

Aprueban el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 056-2019-OS/CD**

Lima, 4 de abril de 2019

VISTO:

El Informe Técnico N° DSE-SGE-85-2018 y el Informe Legal N° 85-2019/DSE-ALSE de la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía, el Memorandum N° GPAE-24-2019 de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico, así como el Memorando N° GSE-137-2019 por el cual se somete a consideración del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, la aprobación del proyecto del “Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN”;

CONSIDERANDO:

Que, el literal c) del artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, establece que la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos Osinergmin, comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, las normas que regulen los procedimientos a su cargo, referidas a las obligaciones o derechos de las entidades supervisadas o de sus usuarios;

Que, asimismo, el artículo 3 de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, dispone que el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos especiales que normen los procedimientos administrativos vinculados a sus funciones supervisora, fiscalizadora y sancionadora relacionados al cumplimiento de normas técnicas y de seguridad, así como el cumplimiento de lo pactado en los respectivos contratos de privatización o de concesión en el Sector Energía;

Que, según lo dispuesto por Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo de Osinergmin, a través de resoluciones;

Que, el literal c) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, establece que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene como función de interés público, asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 040-2017-EM, se modificó, entre otros, el artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, referido a la información de las unidades de generación utilizada por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES para la programación de la operación;

Que, como parte de la modificación del referido artículo 96 se estableció, en el segundo párrafo, que la información de las unidades de generación correspondiente a: i) tiempo de arranque, ii) potencia mínima, iii) tiempo mínimo de operación y iv) tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una Inflexibilidad Operativa de la unidad, será entregada por el generador al COES y a Osinergmin, con el respectivo sustento técnico, pudiendo el regulador disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondientes. Asimismo, esta norma dispone que de no remitir el generador la información señalada anteriormente, o si Osinergmin determina su inconsistencia, las Inflexibilidades Operativas serán comunicadas al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. En los casos que estime pertinente, Osinergmin podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los parámetros propuestos por el generador;

Que, el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobado por Resolución Directoral N° 143-2001-EM/VME, define como Inflexibilidad Operativa a la restricción operativa de una unidad o central de generación derivada de sus características estructurales de diseño. En razón a ello el Decreto Supremo N° 040-2017-EM establece que las inflexibilidades operativas de las unidades de generación constituyen información relevante del mercado mayorista de electricidad, al tener impacto en las compensaciones que van a sufragar los participantes por sus retiros;

Que, la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 040-2017-EM estableció que, Osinergmin aprueba el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, se ha emitido el Informe Técnico N° DSE-SGE-85-2018 y el Informe Legal N° 85-2019/DSE-ALSE de la División de Supervisión de Electricidad, y el Memorandum N° GPAE-24-2019 de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico, los cuales fundamentan la propuesta del "Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN";

Que, en aplicación del Principio de Transparencia, recogido en el artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de proyectos normativos y difusión de normas legales de carácter general, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2009-JUS; y con la finalidad de involucrar a todos los actores durante el proceso de formulación de la regulación para maximizar su calidad y efectividad, corresponde publicar el proyecto normativo con el fin de recibir comentarios o sugerencias de los interesados;

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, el artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin y la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 040-2017-EM; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Con la conformidad de la Gerencia de Supervisión de Energía, la Gerencia de Asesoría Jurídica y la Gerencia General, y estando a lo acordado por el Consejo Directivo del Osinergmin en su Sesión N° 10-2019.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Publicación del proyecto

Autorizar la publicación de la presente Resolución en el diario oficial El Peruano, y disponer que conjuntamente con el proyecto normativo “Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN”, su Anexo y su exposición de motivos, se publiquen el mismo día en el portal institucional de Osinergmin (www.osinergmin.gob.pe).

Artículo 2.- Plazo para recibir comentarios

Precisar que los comentarios o sugerencias al proyecto normativo serán recibidos por escrito en cualquier mesa de partes de Osinergmin o vía correo electrónico a la dirección electrónica unidadcoes@osinergmin.gob.pe, indicando en el asunto “Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN”, dentro del plazo de quince (15) días hábiles siguientes a su publicación.

Artículo 3.- Análisis de los comentarios

Establecer que la División de Supervisión de Electricidad es la encargada de la publicación dispuesta en el artículo 1, la recepción y análisis de los comentarios y/o sugerencias que se formulen al proyecto de resolución publicado.

Daniel Schmerler Vainstein
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

ANEXO

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN

Título I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto

Establecer el procedimiento que regula la entrega de información y la actualización de los parámetros de Inflexibilidades Operativas de las unidades de generación por parte de las empresas de generación del SEIN, así como la supervisión y fiscalización que lleve a cabo el Osinergmin.

Artículo 2.- Alcance

El presente Procedimiento resulta de aplicación al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), y a sus integrantes que desarrollan actividades de generación eléctrica.

Artículo 3.- Base legal

La base normativa aplicable para el presente procedimiento es la siguiente:

- a) Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- b) Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- d) Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- e) Decreto Supremo N° 040-2017-EM, Decreto Supremo que modifica disposiciones aplicables a la programación y coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- f) Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC. Resolución Directoral N° 014-2005-DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).
- g) Resolución de Consejo Directivo N° 035-2013-OS/CD, que aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

En todos los casos, se incluyen las modificatorias, complementarias y conexas a los dispositivos citados, así como las normas que las modifiquen o sustituyan.

Artículo 4.- Definiciones

Para efectos del presente procedimiento, se consideran las definiciones aquí establecidas, así como las recogidas en la normativa vigente que resulten pertinentes:

- a) **Generador:** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- b) **Inflexibilidad Operativa:** Restricción operativa de una Unidad o Central de Generación derivada de sus características estructurales de diseño: i) tiempo de arranque, ii) potencia mínima, iii) tiempo mínimo de operación, iv) tiempo mínimo entre arranques. No constituyen Inflexibilidades Operativas, aquellas que no han sido consideradas en las fichas técnicas aprobadas por el COES. Incluye la Generación Mínima Técnica definida en la NTCOTR.
- c) **Informe de Sustento Técnico (IST):** Es el informe de carácter técnico que sustenta los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de la unidad de generación.
- d) **Potencia Mínima (PM):** Conforme a lo indicado en el ítem 16, del Anexo N° 1 de la NTCOTR, se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal.
- e) **Tiempo de Arranque (TA):** Es la Inflexibilidad Operativa referida al tiempo de arranque de las unidades de generación. Se pueden dar tres (3) condiciones: en caliente, en tibio (temperatura intermedia) y en frío (apagado); en función de las cuales se considera el tiempo de arranque, según las siguientes definiciones:
 - f.1) **Tiempo de arranque en caliente:** Es el intervalo de tiempo, medido en horas, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema, en su estado de temperatura caliente.
 - f.2) **Tiempo de arranque en tibio:** Es el intervalo de tiempo, medido en horas, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema, en su estado de temperatura intermedia.
 - f.3) **Tiempo de arranque en frío:** Es el intervalo de tiempo, medido en horas, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema, en su estado de temperatura fría.
- f) **Tiempo Mínimo de Operación (TMO):** Es la Inflexibilidad Operativa referida al tiempo mínimo que una unidad de generación debe operar en forma continua, desde el momento en que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento en que sale de servicio.
- g) **Tiempo Mínimo entre Arranques (TMA):** Es la Inflexibilidad Operativa referida al tiempo medido desde que la unidad de generación sale de servicio y la próxima vez que la unidad de generación se pone en sincronismo con el sistema.
- h) **Unidad de generación:** Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo: motor primo, generador y transformador asociado.
Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera como unidad de generación a la central en su conjunto.

Artículo 5.- Responsabilidades

Para la aplicación del presente Procedimiento, se establecen las siguientes responsabilidades:

- a. **Generador:** Remitir la información de las Inflexibilidades Operativas, con el respectivo IST, al COES y al Osinergmin.
- b. **COES:** Revisar, evaluar, aprobar y registrar la información relativa a las Inflexibilidades Operativas, las mismas que son usadas en la programación de la operación. La evaluación que lleva a cabo el COES, debe considerar el impacto que tienen los parámetros de Inflexibilidad Operativa en el despacho económico. Asimismo, el COES debe emitir opinión sustentada respecto a los parámetros propuestos a requerimiento de Osinergmin.
- c. **Osinergmin:** Disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondientes, en caso lo considere necesario. De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si el Osinergmin determina su inconsistencia, las Inflexibilidades Operativas del Generador deben ser comunicadas por el Osinergmin al COES.

Título II METODOLOGÍA

Artículo 6.- Parámetros referenciales de las Inflexibilidades Operativas

- 6.1. Las Inflexibilidades Operativas para el caso de las unidades de generación térmica, correspondientes al Tiempo Mínimo de Operación, al Tiempo Mínimo entre Arranques y al Tiempo de Arranque tendrán los siguientes parámetros referenciales:

Tabla 1:
Parámetros referenciales para las inflexibilidades operativas clasificadas por tecnología de generación térmica

Calificación por tecnología	Tiempo Mínimo entre Arranques (Hrs)	Tiempo Mínimo de Operación (Hrs)	Tiempo de arranque		
			Caliente (Hrs)	Tibio (Hrs)	Frio (Hrs)
Diésel	0.6	1	0.1	0.1	0.1
Ciclo abierto	1.25	2	0.25	0.25	0.25
Central Ciclo Combinado	3.5	4	0.5	0.5	0.5
Biomasa	8	4	4	6	10
Central a Vapor	8	8	4	6	10

Nota (1): La clasificación por tecnología corresponde a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN". Nota (2): Valores de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <https://www.ferc.gov/>

- 6.2. Los parámetros referenciales antes indicados y el IST constituyen la información base a ser evaluada para la aprobación de las Inflexibilidades Operativas por parte del COES, y de supervisión por parte del Osinergmin para las unidades de generación térmica. En el caso de las unidades de generación hidráulica, el sustento se presenta a través de un IST.
- 6.3. El IST es presentado según lo establecido en la “Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico”.

Artículo 7- Ensayos para la determinación de la Potencia Mínima

- 7.1. La Potencia Mínima se determina a través de los ensayos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES que se apruebe para tal propósito.
- 7.2. Los ensayos para la determinación de la Potencia Mínima deben considerar que se alcance la Potencia Mínima que puede generar una Unidad de Generación en condiciones de operación normal y estable durante el tiempo que establezca el Procedimiento Técnico a que se refiere el párrafo anterior. En estos ensayos Osinergmin está facultado a participar a través de un representante en calidad de veedor.
- 7.3. El informe técnico de los ensayos se encuentra sujeto a la evaluación y aprobación del COES. La elaboración del informe técnico de los ensayos debe considerar lo establecido en la “Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico”.
- 7.4. En el caso que el Osinergmin considere que el informe técnico de los ensayos realizados presente inconsistencias, tomará las medidas que considere pertinentes, como puede ser la repetición de los ensayos, entre otros.

Artículo 8.- Lineamientos para la elaboración del IST

Para la elaboración del IST, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Las Inflexibilidades Operativas deben estructurarse y corresponder específicamente a las características propias de la clasificación por tecnología expresada en la Tabla 1 del artículo 6 del presente procedimiento.
- b) Las Inflexibilidades Operativas deben corresponder a limitaciones físicas basadas en las características de diseño operativo de la instalación, u otras restricciones físicas reales, que no se basen en limitaciones contractuales.
- c) Los argumentos de sustento de las Inflexibilidades Operativas deben referirse a causales de índole técnica, que demuestren específicamente que las mismas influyen directamente en la magnitud de los parámetros de éstas.
- d) Los argumentos de sustento que se sostengan en alegaciones referidas al secreto industrial o similar son desestimados.
- e) Hacer referencias a normas y estándares internacionalmente aceptados.
- f) Las desviaciones en los parámetros de las Inflexibilidades Operativas que excedan el 10% respecto de los parámetros referenciales expuestos en la Tabla 1, requieren un sustento técnico adicional que contenga un mayor detalle, según el tipo de

tecnología de generación, de acuerdo a lo especificado por el COES en la “Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico – IST”.

Artículo 9.- Presentación y actualización de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas

- 9.1. El Generador presenta al COES y al Osinergmin los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de la Unidad de Generación previo a su Puesta en Operación Comercial, a través de las correspondientes fichas técnicas establecidas en el Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, adjuntando el correspondiente IST, para su aprobación por parte del COES.
- 9.2. El Generador debe actualizar los parámetros de las Inflexibilidades Operativas cuando la unidad de generación entre en servicio después de un mantenimiento mayor (*overhaul*), o de una repotenciación, o después de una conversión a ciclo combinado, o en general cuando las premisas técnicas que sustentaron dichas Inflexibilidades Operativas sufran modificaciones. Para tal efecto, el Generador debe presentar al COES los nuevos parámetros, adjuntando el IST para su aprobación respectiva. La información se remite con copia a Osinergmin.

Artículo 10.- Obligaciones del COES

Sin perjuicio de las demás obligaciones desarrolladas en el presente procedimiento, el COES está obligado a:

- a) Remitir a Osinergmin el IST que sustenta la aprobación de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas presentadas por el Generador o su actualización, así como el informe técnico de los ensayos para la determinación de la Potencia Mínima a que se refiere el artículo 7 del presente procedimiento.
- b) Mantener el registro trazable, auditable y actualizado de todas las modificaciones y/o actualizaciones de las Inflexibilidades Operativas, así como el informe de aprobación correspondiente. Por su parte el Generador debe mantener la documentación comprobatoria correspondiente. En ambos casos la información deberá mantenerse disponible y accesible durante un mínimo de 4 años.
- c) Poner en conocimiento de Osinergmin las Inflexibilidades Operativas informadas por un Generador que, según la evaluación técnica realizada por el propio COES, no reflejen las capacidades y restricciones reales de las unidades o centrales eléctricas, teniendo en consideración lo establecido en el presente procedimiento.
- d) Evaluar si, como resultado de la información para determinar las Inflexibilidades Operativas, que derivaron en el establecimiento de las mismas por parte del Osinergmin conforme lo prevé el artículo 12 del presente procedimiento, se aplica la suspensión de la operación comercial en aplicación de lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

Título III

SUPERVISIÓN E INFRACCIONES

Artículo 11.- Supervisión

- 11.1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Osinergmin se encarga de supervisar el cumplimiento de las obligaciones recogidas en el presente procedimiento.
- 11.2. Corresponde a Osinergmin verificar la consistencia de los IST presentados por los Generadores, así como del informe técnico de los ensayos realizados para la Potencia Mínima. En los casos que se estime pertinente, el Osinergmin puede solicitar la opinión sustentada del COES, con relación a los parámetros propuestos por el Generador a través del IST.
- 11.3. Una vez detectada una observación, Osinergmin remite una comunicación al Generador con la finalidad de que, dentro del plazo de diez (10) días hábiles remita un IST que respalde el valor de Inflexibilidad Operativa observada, con nuevos elementos de juicio. Este IST debe considerar el formato contenido en el Anexo.
- 11.4. Si Osinergmin determina que el IST es inconsistente, éste procede a comunicar al COES, el o los parámetros de Inflexibilidades Operativas que correspondan para su actualización, conforme a los parámetros expuestos en la Tabla 1, independientemente de la sanción a la que hubiere lugar. Esta comunicación se efectuará en un plazo no mayor a cuarenta y cinco (45) calendario.
- 11.5. La actualización de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas para su aplicación en la programación de la operación, debe llevarse a cabo a más tardar a los dos (2) días hábiles posteriores a la notificación de Osinergmin. De forma simultánea, el COES informa al Generador la actualización correspondiente, indicando el día a partir del cual surte efecto dicha actualización.

Artículo 12.- Infracciones sancionables

Se tipifica como infracciones por parte del COES y el Generador las siguientes conductas, las que son sancionadas de acuerdo con la Escala de Multas y Sanciones del Osinergmin correspondiente:

1. Para el COES

- a) No mantener actualizado el registro de modificaciones y/o actualizaciones de las inflexibilidades operativas.
- b) No poner en conocimiento de Osinergmin la información establecida en el presente procedimiento.
- c) Aprobar los parámetros de Inflexibilidades Operativas sustentadas en un IST que cuenten con inconsistencias, de acuerdo con la supervisión efectuada por Osinergmin.
- d) Aprobar la Puesta en Operación Comercial de nuevas unidades de generación sin haber evaluado el sustento de las Inflexibilidades Operativas.

2. Para el Generador

- a) No remitir el IST al COES y/o al Osinergmin.
- b) Presentar los parámetros de Inflexibilidades Operativas sustentadas en un IST que cuenten con inconsistencias, de acuerdo con la supervisión efectuada por Osinergmin
- c) No efectuar la modificación de los parámetros de sus Inflexibilidades Operativas conforme a lo previsto en el artículo 11 del presente procedimiento.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Sobre el Procedimiento Técnico del COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”

En un plazo no mayor a treinta (30) días calendario de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, el COES debe presentar al Osinergmin la propuesta de adecuación del Procedimiento Técnico del COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, adecuado a lo previsto en el presente procedimiento, que incluye la “Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico – IST”

Segunda.- Procedimiento Técnico para la determinación de la Potencia Mínima.

En un plazo no mayor a cuarenta (40) días calendario de la entrada en vigencia del presente procedimiento, el COES debe remitir a Osinergmin la propuesta del “Procedimiento Técnico para la determinación de la Potencia Mínima”. En la aprobación del procedimiento se indicará el plazo para que los generadores y el COES alcancen los resultados de sus ensayos.

Tercera.- Parámetros de las Inflexibilidades Operativas

En un plazo no mayor a sesenta (60) días calendario de la entrada en vigencia del presente procedimiento, los Generadores deben remitir a Osinergmin la información referida a los parámetros del Tiempo Mínimo de Operación (TMO), Tiempo Mínimo entre Arranque (TMA) y Tiempo de Arranque (TA), adjuntando el IST correspondiente.

ANEXO

ESTRUCTURA MÍNIMA DEL INFORME DE SUSTENTO TÉCNICO

Para la remisión de un IST, el Generador utilizará la siguiente estructura básica general:

- a) Fecha del IST del Generador;
- b) Identificador (o código) de la solicitud original;
- c) Nombre del Generador;
- d) Identificador ID (asignado por el COES) de la unidad o central eléctrica;
- e) Sustento técnico, donde se especifique:
 - (i) Parámetro(s) de Referencia verificados; e,
 - (ii) Código Informe Técnico.
- f) Datos del contacto que podrá resolver dudas del Osinergmin.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

I Análisis de la legalidad de la propuesta

El literal c) del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos Osinergmin, comprende la facultad exclusiva de dictar entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, normas referidas a obligaciones o actividades supervisadas.

Específicamente para Osinergmin, el artículo 3 de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, dispuso que el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos especiales que normen los procedimientos administrativos vinculados a sus funciones supervisora, fiscalizadora y sancionadora.

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

Por su parte, el literal c) del artículo 13 de la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo de la generación eficiente, ha establecido que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene como función de interés público, asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo.

Siendo las Inflexibilidades Operativas (en adelante, las IO) de las unidades de generación, información relevante del Mercado Mayorista de Electricidad, al tener impacto en las compensaciones que van a sufragar los Participantes por sus Retiros, se hace necesario su adecuado tratamiento, así como en la simulación del despacho económico y su correlato en la operación de tiempo real.

Es en este contexto, que el Decreto Supremo N° 040-2017-EM, modificó entre otros, el artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante, el Reglamento), respecto a la información de las unidades de generación utilizada para la programación de la operación, entre ellas, las que implican una IO.

El mismo artículo 96, estableció que la información de las unidades de generación correspondiente al tiempo de arranque, a la potencia mínima, al tiempo mínimo de operación y al tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una IO de la unidad, será entregada con el respectivo sustento técnico al COES y al Osinergmin, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondientes. De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si Osinergmin determina su inconsistencia, las IO del Generador serán comunicadas por Osinergmin al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. En los casos que estime pertinente, el Osinergmin podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los valores propuestos por el Generador.

A fin de implementar el cumplimiento de la mencionada obligación, la Segunda Disposición

Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, estableció que, Osinergmin apruebe el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 96 del Reglamento LCE.

II. Definición del Problema

De acuerdo con los artículos 92¹, 96 y 97² del Reglamento, las empresas generadoras tienen la obligación de entregar al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para propósito de programación de la operación del sistema, información sobre las IO de las unidades de generación.

La IO se define como la *“restricción operativa de una central o unidad de generación derivada de sus características estructurales de diseño.”*³ Las restricciones consideradas como IO son aquellas que se señalan en las fichas técnicas aprobadas por el COES e incluye a la Generación Mínima Técnica definida en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-DGE. Específicamente, las IO reconocidas son: tiempo de arranque, tiempo mínimo entre arranques, tiempo mínimo de operación y la potencia mínima, las mismas que se han incluido en el Procedimiento, y se definen a continuación.

- 1) Tiempo mínimo de arranque.** - Es el tiempo de arranque de las unidades de generación, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema. En el **Gráfico N° 1** se representa por TA.
- 2) Tiempo mínimo entre arranques.** – Es el tiempo medido desde que la unidad de generación sale de servicio y la próxima vez que la unidad de generación se pone en sincronismo con el sistema. En el **Gráfico N° 1** se representa mediante TMA.
- 3) Tiempo mínimo de operación.** - Es el tiempo mínimo que una unidad de generación debe operar en tiempo real, desde el momento en que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento en que sale de servicio. En el **Gráfico N° 1** se representa por TMO.
- 4) Potencia mínima.** – Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad de

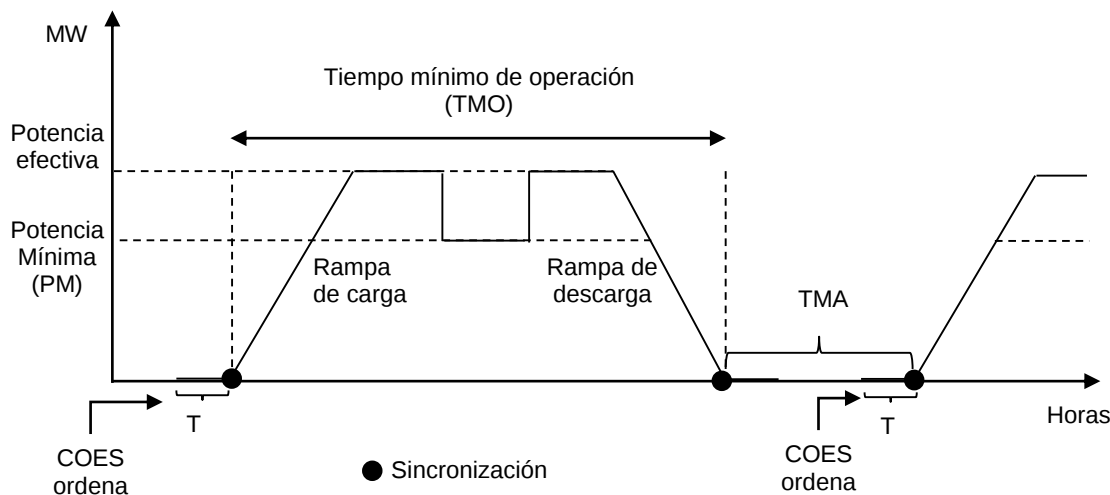
¹ En el artículo 92 del Reglamento regula la operación en tiempo real de las unidades de generadoras y sistemas de transmisión. Al amparo de dicha disposición normativa, se emitió, mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, la Norma Técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados que en su numeral 1.4.5 señala que *“los Integrantes del Sistema están obligados a entregar al Coordinador con copia a la DOCOES, en los plazos que éste establezca, las características técnicas y los modelos matemáticos de sus equipos e instalaciones de acuerdo a los formatos que el Coordinador o la DOCOES señale. De ser el caso dicha información será sustentada con los ensayos pertinentes, y cada cuatro (4) años o cuando se realice alguna modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones se realizarán ensayos para actualizar las características técnicas y los modelos matemáticos mencionados.”*

² El texto sin modificación de los artículos 96 del RLCE señalaba que *“La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.”*; mientras que el artículo 97 señalaba *“Las empresas integrantes del COES entregarán a la Dirección de Operaciones, en los plazos a fijarse en el Estatuto, la siguiente información: ... d) operatividad y rendimiento de las unidades generadoras; ...”*

³ Mediante Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 245-2014-OS/CD, del 24 de noviembre de 2014, se incorporó la definición de “Inflexibilidad Operativa” al “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

generación en condiciones de operación normal. En el **Gráfico N° 1** se representa por PM.

Gráfico N° 1: Ilustración de las inflexibilidades operativas de un central de generación



Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin

Las inflexibilidades de las centrales de generación, además de afectar el despacho a mínimo costo⁴, generan costos operativos, los mismos que son recuperados mediante la transferencia de ingresos a los titulares de dichas centrales. El criterio para determinar los costos asociados a las IO es que se “*debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.*”⁵

Inicialmente, el costo de las IO era asumido por los generadores⁶, pero a partir de julio de 2016, con la aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM (en adelante, el Reglamento del MME), dicho costo sería asumido por los compradores en el mercado mayorista. Los participantes compradores son los generadores que retiran energía, los Distribuidores y los Grandes Usuarios. Efectivamente, en el artículo 7 del Reglamento del MME se señala que “*los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las IO en proporción a los Retiros efectuados.*”

En este contexto, por el impacto que las IO tienen en la operación eficiente del sistema y el monto a compensar por los compradores del mercado mayorista, resulta relevante la necesidad de verificar o validar la información sobre las IO que reportan las empresas de

⁴ En la sección 5.3 del Informe Técnico N° 87-2017/MEM-DGE-DEPE, en referencia a las IO, se señala que “*al contar con información de parámetros técnicos que no se ajusten a la realidad, o que introduzcan inflexibilidades innecesarias no contribuye a efectuar una operación al mínimo costo que es uno de los aspectos fundamentales que se establecen en la Ley N° 28832.*”

⁵ Numeral 7.1 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por el Decreto Supremo N° 026-2016-EM.

⁶ Numeral 8.1.6. del Procedimiento Técnico COES PR 10 “Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre los Generadores Integrantes del COES”, aprobado mediante Resolución N° 142-2014-OS/CD.

generación al COES.

La obligación de presentar la información a ser utilizada en la programación de la operación, y en particular sobre los parámetros de IO, se implementó a través del Procedimiento Técnico COES PR 20 *“Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”* (en adelante, el PR-20). Actualmente, en dicho procedimiento se establece que los titulares de las unidades de generación deben de informar al COES las características técnicas (incluido las IO) de acuerdo a lo especificado en las fichas técnicas e incluyendo el correspondiente sustento, como parte de los requisitos para obtener el Certificado de Operación Comercial.⁷

Asimismo, el COES podrá disponer la cancelación de la Operación Comercial de la unidad o central de generación cuando la documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta⁸.

En cuanto a la supervisión de las IO, esta función se encuentra asignada al Osinergmin y se ejerce de forma posterior a la remisión del Certificado de Operación Comercial, según lo establecido en el numeral 12.4 del PR-20⁹. Sin embargo, el referido procedimiento no especifica las reglas y los plazos para llevar a cabo la supervisión de la información presentada por las empresas de generación. Específicamente, en el PR-20 para el caso de la presentación de las Fichas Técnicas, se señala que las IO deben ser sustentadas; sin embargo, no se indica en que consiste el sustento, hecho ante el cual el COES no asumió una postura clara, no llevó a cabo un análisis de las Fichas Técnicas y su sustento, teniéndose por consecuencia magnitudes de IO muy alejadas de las referencias internacionales conocidas.

Como consecuencia de la situación antes descrita ha generado una problemática en el SEIN, cuyos aspectos son los siguientes:

- Distorsión de los criterios del despacho económico de las centrales eléctricas, ya que las IO reportadas más allá de sus valores reales hacen que centrales de menor costo de producción no ingrese a despachar energía. Producto de esta situación se genera una variación del precio spot y un uso ineficiente de los recursos.
- Incremento en las compensaciones por el reconocimiento de las IO más allá de los estrictamente necesario que está asociado a los valores de las IO reales de las centrales. Debido a que esta compensación va a ser pagado por los agentes que retiren energía del mercado spot (Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios), valores irreales de las IO generarán que parte de estas ineficiencias sean trasladadas a los usuarios finales.
- Aumento de las controversias entre los generadores, lo cual significará asignación de recursos que pueden ser reasignados a otras actividades productivas. Asimismo, afecta el riesgo asumido por los inversionistas en el sector.

⁷ De acuerdo a los numerales 12.2 y 12.3 del PR-20.

⁸ El numeral 12.5 del PR-20.

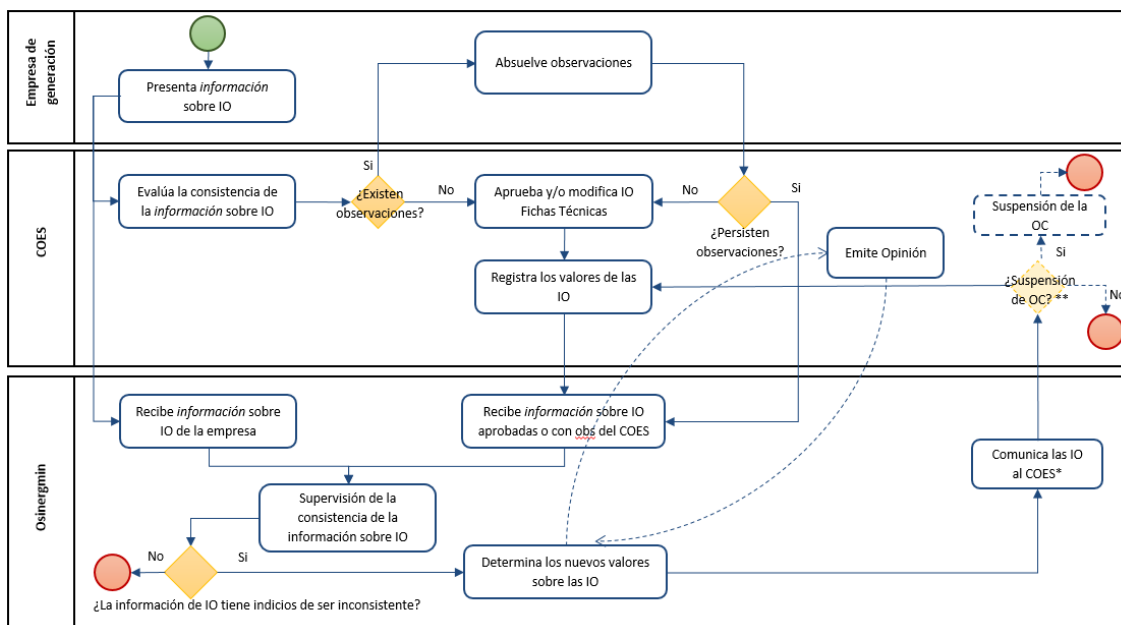
⁹ Según el numeral 12.4 del PR 20, *“Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el COES emitirá el Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, cuya fecha de Inicio de Operación Comercial será posterior a la emisión de este certificado. Una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, será remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.”*

- Presencia de información asimétrica en donde una de las partes tiene mejor información que la otra y se aprovecha de esta situación para incrementar sus beneficios. Las empresas tienen altos incentivos de reportar parámetros de IO diferentes a las reales, en tanto ello le genera mayor rentabilidad, debido a que tienen mejor información que los entes encargados de verificar los valores de las IO.

En función de la situación antes descrita, recientemente, mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM, se modificó el artículo 96 del Reglamento, introduciéndose cambios en relación a las IO (ver **Gráfico N° 2**), los cambios más relevantes son los siguientes:

- Los generadores entregarán con su respectivo Informe de Sustento Técnico (IST), información sobre las IO de sus unidades de generación. La información y el IST será entregado tanto al COES como al Osinergrmin, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente. Es decir, se establece de manera explícita que Osinergrmin es el encargado de realizar las acciones de supervisión y/o fiscalización.
- En el supuesto que la unidad de generación no remita la información correspondiente (IO más IST) o el Osinergrmin verifique que la información remitida por la empresa operadora es incorrecta, las IO serán comunicadas por Osinergrmin al COES.
- Se establece la necesidad de contar con un procedimiento que establezca las reglas y los plazos para que se supervise la información reportada por las empresas de generación integrantes del COES, respecto a sus IO¹⁰, con la finalidad de garantizar la confiabilidad y transparencia de las compensaciones que realizan los participantes del MME. En este sentido, se encarga a Osinergrmin aprobar el procedimiento para la aplicación de las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente.

Gráfico N° 2: Verificación de las IO con el D.S. N° 040-2017-EM



¹⁰ Numeral 2.6 de la Exposición de Motivos del Decreto Supremo D.S. N° 040-2017-EM.

III. Fundamento de la propuesta

III.1 Objetivos de la Iniciativa

Objetivo General:

- Generar los incentivos para que los titulares de las centrales de generación presenten los valores reales de las IO, con lo cual se asegura las condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo, así como un despacho económico de generación más óptimo.

Objetivos específicos:

- Reducir, en el primer año de implementación, el valor de las IO aprobadas en un 30% en comparación con los valores vigentes.
- Reducir, en el primer año de implementación, el costo de la operación del SEIN en un 2% en comparación con el escenario actual de valores vigentes de IO.

III.2 Análisis de la propuesta

La propuesta normativa contempla lo siguiente:

- Se recogen las IO materia de supervisión: Tiempo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranques, Tiempo Mínimo de Operación y la Potencia Mínima.
- Se establecen las responsabilidades que corresponden al COES, los generadores y Osinergmin.
- Osinergmin establece los parámetros referenciales para el Tiempo Mínimo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranque y Tiempo Mínimo de Operación. Asimismo, establece los casos que se entiende como casual de modificación de las IO. Los valores adoptados, son los aprobados por la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*¹¹ clasificados por tecnología, los cuales se encuentran especificados en el documento “*Unit-Specific Minimum Operating Parameters for Capacity Performance and Base Capacity Resources*” (actualizado el 9/16/2016), que aplica PJM¹² para la gestión de su mercado eléctrico
- Se encarga al COES elaborar la Guía para la elaboración de los Informes de sustento. Hay dos tipos de informes: el Informe de Sustento Técnico (aplicable para la sustentación del Tiempo Mínimo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranque y Tiempo Mínimo de Operación) y el Informe Final de los Ensayos (aplicable para la sustentación de la Potencia Mínima).

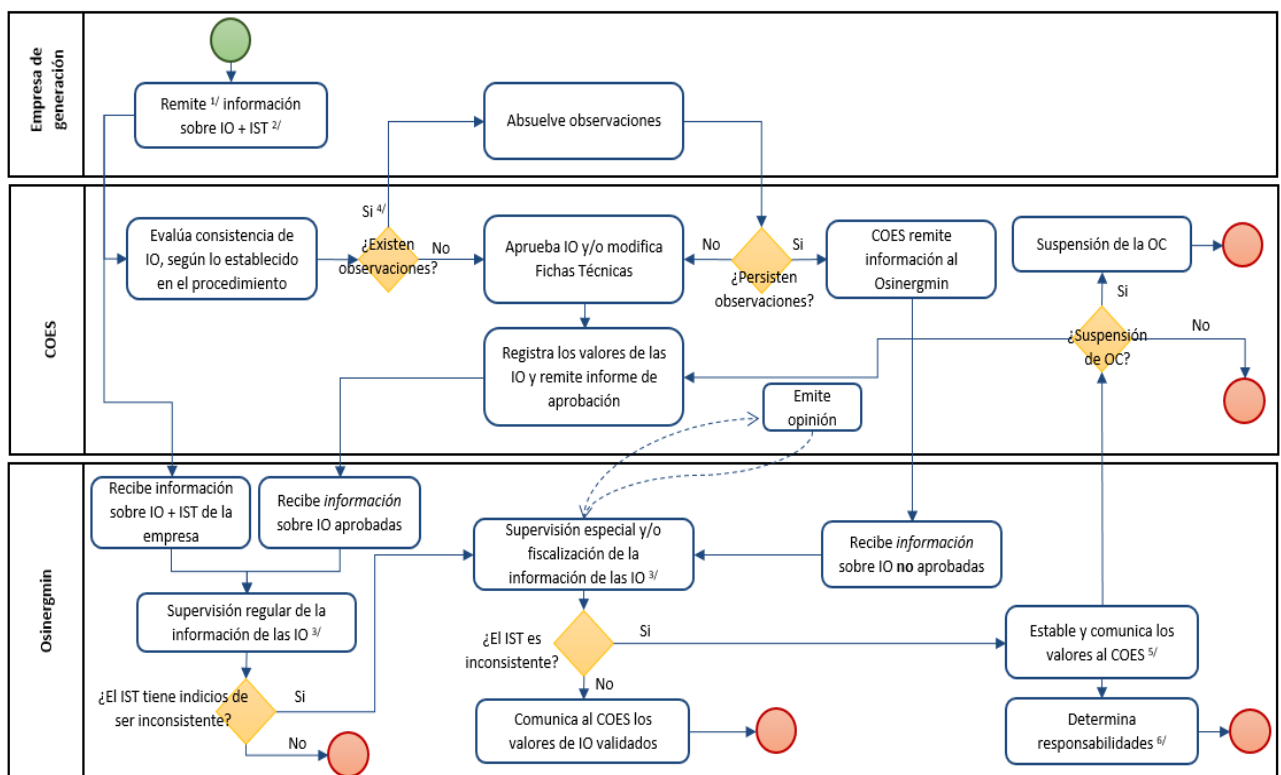
¹¹ Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <https://www.ferc.gov/>

¹² PJM (www.pjm.com) es una organización privada de Estados Unidos encargada de la operación del sistema y el mercado eléctrico, correspondiente al sistema eléctrico de transporte que conecta Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

- El nivel de análisis requerido de los Informes de sustento depende de la diferencia entre los valores reportados con los valores referenciales de la IO. Las desviaciones en los parámetros de las IO que excedan el 10% respecto de los parámetros referenciales, requieren un sustento técnico más riguroso y detallado.
- Se establece las obligaciones a cargo del COES y los generadores.
- Se detalla las acciones de evaluación y supervisión a ser desarrolladas por Osinergrmin.

El flujo de procesos para la supervisión del TA, TMA y TMO, comprende las siguientes acciones (ver **Gráfico N° 3**):

Gráfico N° 3: Procedimiento de verificación y actualización del TMO, TMA y TA en base a valores referenciales



- Osinergrmin establece la tipificación de las infracciones.

IV. Análisis Costo-Beneficio

La propuesta normativa responde a lo dispuesto por el Ministerio de Energía y Minas, en cuyo caso no implicará costos adicionales a las empresas administradas, en la medida que corresponde a una regularización de sus obligaciones de acuerdo a lo estipulado en la normativa sectorial; asimismo, no mella en las operaciones de las empresas administradas y permitirá un mejor seguimiento de las IO por parte de Osinergrmin y el COES.

Entre los beneficios que se pretende alcanzar con la propuesta normativa, tenemos:

- Reducir, en el primer año de implementación, el costo de la operación del SEIN en un 5% en comparación con el escenario actual de valores vigentes de IO.
- Incentivar que los titulares de las centrales de generación presenten los valores reales de las IO, con lo cual se asegura las condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo, así como un despacho económico de generación más óptimo.

V. Análisis del impacto de la norma en el ordenamiento jurídico nacional

La presente disposición complementa el ordenamiento jurídico, a fin de verificar el cumplimiento de una disposición sectorial (Decreto Supremo N° 040-2017-EM) emitida por el Ministerio de Energía y Minas.