

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD

Lima, 26 de mayo de 2026

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, los Organismos Reguladores ejercen la función normativa, la cual comprende la facultad de dictar, en materia de su respectiva competencia, los reglamentos y normas que regulen los procedimientos a su cargo, de carácter general y/o de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios. En tal sentido, conforme a lo establecido en 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 Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, normas de carácter particular como en el presente caso, aplicables a las entidades del sector energía;

Que, en el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley N° 28832"), se establece que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") consiste en elaborar para aprobación de Osinergmin, los procedimientos en materia de operación del sistema eléctrico interconectado nacional ("SEIN") y de administración del mercado de corto plazo;

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, en el artículo 5.1 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala 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 para la aprobación de los Procedimientos Técnicos del COES. Esta Guía fue modificada posteriormente mediante 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 aprobación y/o modificación de un procedimiento técnico debe estar dirigida a Osinergmin, adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

Que, en cumplimiento de la normativa sectorial y habiendo seguido el proceso y atendido los requisitos establecidos en la Guía, mediante Resolución N° 187-2017-OS/CD se publicó el

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD

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 entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, las liquidaciones de las valorizaciones de transferencias de energía activa y de servicios complementarios e inflexibilidades operativas y otras compensaciones;

Que, de igual modo, con Resolución N° 200-2017-OS/CD, se publicó 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”), cuyo objetivo es determinar entre participantes del mercado mayorista de electricidad, las liquidaciones de la valorización de las transferencias de potencia y las compensaciones al sistema principal de transmisión y sistema garantizado de transmisión;

Que, 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 del COES”);

Que, el COES mediante Carta N° D-133-2025 del 27 de febrero de 2025, presentó una propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario del COES, señalando que, de la aplicación de los referidos procedimientos, se han identificado oportunidades de mejora, relacionados con los siguientes aspectos: i) Monitoreo del consumo máximo permitido de distribuidores y usuarios libres en el mercado de corto plazo (“MCP”); ii) Evaluación de la consistencia de la información remitida por los participantes; iii) Tratamiento de situaciones de inconsistencia entre los retiros declarados por los participantes y el consumo de clientes en el MCP; iv) Ordenamiento de subprocesos vinculados a las liquidaciones y sus actualizaciones; v) Mejoras en el tratamiento de los retiros no declarados; y, vi) Precisiones en la redacción a fin de dotar al procedimiento de mayor claridad, predictibilidad y seguridad jurídica;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 1271-2025-GRT del 28 de mayo de 2025, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-10 y PR-30 y del Glosario del COES, otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo, mediante Carta N° COES/D-698-2025 del 26 de junio de 2025, remitió a Osinergmin la respuesta a las observaciones;

Que, mediante Resolución N° 114-2025-OS/PRES, publicada el 3 de septiembre de 2025, se difundió el proyecto de resolución que modifica el PR-10, el PR-30 y el Glosario; concediéndose un plazo de 30 días calendario a fin de que los interesados remitan sus sugerencias, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en 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 en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas: Engie Energía Perú S.A.A., Pluz Energía Perú S.A.A., Orizone Business & Technology S.A.C., Red de Energía del Perú S.A., Atria Energía S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Electronorte S.A., Hidrandina S.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., Kallpa Generación S.A., Energía Renovable del Sur S.A., Empresa de Electricidad del Perú S.A., Luz del Sur S.A.A., Hidroeléctrica Huanchor S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A. y del propio COES;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD**

Que, con fechas 10 de octubre de 2025 y 21 de abril de 2026, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficios N° 2061-2025-GRT y N° 580-2026-GRT, los comentarios presentados, solicitándole su opinión, habiéndose atendido el requerimiento, mediante Cartas N° COES/D-1278-2025 y N° COES/D-397-2026 del 11 de diciembre de 2025 y 18 de mayo de 2026, respectivamente;

Que, por su parte, mediante Oficio N° 426-2026-GRT del 25 de febrero de 2026, Osinergmin solicitó al COES que remita precisiones y sustento sobre su opinión efectuada; las cuales fueron atendidas con Carta N° COES/D-326-2026 el 17 de abril de 2026;

Que, la propuesta presentada, la respuesta a las observaciones efectuadas, los comentarios, así como la opinión del COES y la información complementaria remitida, han sido analizados en el Informe Técnico [N° 322-2026-GRT](#) y en el Informe Legal [N° 323-2026-GRT](#), habiéndose aceptado aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo de los procedimientos técnicos. Teniendo en consideración, la cantidad de modificaciones en el extenso de los procedimientos resulta conveniente aprobar nuevos textos, facilitándose así un adecuado manejo por parte de los administrados en un documento integrado. Por consiguiente, corresponde la aprobación de los nuevos PR-10 y PR-30 y la modificación del Glosario del COES;

Que, a partir del análisis técnico efectuado y la nueva definición de "Grupo" a ser incorporada en el Glosario, resulta necesario retirar el término "Grupo" y su significado, contenido en el numeral 3.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia";

Que, por otro lado, mediante Resolución N° 21-2026-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia". Al respecto, se ha verificado que, existe un error material contenido en el denominador del segundo sumando de la fórmula inicial del numeral 4.1, debiendo completar de "DT_RER" a "DT_RER_Tot" de acuerdo con el propio sustento de la referida resolución. Esta rectificación se efectúa al amparo de lo establecido en el artículo 212 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico [N° 322-2026-GRT](#) y el Informe Legal [N° 323-2026-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, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; 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° 006-2026-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 17-2026, de fecha 26 de mayo de 2026.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar 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), contenido en el Anexo 1, el mismo que será vigente a partir del 1 de octubre de 2026, dejando sin efecto en dicha oportunidad el aprobado con Resolución N° 187-2017-OS/CD, salvo lo previsto en el numeral 7.6 del PR-10 aprobado en la presente resolución, que entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial.

Artículo 2.- Aprobar 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), contenido en el Anexo 2, el mismo que será vigente a partir del 1 de octubre de 2026, dejando sin efecto en dicha oportunidad el aprobado con Resolución N° 200-2017-OS/CD.

Artículo 3.- Incorporar los términos: “Código de Demanda Coincidente”, “Código de Retiro” y “Grupo” en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, según lo siguiente:

“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.*”

“Grupo: *Para el caso de las centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y toda aquella tecnología que emplee un generador síncrono, se refiere al arreglo motor primo y generador.*

Para el caso de la generación RER No Convencional, se refiere a la agrupación de todos los aerogeneradores, módulos fotovoltaicos u otros equipos de conversión que transforman Recursos Energéticos Renovables en energía eléctrica que pueden operar de manera conjunta conectados eléctricamente en una misma barra.”

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, según lo siguiente:

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

“Barra de Entrega del Generador: *Corresponde a la barra donde el Grupo se conecta al(los) transformador(es) elevador(es) que permite(n) su conexión al SEIN.*”

Artículo 5.- Derogar el término “Grupo” y su significado contenido en el numeral 3.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”; tanto del aprobado con Resolución N° 128-2020-OS/CD desde el día siguiente de la publicación y del aprobado con Resolución N° 19-2026-OS/CD, a partir del 01 de agosto de 2026.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD**

Artículo 6.- Rectificar el error material contenido la primera fórmula del numeral 4.1 del Anexo IV del texto del Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, aprobado con Resolución N° 21-2026-OS/CD, completando en el denominador del segundo sumando el término “DT_RER_Tot” en lugar de “DT_RER”.

Artículo 7.- 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° 322-2026-GRT](#) y el Informe Legal [N° 323-2026-GRT](#), en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

Disposición Complementaria Final

Única. - Las facturas emitidas por los Participantes Generadores como consecuencia de la asignación de Retiros No Declarados son de obligatorio cumplimiento y su pago se efectúa por los Agentes responsables en un plazo máximo de diez (10) días calendario contados desde su recepción. Los Participantes Generadores deben incorporar en dichas facturas todos los cargos y obligaciones económicas asociados a los consumos efectuados, se liquiden o no en el Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo previsto en la normativa aplicable.

**Aurelio Ochoa Alencastre
Presidente del Consejo Directivo (e)**

ANEXO 1

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-10
LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ACTIVA Y DE LA VALORIZACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS		

1. Objetivos

- 1.1 Determinar la liquidación de las valorizaciones de transferencias de energía activa en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- 1.2 Determinar la liquidación de las valorizaciones de servicios complementarios e inflexibilidades operativas y otras compensaciones en el Mercado Mayorista de Electricidad.

2. Base legal

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1002.- Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas .
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM.- Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 052-2007-EM.- Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad.
- 2.7 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.8 Decreto Supremo N° 022-2009-EM.- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 2.9 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.10 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.11 Estatuto del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

3. Abreviaturas y definiciones

- 3.1 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

- 3.2 En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

4. Productos

- 4.1 Informe de Liquidación de Valorización de Transferencias de Energía Activa (LVTEA).
- 4.2 Informe de Liquidación de Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO).

5. Periodicidad

Mensual.

6. Obligaciones

6.1 Del COES

- 6.1.1 Elaborar, emitir y publicar en su portal de internet el Informe LVTEA y el Informe LSCIO de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- 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 mensualmente a Osinergmin, sobre los incumplimientos al presente procedimiento, así como lo relativo a la información de Retiros No Declarados, a fin de que disponga la fiscalización y sanción que corresponda. Sobre esta última información, corresponde informar mensualmente al Ministerio de Energía y Minas para las acciones pertinentes dentro del marco de sus competencias respecto de las obligaciones de las concesionarias de distribución eléctrica, u otras.
- 6.1.4 Implementar una base de datos con la finalidad de almacenar, como mínimo la información indicada en los numerales 6.2.1 y 6.2.2 del procedimiento. Dicha información debe estar disponible en la página web del COES.
- 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 procedimiento.
- 6.1.6 Calcular los valores umbrales de desvíos de acuerdo con lo señalado en el numeral 9.1.5 del procedimiento.

6.2 De los Participantes

- 6.2.1 En caso de Participantes Generadores, remitir al COES, con carácter de declaración jurada, la información sobre las Potencias Contratadas con sus clientes especificada por bloques de demanda (cuando correspondan), Puntos de Suministro, barra de recaudación de exceso de consumo de energía reactiva, Barra de Transferencia y vigencia de sus contratos. En el mismo acto deben solicitar sus Códigos de Retiro.
- 6.2.2 En el caso de Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios, remitir al COES, con carácter de declaración jurada, la información sobre sus Potencias Contratadas

Totales con sus suministradores, Punto de Suministro, barra de recaudación de exceso de consumo de energía reactiva, Barra de Transferencia y vigencia de sus contratos. En la misma oportunidad, deberán 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, siempre que se disponga, la información de los Retiros No Declarados y/o aquella que permita identificar al Agente que incurra en retiros sin cobertura contractual o sin autorización, de acuerdo con los formatos y plazos que el COES defina para tal efecto.
- 6.2.5 Remitir al COES la Información Base, de acuerdo con lo establecido con el presente procedimiento, siendo responsables por la calidad y veracidad de la información remitida.
- 6.2.6 En lo referente a los sistemas de medición y registros de potencia y energía de sus inyecciones y consumos asociados a sus clientes, utilizados para la remisión de información al COES que se indica en el 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", o el que lo sustituya, referido 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 conformidad con lo establecido en el procedimiento y en los formatos que el COES defina, siendo responsables de 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, la información de los Retiros No Declarados y/o aquella que permita identificar al Agente que incurra en Retiros sin cobertura contractual, de acuerdo con los formatos y plazos que el COES defina para tal efecto.
- 6.3.4 Cumplir con las facturaciones (generadores) y/o los pagos (consumidores) en las formas y plazos, de conformidad con lo establecido en el procedimiento, independientemente del tipo de retiro.

7. Criterios

- 7.1 La valorización de las Transferencias de Energía Activa se realiza en las Barras de Transferencia.
- 7.2 A excepción de los casos descritos en el numeral 7.3.3 del procedimiento, los Participantes Generadores tienen Entregas sólo por las inyecciones de las Unidades de Generación de su titularidad; este criterio se mantiene 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). Si existen

compromisos contractuales o compra/venta de Entregas entre Participantes Generadores, estos no son considerados en el Informe LVTEA.

7.3 El COES determina las Entregas de los Participantes según:

7.3.1 Para las centrales adjudicatarias de subasta RER, la Entrega se calcula multiplicando la producción en su Barra de Entrega del Generador descontados los consumos de sus Servicios Auxiliares no contratados con terceros, por el factor de pérdidas medias ("FPMe").

Dichos FPMe son debidamente sustentados por el Participante, cuyo cálculo se realiza según la metodología establecida en la respectiva Nota Técnica. Adicionalmente, los FPMe se presentan o se actualizan en los siguientes casos:

- Para instalaciones de generaciones existentes, cuyo FPMe se actualiza 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 debe 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 ello, presentan 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 determina y aplica un FPMe preliminar para determinar la Entrega. Si no se levantan las observaciones efectuadas por el COES, este debe revisar y actualizar el FPMe preliminar utilizando la mejor información disponible, luego de lo cual dicho FPMe queda como definitivo.

Si el Participante no envía sus FPMe en los plazos establecidos, el COES determina y aplica un FPMe que queda como definitivo.

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

7.3.2 Para los demás casos, las Entregas se determinan a partir de la producción medida en su Barra de Entrega del Generador, 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 éstos se reparte para cada generador a prorrata de su generación en su Barra de Entrega del Generador, 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 (o el que haga sus veces), las Entregas calculadas en el numeral 7.3.2 del presente procedimiento se ajustan 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 utilizan los registros del medidor de energía instalado en la Barra de Transferencia.

De no disponerse de dichos medidores, la energía consumida se refleja a la Barra de Transferencia eléctricamente más cercana, multiplicando la energía consumida por el correspondiente factor de pérdidas medias (Fpead) proveniente de la vigente "Fijación de peajes y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT)", y/o el factor de Pérdidas de Media Tensión (Fpmt) proveniente de la vigente Fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) y/u otro factor adicional.

Si la energía consumida debe reflejarse a más de una Barra de Transferencia, el Participante autorizado para comprar debe determinar los Retiros de Energía en cada una de las Barras de Transferencia eléctricamente más cercanas. Para ello, la energía suministrada se distribuye entre las Barras de Transferencia, mediante porcentajes de reparto, los cuales son 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 pueden ser negativos en ningún caso.

- 7.5 Los Retiros de los Participantes Distribuidores y Participantes Grandes Usuarios corresponden 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 utilizan 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 o Gran Usuario tiene que declarar, en la oportunidad que establece el procedimiento, sus Retiros diarios del MME.

Si la energía no ha sido consumida en una Barra de Transferencia, dicha energía se refleja a la Barra de Transferencia más cercana multiplicando la energía consumida, por el correspondiente Fpead, Fpmt u otros.

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

- 7.6 En caso se presenten Retiros No Declarados, se debe identificar al Agente responsable de los mismos sobre la base de la información remitida por los Participantes y Agentes, conforme a los numerales 6.2.4 y 6.3.3 del procedimiento.

Para los Retiros No Declarados de Usuarios Libres y/o de Distribuidores, el COES debe contar con un registro actualizado de estos retiros y disponer su desconexión ordenando en los primeros 5 días hábiles del mes, se efectúe el respectivo corte en los siguientes 5 días hábiles a cargo del propietario de la Red donde está conectado el Retiro No Declarado, siempre que el referido consumo tuviera la condición sin contrato por 2 meses en reliquidaciones consecutivas o alternadas dentro de los últimos 12 meses, a partir de la vigencia de este numeral. Conforme a lo previsto en el artículo 9.4 del

Reglamento del MME, todos los daños y perjuicios a consecuencia de la desconexión son de exclusiva responsabilidad del Usuario Libre o Distribuidor cuya irregular conducta dio origen a la medida; éstos también son responsables de adoptar las medidas necesarias para evitar cualquier daño a sus instalaciones y a las personas que se encuentren en ellas.

Una vez determinadas las magnitudes de energía de los Agentes que incurrieron en Retiros No Declarados, éstas son asignadas a todos los Participantes Generadores de acuerdo con los Factores de Proporción determinados conforme a la metodología detallada en el Anexo 1 del procedimiento. Esta información es remitida mensualmente por el COES a los Agentes que hayan originado Retiros No Declarados, siendo la asignación del COES a los Participantes Generadores, la facturación de los Participantes Generadores a los responsables y el posterior pago de éstos, de obligatorio cumplimiento en los plazos del procedimiento.

Los Agentes que incurran en Retiros No Declarados deben asumir integralmente los cargos y obligaciones económicas asociados a los consumos efectuados, incluyendo aquellos vinculados a energía, potencia, peajes de transmisión, cargos tarifarios y todos los demás conceptos aplicables conforme a la normativa vigente, sean aquellos que se liquiden en el Mercado Mayorista de Electricidad o fuera de éste (regulados por Osinergmin y/o administrados por el Ministerio de Energía y Minas). Para tal efecto, es una obligación del Participante Generador al que se le asignen dichos retiros, y debe considerar todos los conceptos dentro de la facturación correspondiente y posteriormente trasladarlos al respectivo titular o administrador de los mismos, según corresponda.

- 7.7 En el caso que el consumo de energía de un cliente fuese suministrado simultáneamente por dos o más Participantes Generadores, los Retiros asociados se informan ajustándose a lo establecido en el artículo 102 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas o aquel que lo modifique o sustituya.

Adicionalmente, dichos Participantes Generadores envían 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 realiza 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 corre traslado de la observación al Participante que proporcionó la información involucrada. Esto se efectúa 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 está subsanada, utiliza preliminarmente la mejor información disponible, propia o que le haya sido remitida por otro Participante, a efectos de realizar el Informe LVTEA. Dicha información tiene la calidad de información preliminar. Posteriormente, el COES efectúa 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 aplica 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 señalado 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 procedimiento, el COES utiliza preliminarmente la mejor información disponible a efectos elaborar el Informe LVTEA. El COES informa de ello al Osinergmin, para los fines pertinentes. Dicha información tiene la calidad de información preliminar. Posteriormente, el COES efectúa 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, puede 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.

Si en la reliquidación mensual los Participantes no resuelven la inconsistencia, el COES aplica 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 queda 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 queda como información definitiva.

- 7.12 Si un Participante transfiere su título habilitante (concesión o autorización) a otro Participante, dicho cambio de titularidad, aprobado por la autoridad competente, en instrumento idóneo, se considera 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 El cálculo de la Potencia Máxima MME del mes para cada Participante Distribuidor o Participante Gran Usuario considera el porcentaje establecido en el artículo 2.3 del Reglamento del MME y la máxima demanda registrada en los consumos totales del Participante correspondiente a los 12 meses calendarios previos al mes de valorización. Para ello, se considera cada uno de los Puntos de Suministro con condición de Usuario Libre.
- 7.14 Se considera que los Participantes Distribuidores y los Participantes Grandes Usuarios no consumen, en cada Intervalo de Mercado, una potencia mayor a la Potencia Máxima MME.
- Si 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, existe un valor adicional de potencia no cubierto, este es 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 debe ser respaldada mediante contratos de suministro.

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

8. Información

8.1 Medios

La información requerida en el marco del procedimiento se remite al COES en los medios y formas que éste establezca, lo cual se comunica de manera oportuna.

8.2 Información remitida por los Participantes

- 8.2.1 Los Participantes comunican al COES la información indicada en el numeral 6.2.1 y 6.2.2, según corresponda, a más tardar las 16:00 horas del día anterior al día de consumo. Si no se comunica dicha información en el plazo señalado, se considera que no hay cambio alguno respecto a la información del día anterior.

La declaración del numeral 6.2.1 está exceptuada del plazo establecido en el primer párrafo del presente numeral solo para los casos que correspondan a la cobertura de suministros de Retiros No declarados identificados en las liquidaciones en curso. En estos casos los Participantes comunican al COES dicha información considerando como plazo máximo el establecido 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 entregan al COES, la información indicada en el numeral 6.2.3 y el modelo de reparto indicado en el numeral 7.7, según corresponda, dentro de los cinco (05) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización. Los Participantes pueden actualizar dicha información dentro de los veinticinco (25) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización, momento en el cual queda en calidad de información definitiva. Las actualizaciones se informan a Osinergmin, haciendo referencia a los cambios efectuados respecto a la información lo inicialmente reportado.

- 8.2.3 Los Participantes entregan al COES la Información Base indicada en el numeral 6.2.5, dentro de los cinco (05) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización. La Información Base no entregada dentro de dicho plazo se envía dentro de los veinte y cinco (25) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización, lo cual se informa a Osinergmin haciendo referencia a los cambios efectuados respecto de la información inicialmente reportada.

- 8.2.4 A partir de los resultados de la aplicación del numeral 7.14 y 7.16, los Participantes remiten hasta el veinticinco (25) día calendario del mes siguiente al de valorización, la información complementaria necesaria incluyendo, la desagregación de la Potencia Contratada por Cliente, Punto de Suministro y Barra de Transferencia, u otros criterios que resulten aplicables, a efectos de identificar de manera adecuada los Retiros No Declarados. En caso dicha información no sea remitida, el COES realizará la asignación de los Retiros No Declarados por

cliente, Barra de Transferencia y/o Punto de Suministro, aplicando una asignación proporcional en función a los Retiros.”

8.3 Información para remitir por los Agentes

8.3.1 Los Agentes entregan 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. La Información Base no entregada en dicho plazo se remite dentro de los veinticinco (25) primeros días calendario del mes siguiente al de valorización, lo cual se informa a Osinergmin, haciendo referencia a los cambios efectuados respecto de la información inicialmente reportada.

8.3.2 Los Distribuidores entregan 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 mantiene actualizados en su portal de internet los CMgCP en las Barras de Transferencia.

9. Consistencia de la información remitida

9.1 El COES evalúa 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 tiene en cuenta lo siguiente:

9.1.1 El COES valida 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, el COES evalúa para cada Intervalo de Mercado, las desviaciones porcentuales entre los Retiros y los consumos totales del cliente en el Punto de Suministro, multiplicados por el Fpead, y/o Fpmt y/u otros. Para la aplicación de esta regla general en casos específicos se considera lo siguiente:

9.1.2.1 Para los Retiros de los clientes de los Participantes Generadores cuyos Puntos de Suministro y sus respectivas Barras de Transferencia se encuentran conectados únicamente mediante elementos de transmisión radial sin carga ni generadores conectados, se evalúa la correspondencia directa de los registros de energía medidos.

9.1.2.2 Para los Retiros de Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios cuyos Puntos de Suministro y sus respectivas Barras de Transferencia se encuentran conectados únicamente mediante elementos de transmisión radial sin carga ni generadores conectados, se evalúa la suma del Retiro del Participante y los Retiros de sus respectivos suministradores.

9.1.2.3 Para el caso de Retiros suministrados simultáneamente por dos o más Participantes Generadores, se considerará adicionalmente en la evaluación el modelo de reparto declarado según lo especificado en el numeral 7.7.

Los consumos totales requeridos para la aplicación del numeral 9.1.2 son parte de la Información Base que informan los Agentes, en los plazos estipulados en el presente procedimiento.

- 9.1.3 En relación con la información de los Retiros No Declarados de clientes que no cuentan con un Participante suministrador, el COES calcula la desviación porcentual en cada Intervalo de Mercado, comparando estos Retiros No Declarados con el consumo total del cliente en el Punto de Suministro multiplicados por el F_{pead} , y/o F_{pmt} y/u otros. En el caso de los Retiros No Declarados que corresponden a excesos de consumo no respaldados por un Participante suministrador, el COES calcula 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 multiplicados por el F_{pead} , y/o F_{pmt} y/u otros.

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

- 9.1.4 En relación con las Entregas en los Intervalos de Mercado, cuando el Participante efectúa 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 cumple lo dispuesto en el numeral 5.4.10 de la NTCOTR; estas se someten a una evaluación de consistencia teniendo en cuenta la Información Base y/o 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 comunica dicha observación a los Participantes involucrados conforme a lo establecido en el numeral 7.8.

El valor umbral de desvíos tiene una vigencia mínima de un año, su valor inicial es 1% y puede ser modificado por el COES con el debido sustento técnico. El COES publica 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.

- 9.2 El COES no evalúa la consistencia de la información señalada en los numerales 6.2.5, 6.3.1 y 6.3.2.

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 considera lo siguiente:

- 10.1.1 Para cada Participante, se valorizan sus Entregas y Retiros al CMgCP de cada Barra de Transferencia.
- 10.1.2 Para cada Participante, se determina 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 corresponde al valor

negativo de la sumatoria de los Saldos de Transferencias de todos los Participantes.

- 10.1.3 Para cada Participante, se determina 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 determina 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. El Ingreso Tarifario del MME se asigna 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 es 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 suman 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 proratea su Saldo de Transferencias Neto en la proporción en que cada uno de estos participa en el saldo positivo total. La determinación de los pagos mensuales se expresa en moneda nacional (en S/).
- 10.2 Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO)

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

- 10.2.1 El Saldo de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas Neto de cada Participante es 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, son el resultado de prorratear su Saldo de Servicios e Inflexibilidades Neto en la proporción en que cada uno de estos participa en el saldo positivo total. Las determinaciones de los pagos mensuales se expresan en moneda nacional (en S/). 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 se derivan 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 publica 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 utiliza la mejor información disponible.
- Los Participantes pueden presentar sus observaciones al COES hasta las 12:00 horas del quinto (05°) día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales son absueltas por el COES e incluidas en el reporte final que se publica dicho quinto (05°) día calendario del mes siguiente al de la valorización.
- Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte queda en calidad de información definitiva, salvo los casos descritos en el numeral 7.8 y 7.10. Para dichos casos, la nueva información puede ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.11
- 10.3.2 El COES publica 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 utiliza la mejor información que tenga disponible.
- Dicho reporte también incluye la información de los Códigos de Retiro correspondiente a los consumos sin respaldo de suministro en el MCP.
- Los Participantes pueden presentar sus observaciones al COES hasta las 24:00 horas del tercer (03°) día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales son subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publica el cuarto (04°) día calendario del mes siguiente al de la valorización.
- Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte queda 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 publica en su portal de internet el Informe LVTEA preliminar y el Informe LSCIO preliminar antes de las 24:00 horas del octavo (8°) 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 utiliza la mejor información que tenga disponible.

Los Participantes pueden 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 entiende referido al primer día hábil siguiente. En esta misma oportunidad, el COES puede retirar o incluir Retiros No Declarados.

El COES publica el Informe LVTEA y el Informe LSCIO en su portal de internet, el décimo (10º) día calendario del mes siguiente, que, si resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entiende referido al primer día hábil siguiente. En la misma fecha, el COES efectúa la notificación de los referidos informes, a través de la remisión electrónica del enlace a su portal de internet. Para este efecto, realiza 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 quedan en calidad de información definitiva, salvo los casos descritos en el numeral 7.8 y 7.10. Para dichos casos, la nueva información puede ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.11.

- 10.5 El COES realiza reliquidaciones mensuales, las cuales se elaboran 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 subsane la información preliminar considerada según lo establecido en el numeral 7.11. Si al tener en consideración dicha información no se logra la consistencia deseada conforme lo dispuesto en el numeral 9, el COES utiliza la mejor información que tenga disponible.

El COES publica en su portal de internet los reportes de las LVTEA y LSCIO preliminares correspondientes a la reliquidación, hasta el último día calendario del mes de elaboración.

Los Participantes podrán presentar sus observaciones al COES, hasta las 24:00 horas del segundo día (02º) 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 publica en su portal de internet los reportes de las LVTEA y LSCIO finales correspondiente a la reliquidación, hasta el último día calendario del mes de elaboración. La información consignada tiene calidad de información definitiva, salvo las excepciones estipuladas en el numeral 7.11.

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

- 10.6 Los pagos derivados de los informes publicados según el numeral 10.4 se hacen efectivo dentro de los siete (7) días calendarios siguientes a la recepción de la factura, la cual se emite luego de la notificación de los informes por parte del COES.

Disposición complementaria final

Primera. – El incumplimiento de las obligaciones de los Agentes previstas en el procedimiento constituye materia de supervisión, fiscalización y sanción por parte de Osinergmin, conforme

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD

a la Escala de Multas y Sanciones, aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD, o la norma que la sustituya o complemente. Para tal efecto, el COES informa a Osinergmin los incumplimientos identificados dentro del mes siguiente de haber tomado conocimiento de éstos.

Anexo I

Determinación de los Factores de Proporción

1. Los Factores de Proporción de cada Participante se calculan en el primer mes de cada año calendario.
2. La EFEA de cada Participante corresponde a las Energías Firmes anuales de cada una de sus Unidades de Generación, resultado de la aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Determinación de la Energía Firme y la Verificación de la cobertura de la Energía Anual Comprometida" o el que lo sustituya, que cubran la demanda anual prevista. Para tal efecto, se consideran las Energías Firmes anuales ordenadas en forma ascendente sobre la base de sus Costos Variables vigentes al 31 de diciembre del año anterior. Asimismo, la demanda anual prevista corresponde a aquella considerada en el informe PMPO de enero de cada año.
3. Para el cálculo de EFEA se considera las ventas y compras de Energía Firme que se realicen entre los Participantes, para lo cual se informa la Unidad de Generación a la cual está asociada la venta.
4. Para cada Generador Integrante se determina su Saldo de Energía Anual, para lo cual los Participantes informan sobre sus Ventas de Energía por Contrato a más tardar el quince (15) de enero de cada año. En caso su Saldo de Energía Anual resulte negativo, se considera dicho saldo con valor igual a cero (0).
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 redondea al menor número de decimales posibles en escala porcentual, de modo que la suma 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. El cálculo de los Factores de Proporción se actualiza cuando se produzca:
 - a) Cambio en la titularidad de alguna concesión o autorización de generación. Para este caso se consideran la Energía Firme anual y Ventas de Energía por Contrato que corresponda a cada titular.
 - b) Ingreso y/o retiro en Operación Comercial de Unidades de Generación en el SEIN. Para el caso del ingreso de una Unidad de Generación se toma en cuenta únicamente la información adicional correspondiente a dicha unidad, esto es, la Energía Firme anual contabilizada desde el inicio de Operación Comercial. Para el caso de retiro de una Unidad de Generación se excluye del cálculo su Energía Firme anual.
 - c) Reincorporación del Participante Generador según lo dispuesto en Procedimiento Técnico N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad". Para este caso se considera la Energía Firme, aprobada para el año en curso, de las centrales pertenecientes al Participante.
 - d) Restricción de la participación, suspensión, exclusión, baja del Participante Generador según lo dispuesto en el Procedimiento Técnico N° 02 "Condiciones de Participación en el

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 95-2026-OS/CD**

Mercado Mayorista de Electricidad". Para este caso no se considera Energía Firme anual para dicho Participante.

Para la ejecución del presente numeral 6 se aplican las consideraciones y cálculos que correspondan de los numerales precedentes del Anexo 1.

En la misma oportunidad que ocurran cualquiera de los eventos indicados en los literales a), b), c) y d), los Participantes pueden declarar la exclusión o inclusión de Ventas Anuales de Energía por Contrato y compras o ventas de Energía Firme con terceros, pertenezcan o no al COES. Estas declaraciones deben tener coherencia con los registros de Potencia Contratada declaradas conforme al PR-10 y compras/ventas de Energía Firme declaradas conforme al PR-13.

Los Factores de Proporción actualizados se aplican a partir del día en que ocurra el evento que desencadena la actualización.

Anexo 2

Metodología de asignación de Retiros en caso de inconsistencia en las declaraciones

1. Objeto

El presente Anexo establece las reglas aplicables 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

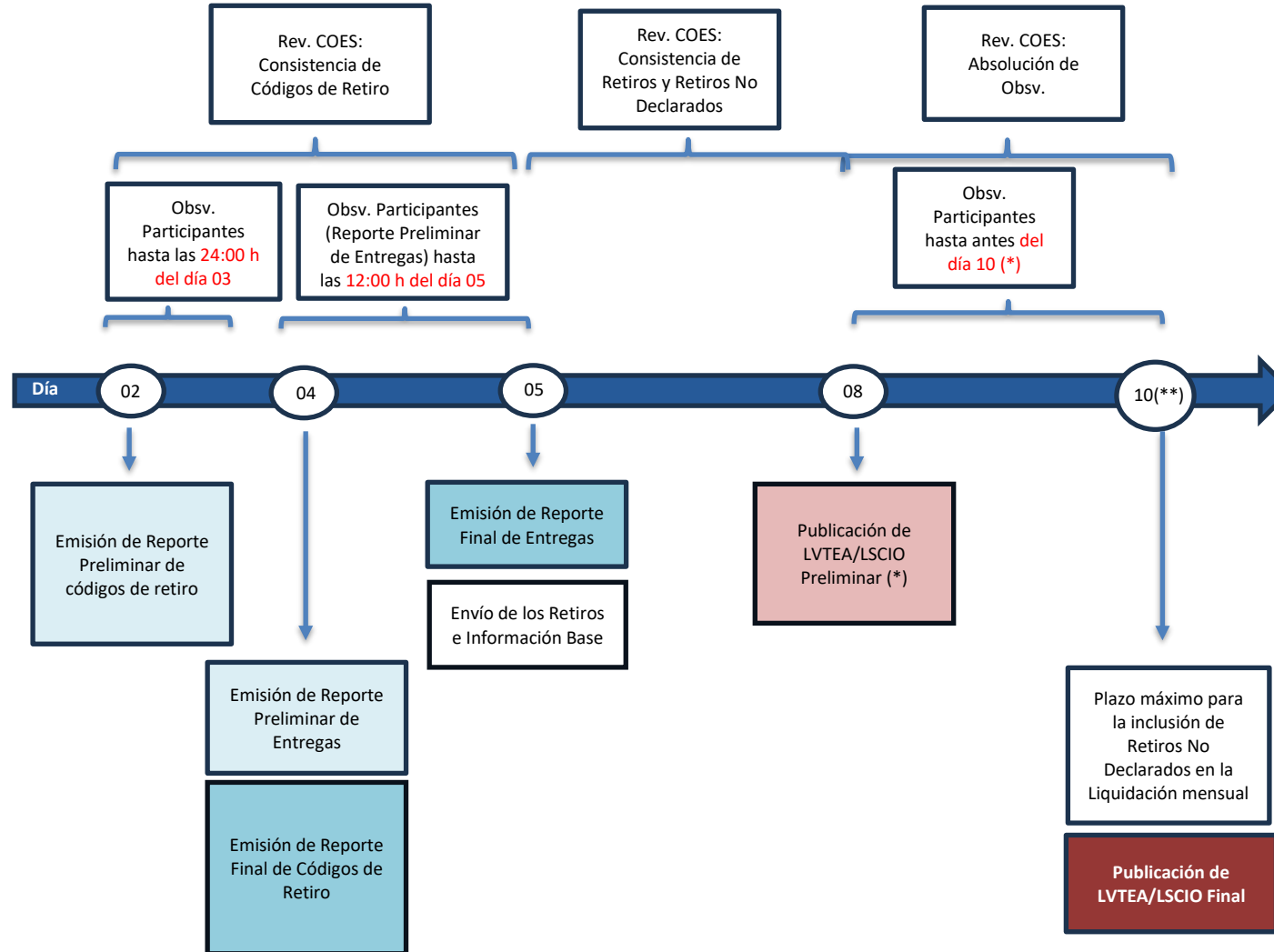
- 2.1 La asignación de Retiros en los procesos de liquidación se efectúa bajo el principio de consistencia de la información, garantizando que todos los consumos del mercado se encuentren representados por Retiros declarados por los Participantes.
- 2.2 En caso de detectarse inconsistencias en la información declarada por los Participantes, el COES aplica una asignación conforme a las reglas establecidas en el presente Anexo.
- 2.3 La asignación puede ser preliminar, definitiva o provisional, de acuerdo con los siguientes criterios:
 - a) Asignación Preliminar: Se aplica en la liquidación mensual cuando se detecte una inconsistencia.
 - b) Asignación Definitiva: Se aplica en la reliquidación mensual si la inconsistencia persiste sin objeción por parte de los Participantes.
 - c) Asignación Provisional: Se aplica si un Participante objeta la Asignación Definitiva. Esta condición se mantiene hasta que las partes involucradas presenten información consistente.

3. Reglas de asignación de retiros en caso de inconsistencias

- 3.1 Cuando se presenta una inconsistencia en las declaraciones de Retiro de parte de los suministradores de un cliente, el consumo total del cliente se asigna entre todos sus suministradores en proporción a la Potencia Contratada declarada, hasta el límite de esta.
- 3.2 En caso la Potencia Contratada se declare por un conjunto de barras, se procede según el caso que aplique:
 - a) Si la Potencia Contratada de todos los Participantes involucrados está declarada para el mismo conjunto de barras, se efectúa 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) Si la Potencia Contratada de al menos un Participante involucrado está declarada por un conjunto de barras que no coincide con el total de las barras involucradas, se disgrega 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 aplican a las declaraciones de Demandas Coincidentes que resulten inconsistentes en la LVTP regulada por el PR-30.

Anexo A

Plazos importantes para las LVTEA/LSCIO mensuales

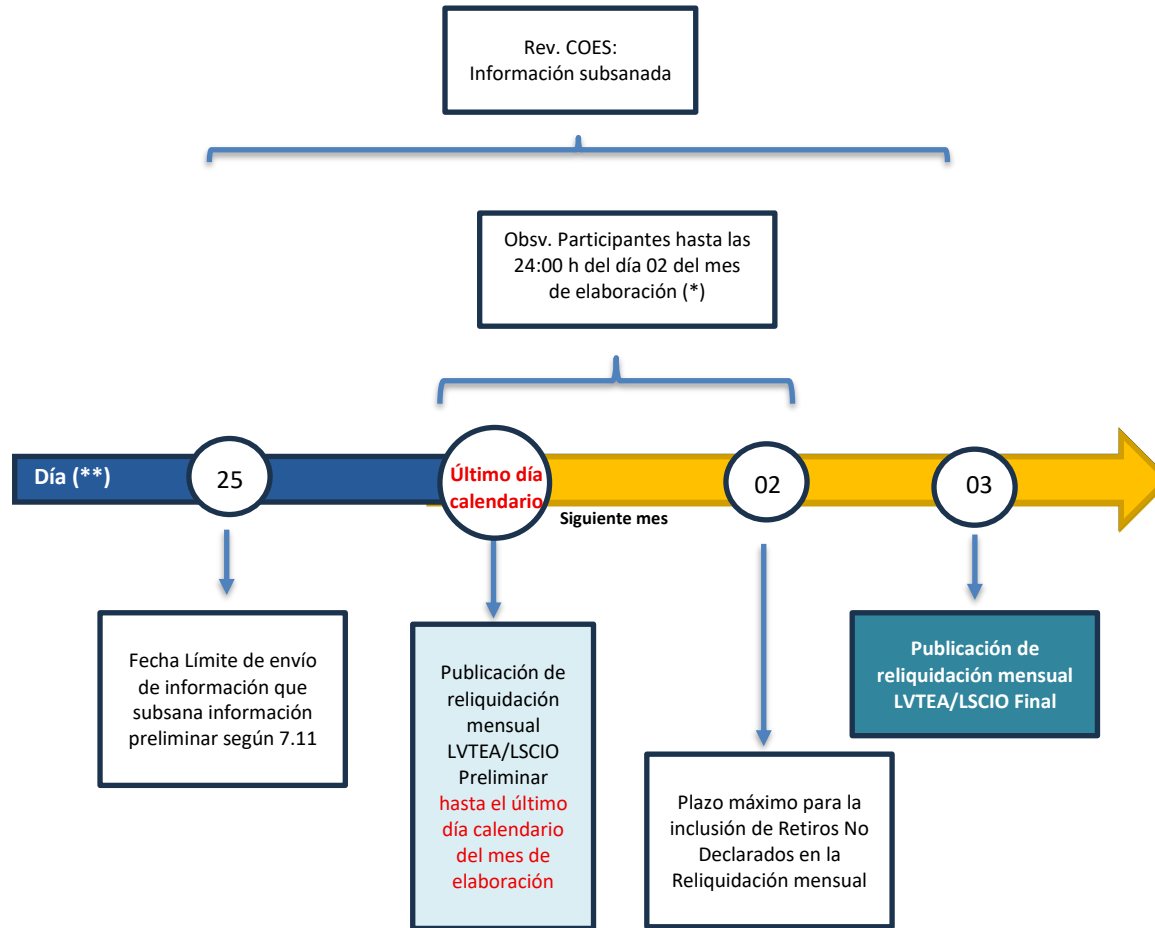


(*) Este día variará si no fuera hábil. Ver numeral 10.4

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

Anexo B

Plazos importantes para las Reliquidaciones VTEA/SCIO Mensuales



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° «osinúmero»**

ANEXO 2

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-30
LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y COMPENSACIONES AL SISTEMA PRINCIPAL Y SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN		

1. Objetivo

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).

2. Base legal

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM - Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2007-EM - Reglamento de Transmisión
- 2.7 Decreto Supremo N° 052-2007-EM - Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad.
- 2.8 Decreto Supremo N° 027-2008-EM - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.9 Decreto Supremo N° 022-2009-EM - Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 2.10 Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.11 Decreto Supremo N° 026-2016-EM - Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad
- 2.12 Estatuto del Comité de Operación Económica del Sistema.

3. Abreviaturas y definiciones

- 3.1 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

3.2 En todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas modificatorias y sustitutorias.

4. Producto

Informe de Liquidación de Valorización de las Transferencias de Potencia (Informe LVTP).

5. Periodicidad

Mensual, a ser presentado en la misma oportunidad del LVTEA al que se refiere el Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" o el que lo reemplace o sustituya.

6. Responsabilidades

6.1 Del COES

- 6.1.1 Emitir y publicar el Informe LVTP de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- 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 los incumplimientos de los Participantes al presente procedimiento, para el ejercicio de sus funciones de fiscalización previstas en la normativa vigente.
- 6.1.4 Calcular los valores umbrales de desvíos de acuerdo con lo señalado en el numeral 9.4 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 (5º) 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 S/), 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 (1er) día calendario del mes siguiente al de valorización, los registros de energía activa de sus Grupos medidos en su Barra de Entrega del Generador, de sus Servicios Auxiliares y de sus Equipos RegFrec, 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 sus Grupos ubicados en la Barra de Entrega del Generador, de sus Servicios Auxiliares y de sus Equipos RegFrec dentro del primer mes luego haber ingresado a Operación Comercial, y cada dos (2) años contado desde el último contraste realizado.

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

Luego de una contrastación, el Participante deberá enviar al COES, en un plazo no mayor a siete (7) días hábiles, el respectivo certificado emitido por la entidad autorizada la cual deberá garantizar la precisión del medidor; caso contrario, será informado a Osinergmin. Las contrastaciones siempre deberán ser realizadas por una empresa externa independiente que no mantenga ningún conflicto de interés con el Participante cuyos equipos de medición patrón estén certificados por el Instituto Nacional de Calidad (INACAL) o quien la sustituya.

7. Criterios

- 7.1 La Valorización de la Transferencia de Potencia de cada Participante es igual a su Ingreso por Potencia (en caso corresponda) menos su Pago por Capacidad.
- 7.2 La Demanda Coincidente de cada Participante para el Intervalo de Punta del Mes (en kW), se utiliza para determinar el Pago por Capacidad y las Compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión.
- 7.3 La Recaudación Real total mensual de cada Participante, por concepto de Peajes por Conexión y Peajes por Transmisión (en S/) cobrada a sus clientes, se determina considerando el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin.
- 7.4 El Precio de Potencia en bornes de generación y el Precio de Potencia mencionado en el literal c. del numeral 6.2.2 corresponde al Precio de Potencia de Punta a Nivel de Generación (en S//kW-mes) vigente establecido por Osinergmin, sin incluir peajes. Dichos precios se redondean a la misma cantidad de decimales que establezca el Osinergmin en la correspondiente fijación de precios en barra.
- 7.5 Si durante el mes materia de valorización se presenta una variación del Precio de Potencia y/o del Peaje Unitario Total por aplicación de factores de actualización que establezca Osinergmin, se utilizan los valores promedio ponderados, considerando para

dichos efectos la cantidad de días de vigencia de cada uno de los citados precios o peajes.

- 7.6 El Precio de Potencia y el Peaje Unitario Total en barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión consideran los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda vigentes, de acuerdo con lo dispuesto en la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" aprobada por Osinergmin o la que la sustituya.
- 7.7 El Peaje Unitario Total, así como los Montos por Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado son los establecidos por Osinergmin en cada fijación de Precios en Barra.
- 7.8 Si una carga nueva se conecta o una carga existente se desconecta de manera permanente al Sistema durante el mes, el Participante declara 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 Si se presenta el cambio de un cliente de un Participante a otro, dentro del mes materia de valorización, cada Participante declara la Demanda Coincidente del cliente que le corresponde, la cual se determina 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.

Si en el transcurso del mes de materia de valorización, un Agente incurre en Retiro No Declarado, se prorroga 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 está cubierto y a los días que no está cubierto, respectivamente.

- 7.10 Si en el proceso de elaboración de la LVTP se detectan inconsistencias entre las Demandas Coincidentes declaradas por los Participantes y el consumo total del cliente, el COES aplica una asignación preliminar conforme a los criterios del Anexo 2 del PR-10.
- 7.11 Para el caso de Participantes Generadores que cuenten con Centrales de Cogeneración Calificadas y los Autoconsumos de Potencia de los procesos productivos asociados a

dichas centrales son suministrados por el mismo Participante Generador, se considera lo siguiente:

- a) Para determinar los Pagos por Capacidad, se considera al Autoconsumo de Potencia como la Demanda Coincidente.
- b) Para determinar las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión, no se considera el Autoconsumo de Potencia.

Los consumos de energía y potencia del proceso productivo asociado al proceso de cogeneración de una Central de Cogeneración Calificada y que superen la producción de dicha central en un Intervalo de Mercado, se respaldan mediante contratos de suministro. En este caso, para determinar los Pagos por Capacidad y las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión, se considera el resultado de la Demanda Coincidente del proceso productivo menos el Autoconsumo de Potencia, siempre que este resultado sea positivo.

- 7.12 La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada Unidad de Generación utilizados para efectos del presente Procedimiento Técnico, corresponden a los valores vigentes al último día calendario del mes materia de valorización. Para el caso de centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado, Centrales de Cogeneración Calificada, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales de generación adicional, se considera como Unidad de Generación a toda la central. Asimismo, para efectos de las Valorizaciones de la Transferencia de Potencia, la Potencia Efectiva de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas se considera con igual valor que su Potencia Firme.
- 7.13 Los Costos Variables calculados a Potencia Efectiva, correspondientes al Intervalo de Punta del Mes, corresponden a los utilizados por el COES para elaborar el PDO de dicho día. Para el caso de Unidades de Generación que puedan operar con más de un combustible o modos de operación, el Costo Variable que se considera en el presente procedimiento corresponde al modo de operación con el cual se logre la mayor Potencia Efectiva.
- 7.14 Cuando se produce el inicio o conclusión de la Operación Comercial de Unidades de Generación en el COES durante un mes, los Ingresos Garantizados por Potencia Firme se determinan de la siguiente manera:
 - a) Se calculan las Potencias Firmes Remunerables e Ingresos Garantizados por Potencia Firme considerando las Unidades de Generación en operación comercial antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) de operación comercial de la(s) unidad(es), ambos casos con el mismo Intervalo de Punta del Mes.
 - b) El Ingreso Garantizado por Potencia Firme final de cada Unidad de Generación es el resultado de la suma de sus Ingresos Garantizados por Potencia Firme calculados anteriormente, multiplicados por el número de días transcurridos antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) de operación comercial de la(s) unidad(es) que les correspondan, y dividido entre el número total de días del mes.
- 7.15 En existe compra/venta de Potencia Firme entre Participantes Generadores o Generadores no integrantes del COES, estas no son consideradas para la determinación del Ingreso Garantizado por Potencia Firme.

- 7.16 La Potencia Horaria real de cada Unidad de Generación, utilizada para la determinación del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema considera a toda aquella potencia que la unidad haya generado por orden del COES, excluyendo a aquella que haya sido solicitada por el titular de la Unidad de Generación.
- 7.17 Las Centrales de Reserva Fría de Generación, adjudicadas por PROINVERSIÓN, hasta el límite de la Potencia Efectiva Contratada, no son consideradas en las Valorizaciones de la Transferencia de Potencia del mes en valorización.
- 7.18 Si un Participante transfiere su título habilitante (concesión o autorización) a otro Participante, dicho cambio de titularidad, aprobado por autoridad competente, se considera en las valorizaciones según lo dispuesto en el Procedimiento del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad".
- 7.19 Si el COES o algún Participante observa, con el debido sustento técnico, el consolidado señalado en el numeral 10.2, el COES traslada la observación al Participante que proporcionó la información involucrada, a efectos que pueda corregirla o ratificarla con el debido sustento dentro del plazo que le otorgue el COES. Si el COES considera que la observación no está subsanada, utiliza preliminarmente la mejor información disponible, propia o que le haya sido remitida por otro Participante, a efectos de realizar el informe LVTP. Dicha información tiene la calidad de información preliminar. Posteriormente, el COES efectúa los ajustes que correspondan en la reliquidación 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 utiliza preliminarmente la mejor información disponible a efectos elaborar el Informe LVTP, e informa de ello a Osinergmin para los fines pertinentes de acuerdo con el procedimiento administrativo sancionador. Dicha información tiene la calidad de información preliminar.
- Posteriormente, el COES efectúa 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, puede 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 aplica la asignación definitiva conforme a los criterios del Anexo 2 del PR-10.
- 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 queda 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 queda como información definitiva.
- 7.22 El COES revisa que la Demanda Coincidente no supere en ningún momento a las Potencias Contratadas declaradas por sus suministradores.

8. Información

8.1 Medios

La información requerida en el marco del presente Procedimiento se remite al COES en los medios y formas que este establezca, lo cual se comunica de manera oportuna.

8.2 El COES mantiene actualizada en su portal de internet la Potencia Firme de cada Unidad de Generación.

9. Consistencia de la información remitida

El COES evalúa la consistencia de la información remitida por los Participantes, teniendo en consideración que debe existir 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 los Grupos medidos en su Barra de Entrega del Generador y de sus Servicios Auxiliares, se aplican las siguientes validaciones:

9.1.1 El COES calcula la desviación porcentual para cada Intervalo de Mercado entre su Barra de Entrega del Generador 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"; asimismo, lo efectúa entre la generación en su Barra de Entrega del Generador 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".

9.1.2 El COES calcula 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 calcula la desviación porcentual para cada Intervalo de Mercado entre las cargas/descargas de los Equipos RegFrec declaradas por los Participantes, y las provenientes del Estimador de Estado, usado para el cálculo de los CMgCP.

9.2 El COES valida 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 calcula 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 al 9.3 alguna desviación porcentual supera el respectivo valor umbral de desvíos, y/o la Demanda Coincidente es negativa, el COES comunica dicha observación a los Participantes involucrados conforme a lo establecido en el numeral 7.19.

El valor umbral de desvíos tiene una vigencia mínima de un año, su valor inicial es 1 % y puede ser modificado por el COES con el debido sustento técnico. El COES publica 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.

10. Procedimiento de la liquidación

10.1 Información elaborada por el COES

10.1.1 El COES publica en su portal de internet, un reporte preliminar consolidado de la generación en su Barra de Entrega del Generador, consumos de los Servicios Auxiliares y cargas/descargas de los Equipos RegFrec 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 utiliza la mejor información disponible.

Los Participantes presentan sus observaciones al COES hasta las 12:00 horas del tercer (03°) día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales son subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará dicho tercer (03°) día calendario del mes siguiente al de la valorización.

En la misma publicación, se comunica 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 queda en calidad de información definitiva.

10.1.2 El COES publica 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, considerando la evaluación de consistencia según lo señalado en el numeral 9.2. En caso de información faltante o inconsistente, el COES utiliza la mejor información disponible.

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

Los Participantes presentan sus observaciones al COES hasta las 24:00 horas del tercer (03°) día calendario del mes siguiente al de la valorización, las cuales son subsanadas por el COES e incluidas en el reporte final que se publicará el cuarto (04°) día calendario del mes siguiente al de la valorización.

Luego de la publicación, la información consignada en dicho reporte queda 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 publica en su portal de internet el Informe LVTP preliminar antes de las 24:00 horas del octavo (08°) día calendario del mes siguiente al de la liquidación. Este contiene la Liquidación de la Valorización de Transferencias de Potencia entre Participantes descrita en el numeral 12 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. Dicho informe incluye 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 utiliza la mejor información disponible.

Los Participantes pueden presentar observaciones al COES, hasta antes del undécimo (11º) día calendario del mes siguiente al de valorización. Si este resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entiende referido al primer día hábil siguiente. En esta misma oportunidad, el COES incluye la Demanda Coincidente asociada a Retiros No Declarados.

En la misma fecha, el COES realiza 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, efectúa 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 queda 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 puede ser presentada al COES según lo dispone el numeral 7.21.

- 10.3 El COES realiza reliquidaciones mensuales, las cuales se elaboran 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 subsane la información preliminar considerada según lo establecido en el numeral 7.21. Si al tener en consideración dicha información no se logra la consistencia deseada según lo dispuesto en el numeral 9, el COES utiliza la mejor información disponible.

El COES publica en su portal de internet el reporte de la LVTP preliminar correspondiente a la reliquidación hasta el último día calendario del mes de elaboración.

Los Participantes pueden presentar observaciones al COES, hasta las 24:00 horas del segundo (02º) día calendario del mes de elaboración. En esta misma oportunidad, el COES puede retirar o incluir Demanda Coincidente asociado a Retiros No Declarados que no fueron consignados.

El COES publica en su portal de internet el reporte de la LVTP final correspondiente a la reliquidación, hasta el último día calendario del mes de elaboración. La información consignada tiene calidad de información definitiva, salvo las excepciones estipuladas en el numeral 7.11

La reliquidación mensual se incluye en la liquidación mensual inmediata siguiente, cuya notificación se realiza 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 hacen efectivos dentro de los siete (7) días calendarios siguientes a la recepción de la factura, la cual se emite luego de la notificación del Informe LVTP por parte del COES.

11. Compensaciones mensuales al SPT y SGT

Las compensaciones mensuales al SPT y SGT corresponden a los Peajes por Conexión, Peajes por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado. Dichos montos se determinan conforme lo establezca Osinergmin en cada fijación de precios en barras.

Los montos mensuales que son recaudados por cargos incorporados en el Peaje Unitario Total, y que no pertenezcan a titulares SPT y SGT, se pagan 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, considera 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 es 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 de Transmisión de todos los Participantes.

11.2 Compensaciones por Ingreso Tarifario Esperado

Las compensaciones mensuales por Ingreso Tarifario son 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.

12. Valorización de las Transferencias de Potencia

Para cada Participante se determina 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 proratea su Saldo de

Potencia Neto en la proporción en que cada Participante económicamente excedentario participa en el saldo positivo total.

12.1 Pagos por Capacidad

- 12.1.1 Se determina el Precio de Compra de Potencia correspondientes a las Demandas Coincidentes informadas por los Participantes. Dicho precio corresponde al producto del Precio de Potencia de cada Demanda Coincidente, el cual, para el caso de Participantes Generadores, se multiplica por el complemento del factor de Incentivo a la Contratación, fijado por el Ministerio de Energía y Minas. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a uno (1) menos el factor por Incentivo a la Contratación.
- 12.1.2 El Pago por Capacidad de cada Participante es 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 El Pago por Capacidad total mensual es igual a la suma de los Pagos por Capacidad de todos los Participantes.
- 12.1.4 El Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia es igual al Pago por Capacidad total mensual.

12.2 Ingresos por Potencia

El Ingreso por Potencia de un Participante Generador es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema y su Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

12.3 Ingreso Garantizado por Potencia Firme Requerido por el Sistema

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia multiplicado por el complemento del factor de Incentivo al Despacho, fijado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual equivale a uno (1) menos el factor por Incentivo al Despacho.

12.3.1 Potencia Firme Remunerable

- 12.3.1.1 Se determina la Potencia Efectiva Total, que es el resultado de la suma de las Potencias Efectivas de todas las Unidades de Generación.
- 12.3.1.2 Se calcula la Reserva como el producto de la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación y el Margen de Reserva.
- 12.3.1.3 Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación es igual a su Potencia Firme.
- 12.3.1.4 Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es menor o igual que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación se determina mediante el siguiente procedimiento:
 - a. Se determina el Factor de Reserva Firme:

- a.1 Se ubican las potencias efectivas de las Unidades de Generación en orden creciente de sus Costos Variables, calculados según el numeral 7.13 del presente Procedimiento.
- a.2 Se determina la Unidad de Generación cuya fracción de Potencia Efectiva colocada, acumulada a la Potencia Efectiva de las Unidades de Generación que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva.
- a.3 Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las Potencias Firmes de las Unidades de Generación cuyas Potencias Efectivas igualan la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva, considerando para la última Unidad de Generación, únicamente, su Potencia Firme equivalente a la fracción de la Potencia Efectiva Colocada por ella.
- a.4 El Factor de Reserva Firme es el cociente de la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.
- b. Se determina la Potencia Disponible de cada Unidad de Generación como el cociente de su Potencia Firme, entre el Factor de Reserva Firme.
- c. Se efectúa el despacho económico de potencia de las Unidades de Generación, mediante un único Flujo de Carga óptimo para el Intervalo de Punta del Mes, considerando:
 - c.1 Todas las Unidades de Generación en servicio, con rangos de potencias activas generables entre cero (0) y sus Potencias Disponibles.
 - 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 Como demanda, la Demanda Coincidente informada por los Participantes y el consumo de los servicios auxiliares de las Unidades de Generación.
 - c.4 Configuración de la red de transmisión correspondiente al Intervalo de Punta del Mes. Para tal efecto, se considera la red completa de transmisión; es decir, no se consideran desconexiones de instalaciones de transmisión por fallas o mantenimientos, ni cambio en la configuración asociadas a tales desconexiones. La red de transmisión no considera sobrecarga, ni configuraciones especiales, y se utilizan los mismos parámetros eléctricos, capacidades y Restricciones de capacidad de transmisión utilizados en el modelo AC para el análisis eléctrico del Programa Diario de Operación.

c.5 Para completar el Flujo de Carga Óptimo en AC, se considera la potencia reactiva asociada a la Demanda Coincidente de los Participantes y a los consumos de servicios auxiliares de las Unidades de Generación. Asimismo, se consideran los límites máximos de potencia reactiva de las Unidades de Generación y de los equipos de compensación reactiva dinámicos; disponibilidad plena de los equipos de compensación reactiva estático del sistema de transmisión, y se mantiene la Tensión de Operación dentro de los límites establecidos.

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

d. Si como resultado del despacho económico de potencia, se obtiene que al menos una de las potencias resultantes es igual a cero, se recalcula el Factor de Reserva Firme.

Para el valor recalculado del Factor de Reserva Firme no se efectúa un nuevo despacho económico de potencia mediante un Flujo de Carga Óptimo.

El Factor de Reserva Firme recalculado es igual al factor de Reserva Firme anterior multiplicado por la sumatoria de las potencias resultantes dividido entre la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

e. La Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación es igual al producto de su Potencia Disponible Despachada y el Factor de Reserva Firme.

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 es 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 es igual a uno (1), y posteriormente se evalúa según el numeral 12.3.2.3.

12.3.2.2 Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada Unidad de Generación, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la Unidad de Generación. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las Unidades de Generación.

12.3.2.3 El Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado es igual al cociente del monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

12.3.2.4 El Ingreso Garantizado de cada Unidad de Generación es igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar por el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado.

12.3.2.5 El Ingreso Garantizado por Potencia Firme de cada Participante Generador es igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus Unidades de Generación.

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 N° 25 "Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación", y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, se considera para la evaluación del mes siguiente con un Costo Variable igual al Costo de Racionamiento.

No se aplica 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 Si 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", y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, se considera en el mes siguiente con un Costo Variable igual al Costo de Racionamiento. Este incentivo es aplicable para la fracción de su potencia efectiva no garantizada.

No se aplica esta consideración 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 el numeral 12.3.3.1 y/o 12.3.3.2 es objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia, el cual no puede 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 se calcula 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:

$$D_i \leq 10\% \times IP_i$$

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 se distribuye entre las demás Unidades Generadoras que no estén incluidas en las condiciones descritas en los numerales 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

El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.

El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril. Las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales tienen carácter provisional y se ajustan al momento de efectuar la liquidación anual.

A más tardar el 31 de mayo de cada año, se realiza un ajuste anual de tales Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el sistema al efectuar la liquidación del año anterior (mayo-abril).

12.4.1 Proyección de Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema

- 12.4.1.1 El COES determina antes del 30 de abril de cada año, las Potencias Horarias (PH_{kj}) previstas para cada unidad de generación k , en la hora j , para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, considerando las restricciones de las redes de transmisión. Para tal fin, se emplean modelos computacionales

para el despacho de la generación que consideren un despacho de generación horario.

- 12.4.1.2 El COES determina antes del 30 de abril de cada año, los factores de pérdidas marginales (FPB_{kj}) previstos para cada Barra donde está ubicada cada Unidad de Generación k y para cada una de las horas j del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.
- 12.4.1.3 EL COES determina, antes del 30 de abril de cada año, los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.
- 12.4.1.4 Finalizado un determinado mes, el COES calcula o recalcula el Monto Anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (IAPG) como la suma de los montos mensuales correspondientes al período anual mayo-abril, considerando los montos reales de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema para los meses transcurridos de dicho período y los montos previstos para los meses restantes. Este monto anual se considera en la determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada para cada Participante Generador en el mes correspondiente.

12.4.2 **Ingresos Adicionales por Potencia Generada Provisionales Mensuales**

- 12.4.2.1 El Factor de Ingresos Horarios por Potencia ($FIHP_k$) de cada Unidad de Generación k , para el período anual comprendido entre el 1 de mayo de un año determinado y el 30 de abril del año siguiente, se calcula según la ecuación (3).

$$FIHP_k = \sum_{j=1}^N [PH_{kj} \times FPB_{kj} \times FDHPP_j] \dots (3)$$

Donde:

- $FIHP_k$: Factor de Ingresos Horarios por Potencia de cada Unidad de Generación k .
- PH_{kj} : Potencia Horaria⁽¹⁾ de la Unidad de Generación k , para la hora j .
- FPB_{kj} : Factor de pérdidas marginales⁽¹⁾ de la barra de la Unidad de Generación k , en la hora j .
- $FDHPP_j$: Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia para la hora j .
- N : Número de horas del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año considerado y el 30 de abril del año siguiente.

⁽¹⁾ En todos los casos, se utilizan los valores ejecutados de todos los parámetros incluidos en los cálculos para los meses transcurridos del período anual mayo-abril. Se utilizan valores previstos para los meses

restantes de dicho período, solamente, cuando sea manifiestamente imposible obtener los valores ejecutados.

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 con el numeral 12.4.1.4.
- FIHP_k : Factor de Ingresos Horarios de Potencia para la Unidad de Generación k.
- N_e : Número de Unidades de Generación del Sistema.

12.4.2.3 El Precio Horario de Potencia (PHP_{kj}) en las barras de la Unidad de Generación k, en la hora j, se calcula según la ecuación (5).

$$PHP_{kj} = FCPHP \times FPB_{kj} \times FDHPP_j \dots (5)$$

Donde:

- PHP_{kj} : Precio Horario de Potencia en las barras de la Unidad de Generación k, en la hora j.
- FCPHP : Factor Constante del Precio Horario de Potencia.
- FPB_{kj} : Factor de pérdidas marginales de la barra de la Unidad de Generación k, en la hora j.
- FDHPP_j : Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia para la hora j
- k : Número de Unidades de Generación del Sistema
- j : Número de horas del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año considerado y el 30 de abril del año siguiente

12.4.2.4 El Ingreso Adicional Horario (IAH_{kj}) de cada Unidad de Generación k, en la hora j, se calcula según la ecuación (6).

$$IAH_{kj} = PH_{kj} \times PHP_{kj} \dots (6)$$

Donde:

- IAH_{kj} : Ingreso Adicional Horario de cada Unidad de Generación k, en la hora j.
- PH_{kj} : Potencia Horaria de la Unidad de Generación k, para la hora j.
- PHP_{kj} : Precio Horario de Potencia en las barras de la Unidad de Generación k, en la hora j.

12.4.2.5 El Ingreso Adicional por Potencia Generada ($IAPGM_k$) de cada Unidad de Generación k , para el mes en evaluación, se calcula según la ecuación (7).

$$IAPGM_k = \sum_{j=1}^{NHM} IAH_{kj} \dots (7)$$

Donde:

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

IAH_{kj} : Ingreso Adicional Horario de cada Unidad de Generación k , en la hora j .

NHM : Número de horas del mes en evaluación.

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 al 12.4.2.6 se evalúan mensualmente. Para el cálculo provisional del Ingresos Adicionales por Potencia Generada de cada Participante Generador, se considera 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 da 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 constituyen en deudores y los Participantes Generadores con saldos negativos (A_j) se constituyen en acreedores.

12.4.3.3 Los Participantes Generadores deudores transfieren a los acreedores, antes del 31 de mayo de cada año, los montos recibidos en exceso durante el período mayo-abril inmediato anterior. Esta Transferencia (T_{ij}) del Participante Generador deudor i al acreedor j , se calcula según la ecuación (9).

$$T_{ij} = \frac{D_i}{\sum D_i} A_j \dots (9)$$

Donde:

D_i : Saldo del Participante Generador deudor i .

$\sum D_i$: Total de saldos deudores.

A_j : Saldo del Participante Generador acreedor j .

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.

Disposición complementaria final

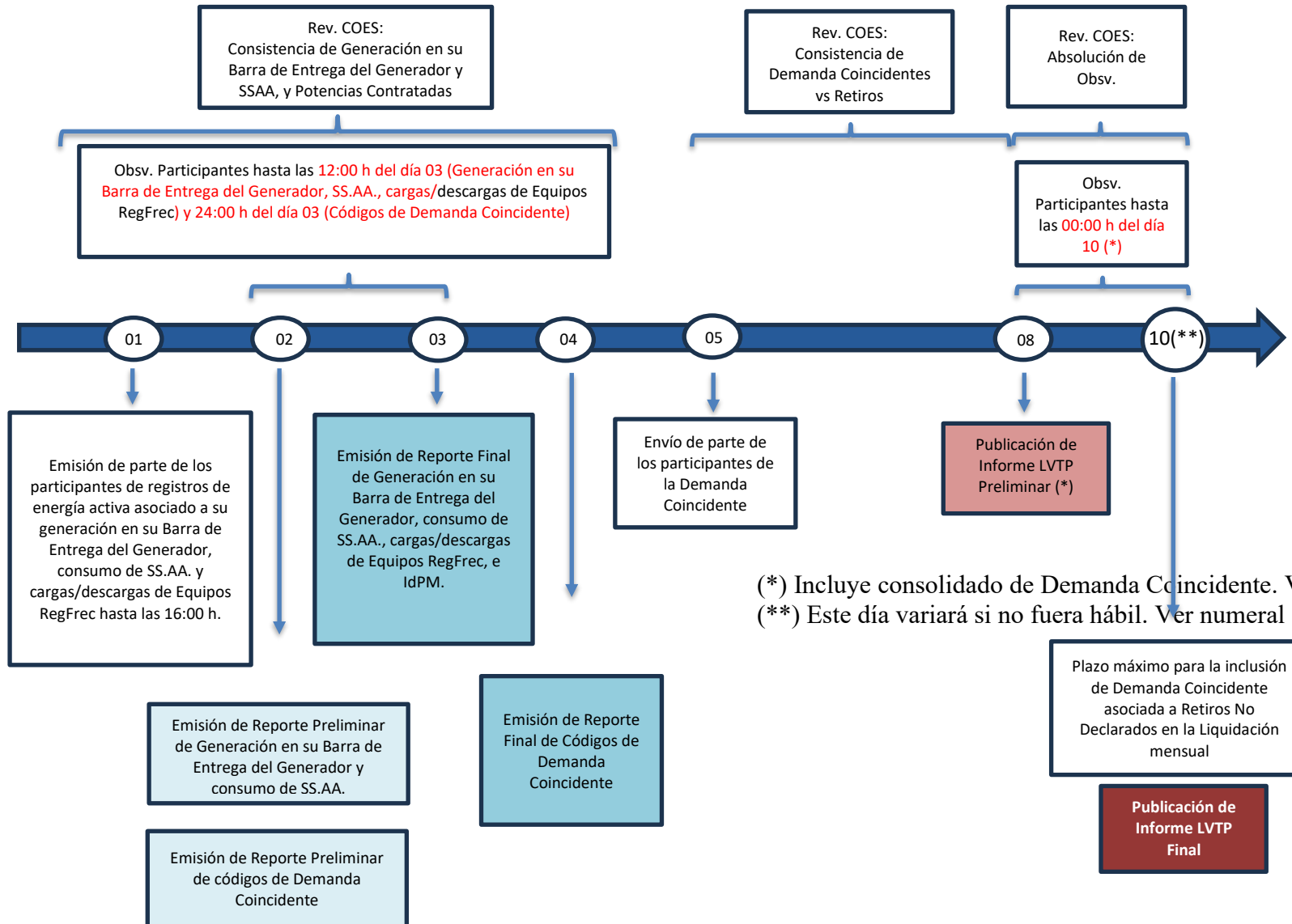
Primera. – El incumplimiento de las obligaciones de los Agentes previstas en el procedimiento es informado por el COES a Osinergmin dentro del mes siguiente de haber tomado conocimiento de este, para efectos de la evaluación del inicio del procedimiento administrativo sancionador correspondiente. Las sanciones aplicables se sujetan a la Escala de Multas y Sanciones aprobada mediante Resolución N° 028-2003-OS/CD, o la norma que la sustituya.

Disposición complementaria transitoria

Primera. – Los Participantes remiten al COES los certificados de contrastación de medidores al que se refiere el numeral 6.2.5, hasta un día antes de la entrada en vigencia del presente procedimiento. Los certificados de contrastación tienen una vigencia máxima de dos (2) años

Anexo 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

Anexo B
Plazos importantes para las Reliquidaciones VTP Mensuales

