos positivos (D_i) se constituirán

en deudores y los Participantes Generadores con saldos negativos (A_i) se constituirán en acreedores.

12.4.3.3 (...).

12.5 Recálculo

12.5.1 *El Saldo de Potencia Neto determinado mensualmente para cada Participante, considera los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGM_e), calculados de acuerdo con el numeral 12.4.2.*

Realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada de acuerdo con el numeral 12.4.3 se lleva a cabo un recálculo de los Saldos de Potencia Netos mensuales con la consiguiente liquidación anual de la Liquidación de Transferencias de Potencia, la que tendrá lugar a más tardar el 31 de mayo de cada año."

8. Incorporar Disposiciones Transitorias, de acuerdo con la siguiente redacción:

"DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Primera. – *El presente Procedimiento entrará en vigencia el primer día calendario del séptimo mes siguiente a su publicación, con excepción del numeral 6.2.5.*

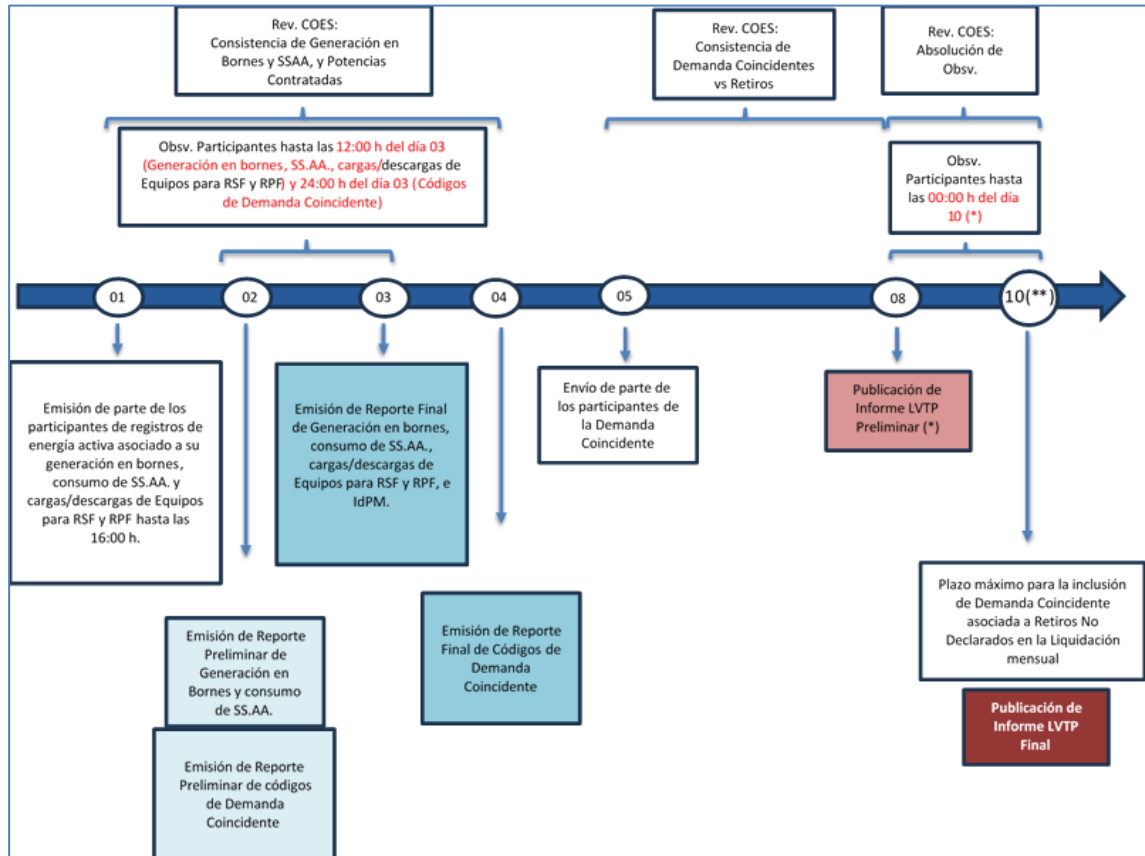
Segunda. – *Los Participantes tendrán como plazo máximo para el envío al COES de los certificados de contrastación sobre lo señalado en el numeral 6.2.5 del presente procedimiento, hasta un día antes que el presente procedimiento entre en vigencia según lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria Transitoria.*

Tercera. – *En el caso de las facturas que emitan los Participantes con Asignaciones de Retiros No Declarados a los Agentes que los hayan ocasionado, el plazo de pago será de diez (10) días calendario."*

9. Incorporación del Esquema A y Esquema B al PR-30, de acuerdo con la siguiente:

“ESQUEMA A

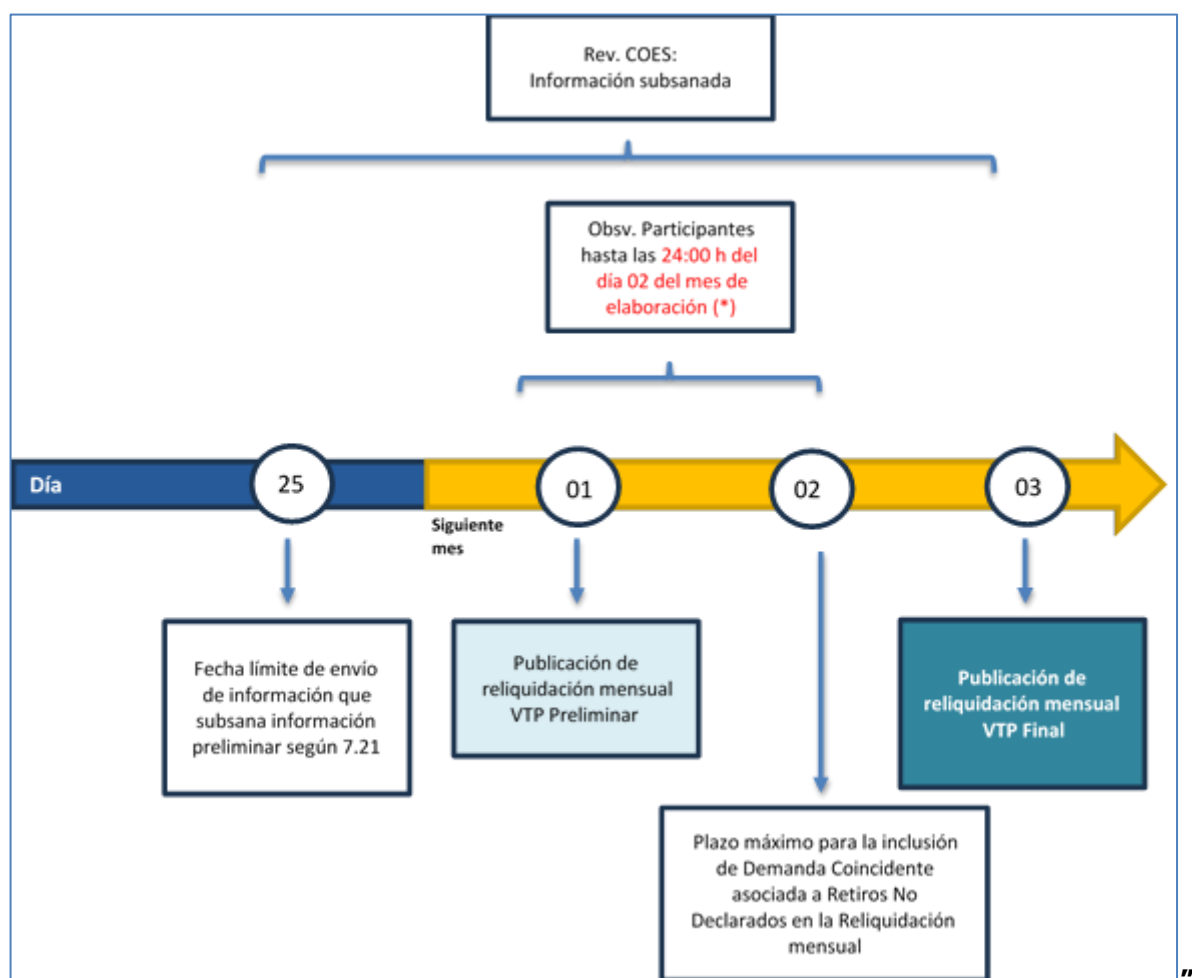
PLAZOS IMPORTANTES PARA LAS LVTP MENSUALES



(*) Incluye consolidado de Demanda Coincidente. Ver numeral 10.2

(**) Este día variará si no fuera hábil. Ver numeral 10.2

ESQUEMA B
PLAZOS IMPORTANTES PARA LAS RELIQUIDACIONES VTP MENSUALES



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

I. Análisis de la constitucionalidad y legalidad de la propuesta

1. Competencia normativa de Osinergmin para aprobar y/o modificar los Procedimientos Técnicos del COES N° 10 y N°30 y el Glosario

Osinergmin ejerce la función normativa contemplada en el literal c) del artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la cual comprende la facultad de dictar, en materia de su respectiva competencia, los reglamentos, normas que regulen los procedimientos a su cargo, otras de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios.

Esta competencia es recogida en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM (“Reglamento General de Osinergmin”) en el cual se dispone como atribuciones del Regulador, el dictar, de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general y/o particular, como en el presente caso, aplicables a las entidades relacionadas al sector energía.

A su vez, en el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, se establece como función del Consejo Directivo el ejercer la función normativa de Osinergmin, de manera exclusiva, a través de resoluciones.

Dentro del marco legal sectorial, en el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley 28832”), se establece que los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del mercado de corto plazo (“Procedimientos Técnicos”), deben ser elaborados por el Comité de Operación Económica del Sistema (“COES”), para su aprobación por Osinergmin.

Por su parte, de acuerdo a lo previsto en los numerales 5.1 y 5.2 del artículo 5 del Reglamento del COES, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM (“Reglamento COES”), la Dirección Ejecutiva del COES, elabora las propuestas de procedimientos a presentarse a Osinergmin para su aprobación, acompañados de los respectivos estudios detallados que sustenten la propuesta, que contiene entre otros: (i) La identificación del problema; (ii) Las alternativas propuestas; (iii) El análisis de impacto de la alternativa seleccionada; y (iv) El monitoreo y evaluación.

Asimismo, conforme al referido reglamento, el COES debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por Osinergmin, la cual incluirá como mínimo: objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

Mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó La “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), disponiéndose en su artículo 5, que la elaboración de los Procedimientos Técnicos puede realizarse por iniciativa del COES o a solicitud del Osinergmin.

En el artículo 7.4 de la Guía se señala que las propuestas de modificación a los Procedimientos Técnicos vigentes seguirán el mismo procedimiento para la aprobación de nuevos Procedimientos Técnicos.

El marco normativo ha otorgado al COES la facultad/derecho de iniciar el procedimiento de aprobación de un Procedimiento Técnico o la modificación de uno ya existente, siguiendo las disposiciones contenidas en la Guía.

En correspondencia, Osinergmin, tiene la obligación de iniciar el procedimiento administrativo de aprobación y/o modificación de los Procedimientos Técnicos en el ejercicio de sus competencias.

2. Amparo normativo sobre el contenido de los Procedimientos Técnicos del COES N° 10, N° 30 y del Glosario

En el artículo 32 de la Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), se establece que los integrantes el COES están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que el COES emita.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido el artículo 107 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”) la valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes sea efectuada y registrada por el COES de forma mensual. De igual manera, en el artículo 109 de este reglamento se dispone que el valor económico de la transferencia de potencia entre generadores se efectuará mensualmente.

En virtud de los literales g) y h) del artículo 14 de la Ley 28832, el COES tiene como función determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES, así como administrar el Mercado de Corto Plazo (“MCP”).

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (“Reglamento MME”), bajo el amparo de lo previsto en el artículo 11 de la Ley N° 28832.

Sobre la base de lo dispuesto en el Reglamento MME, con fecha 16 de septiembre de 2017 se publicó, en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 187-2017-OS/CD mediante la cual se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” (“PR-10”). Dicho procedimiento fue

posteriormente modificado con las Resoluciones N° 090-2019-OS/CD, N° 161-2020-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD.

De otro lado, mediante Resolución N° 200-2017-OS/CD publicada el 28 de setiembre de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" ("PR-30"). Este procedimiento fue modificado con Resolución N° 161-2020-OS/CD.

Con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES ("Glosario").

II. Descripción del problema

En la aplicación de los PRs 10 y 30, se han identificado aspectos de mejora que versan sobre la evaluación de consistencia y reordenamiento del proceso de liquidación, así como dictar disposiciones sobre los Retiros No Declarados ("RND").

El COES informa que en los últimos meses se han presentado distintos casos de información a la que denomina corregida o completada, por parte de los participantes, la cual ha sido remitida fuera de los plazos establecidos pero que se ha tomado en cuenta por considerarse "mejor información", lo que ha afectado a las decisiones del COES en cuanto a las liquidaciones.

De otro lado, refiere el COES que el MCP ha dado lugar a la existencia de diversas modalidades de Retiros No Declarados ("RND"), suscitándose controversias que representan un problema en el MCP al derivarse en excesos o déficit de retiros no declarados respecto de los consumos totales, siendo necesario dictar precisiones para la claridad de los participantes.

III. Fundamentos de la propuesta

1. Objetivos de la iniciativa

El PR-10 tiene como objeto la determinación de la liquidación de las valorizaciones de transferencias de energía activa entre Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad ("MME") y de la liquidación de las valorizaciones de servicios complementarios e inflexibilidades operativas y otras compensaciones.

El PR-30 tiene por finalidad determinar las liquidaciones de la valorización de las Transferencias de Potencia entre Participantes del MME y las Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión ("SPT") y Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT").

El objetivo de la propuesta de modificación de ambos procedimientos y del Glosario consiste la evaluación de consistencia y reordenamiento del proceso de liquidación, así como dictar disposiciones sobre los RND. Con ello, se busca dotar de mayor

predictibilidad a los procedimientos en mención y mejorar su aplicación por parte del COES y los agentes, teniendo en cuenta que en el transcurso del tiempo se han producido modificaciones normativas.

2. Análisis de la propuesta

2.1 De ese modo, las modificaciones del PR-10 y PR-30 serán las que se describen a continuación:

- El monitoreo de los límites de potencia contratados de los distribuidores y usuarios libres que no participen en el MCP.
- La optimización de la metodología para la evaluación de la consistencia de la información de los participantes y el alcance para la evaluación de la consistencia de cada tipo de información, tales como retiros, demanda coincidente, generación en bornes y RND, a efectos de hacer el proceso más claro y predecible.
- La especificación, en los procedimientos técnicos, de su actuación cuando se presente una inconsistencia sobre RND y el consumo del cliente asociado, proponiendo una regla para determinar en qué situaciones las asignaciones quedarían en calidad de preliminar y en cuáles como definitiva o provisional.
- El establecimiento de subprocesos en las liquidaciones para cerrar gradual y secuencialmente la información a utilizar en el proceso de liquidación, indicando cuál es la información que debe emplearse.
- La inclusión de precisiones sobre el cálculo de los factores de proporción y factores de pérdidas medias respecto a que los retiros no pueden ser valores negativos.
- La optimización de los procedimientos que establecen reglas, plazos y métodos para las liquidaciones.

2.2 Se propone agregar al Glosario, los términos “código de demanda coincidente” y “código de retiro”.

IV. Análisis costo – beneficio

Beneficios

La propuesta de nuevo PR-10 y nuevo PR-30 tiene los siguientes beneficios:

- Se define el alcance de la evaluación de la información a ser considerada en las liquidaciones y se establece una metodología para ello, delimitando subprocesos necesarios dentro del proceso general de las liquidaciones, así como sus plazos, etapa de observaciones por parte de los participantes, entre otros aspectos.

- Establece reglas claras y predecibles en el caso de controversias de participantes, monitoreo del MCP a cargo del COES y el análisis de distintas modalidades de consumos suministrados por más de un participante.

Costos

Con la adopción de la propuesta normativa no se identifican mayores costos existentes que impliquen impactos adicionales.

V. Indicadores de seguimiento

De acuerdo con el artículo 24.1 del Reglamento COES, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, la Oficina de Perfeccionamiento Técnico permanentemente evaluará el desarrollo de las funciones que le han sido asignadas al COES, conforme a los artículos 13 y 14 de la Ley 28832, a fin de proponer al Directorio las mejoras que estime pertinentes.

En el artículo 24.3 del Reglamento COES se dispone que la Oficina de Perfeccionamiento Técnico elabora un Plan Anual para el desarrollo de sus funciones, el cual es aprobado por el Directorio y publicado en el Portal de Internet del COES antes del 31 de enero de cada año.

Asimismo, presenta al Directorio reportes periódicos y a pedido especial sobre el desarrollo por parte del COES de las funciones que le han sido asignadas, estos reportes pueden incluir recomendaciones o el establecimiento de un plan de mejoras.

En el artículo 7.1 de la Guía se dispone que durante los meses de abril, agosto y diciembre se recibirán las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual.

De ese modo, para el cumplimiento de las funciones del COES, se han establecido un plan de mejoras, incluyéndose propuestas de mejoras en los procedimientos técnicos que aprueba Osinergmin.

En ese sentido, se verifica una constante actualización de los procedimientos técnicos, monitoreando el cumplimiento de las modificaciones efectuadas.

VI. Análisis del impacto en la legislación nacional

La propuesta normativa implica una modificación de los PR-10 y PR-30 vigentes, y su derogación para ser sustituidos por nuevos procedimientos que contienen los cambios normativos.

Asimismo, la propuesta normativa implica la modificatoria del Glosario, al incorporar en el mismo nuevas definiciones.