

# Análisis de Impacto Regulatorio (Mini RIA):

“Propuesta del Procedimiento de Supervisión de las inflexibilidades operativas de las unidades de generación del SEIN”

Documento de Consulta N° 001-2019-RIA/OS.V2



Gerencia de Políticas y Análisis Económico

con la colaboración de: Gerencia de Supervisión de Energía – División de Supervisión de Electricidad



Lima, mayo de 2019

## RESUMEN

El 8 de diciembre de 2014 el Estado peruano firmó un acuerdo con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para contar con el apoyo en el diseño de reformas y en el fortalecimiento de nuestras políticas públicas. En el marco de este acuerdo, conocido como Programa País, la OCDE recomienda la implementación del Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) durante el proceso de elaboración de propuestas normativas de las instituciones públicas, así como de los Organismos Reguladores Económicos.

El RIA es una herramienta para la toma de decisiones de política pública, de tal forma que permite a los hacedores de política formular regulaciones y evaluar los beneficios y costos de las políticas que se quiere establecer antes de la implementación de las mismas.

En ese sentido, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) con la visión de ser un regulador de clase mundial y dando cumplimiento a su Plan Estratégico Institucional 2015-2021, el 12 de abril de 2016 aprobó mediante Acuerdo del Consejo Directivo N° 13-2016 la “Guía de Política Regulatoria N° 1: Guía para la realización del RIA en Osinergmin” (Guía RIA).

El presente documento trata de la propuesta denominada: “**Propuesta del Procedimiento de Supervisión de las inflexibilidades operativas de las unidades de generación del SEIN**”, el cual se desarrollará siguiendo los lineamientos de la Guía RIA y la normativa RIA establecida en Osinergmin.

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	4
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.1	Algunos elementos básicos sobre los parámetros de inflexibilidades operativas .....	5
2.2	¿Cuál es el marco regulatorio existente? .....	6
2.3	¿Cuál es la evidencia acerca de la naturaleza del problema? .....	11
2.4	Análisis de causas y efectos del problema.....	13
3.	OBJETIVOS .....	14
3.1	Objetivo general .....	14
3.2	Objetivos específicos .....	14
4.	OPCIONES DE POLÍTICA .....	14
4.1	Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales.....	15
4.2	Opción 2: Supervisión en base a auditoria o ensayos de un tercero independiente ..	20
4.3	Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente .....	23
5.	EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE POLÍTICA.....	26
5.1	Viabilidad técnica de implementación y compatibilidad con el marco normativo .....	27
5.2	Efectividad de la intervención .....	27
5.3	Duración del plazo de la intervención .....	27
5.4	Costo – eficacia de la intervención. ....	28
5.5	Simplicidad regulatoria.....	28
6.	MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA SELECCIONADA .....	28
7.	REFERENCIAS .....	29

## 1. INTRODUCCIÓN

El Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés) se define como un análisis sistemático, realizable de manera ex ante y ex post, del impacto costo-beneficio de todas las alternativas posibles de solución de un problema regulatorio. La evaluación de nuevas propuestas regulatorias o de las vigentes, empleando el procedimiento y los principios planteados en el RIA, permiten que las decisiones del regulador sean de mejor calidad.

Tal como lo menciona la OCDE<sup>1</sup>, “... la contribución más importante del RIA a la calidad de las decisiones no es la precisión de los cálculos utilizados, sino la acción de analizar-cuestionar, comprender los impactos en el mundo real y la exploración de los supuestos...”.

El RIA comprende la identificación de una problemática y el establecimiento de objetivos relacionados con la solución al problema. Asimismo, involucra el análisis de distintas opciones para alcanzar los objetivos y el análisis de los distintos efectos de las mismas. El enfoque analítico que sigue el RIA busca identificar las distintas opciones de política que se puedan considerar para alcanzar los objetivos de una institución reguladora, incluyendo la opción de no intervención.

---

<sup>1</sup> Regulatory Policies in OECD Countries: From interventionism to Regulatory Governance, OECD (2002), p47.

## 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

### 2.1 Algunos elementos básicos sobre los parámetros de inflexibilidades operativas

Según los artículos 92<sup>2</sup>, 96 y 97<sup>3</sup> del Reglamento de la Ley de Concesiones, la 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 inflexibilidades operativas (en adelante “IO”) de la unidades de generación.

La inflexibilidad operativa se define como la *“restricción operativa de una central o unidad de generación derivada de sus características estructurales de diseño.”*<sup>4</sup> 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). 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 generación en condiciones de operación normal. En el **Gráfico N° 1** se representa por PM.

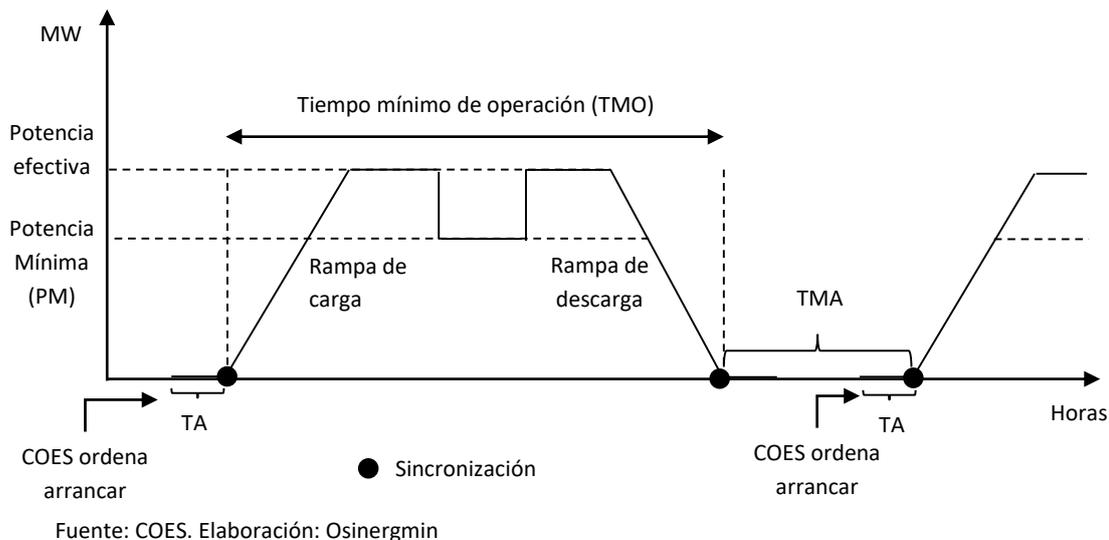
---

<sup>2</sup> En el artículo 92 del RLCE se refiere a la operación en tiempo real de las unidades de generadoras y sistemas de transmisión, y que en este contexto 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.”*

<sup>3</sup> 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; ...”*

<sup>4</sup> 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.

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



Las inflexibilidades de las centrales de generación, además de afectar el despacho a mínimo costo<sup>5</sup>, 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.”<sup>6</sup>

Inicialmente, el costo de las inflexibilidades operativas era asumido por los generadores<sup>7</sup>, pero a partir de julio de 2016, con la aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME)<sup>8</sup>, 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 DS N° 026-2016-EM 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 generación al COES.

## 2.2 ¿Cuál es el marco regulatorio existente?

La obligación de presentar la información a ser utilizada en la programación de la operación, y en particular sobre los parámetros de inflexibilidades operativas, se implementó a través del

<sup>5</sup> 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.”

<sup>6</sup> Numeral 7.1 del DS N° 026-2016-EM.

<sup>7</sup> Numeral 8.1.6. del Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre los Generadores Integrantes del COES” (en adelante “PR-10”), aprobado mediante Resolución N° 142-2014-OS/CD.

<sup>8</sup> Decreto Supremo N° 026-2016-EM.

Procedimiento Técnico N° 20 del COES (“Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, en adelante 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, como parte de los requisitos para obtener el Certificado de Operación Comercial.<sup>9</sup>

De manera resumida y tal como se ilustra en el **Anexo 1**, el PR-20 establece que los titulares de las unidades de generación<sup>10</sup> presentan al COES, entre otros<sup>11</sup>, información sobre los parámetros de las inflexibilidades operativas; requiriendo que sea sustentada<sup>12</sup> en el caso del Tiempo Mínimo de Operación, el Tiempo Mínimo entre Arranques y la Potencia Mínima. El COES<sup>13</sup> es el responsable de la verificación de la presentación del sustento.

Posteriormente, siguiendo el PR-20, el COES verifica el “cumplimiento de requisitos y el levantamiento de observación”<sup>14</sup>, que en caso de cumplir, se le otorga<sup>15</sup> el Certificado de Operación Comercial. Asimismo, se señala que el COES podrá disponer la suspensión de la Operación Comercial cuando la “documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta” o “la empresa titular no realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento en los plazos establecidos”.

Finalmente, en relación a la vigencia de la información de las inflexibilidades operativas, el PR-20 establece que ésta tendrá un “periodo mínimo de vigencia de 4 años” y “podrá ser modificada antes de este plazo únicamente 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 sustentan dichas inflexibilidades varíen en forma relevante.” Asimismo, señala que “los integrantes estarán obligados a informar al COES cualquier cambio que modifique dichas inflexibilidades operativas.”

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 incorrecta<sup>16</sup>.

En cuanto a la supervisión de las Inflexibilidades Operativas, 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-20<sup>17</sup>. Sin embargo, el referido

---

<sup>9</sup> De acuerdo a los numerales 12.2 y 12.3 del PR-20.

<sup>10</sup> Tanto para las centrales existentes como nuevas. En efecto las titulares de las nuevas unidades de generación presentarán la información descrita en el Anexo 5; mientras que los titulares de las unidades de generación existentes presentarán la información descrita en los numerales 4.4, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.12 del Anexo 4.

<sup>11</sup> Al respecto, la información requerida mediante las fichas técnicas del Anexo A del PR-20 comprende información sobre: los datos de la central (Número de unidades de generación, tipo de central, potencia efectiva de la central en MW, etc.), datos de las unidades de generación (Datos de placa, de pruebas de fábrica, etc.), entre otros.

<sup>12</sup> Fichas técnicas del Anexo A del PR-20.

<sup>13</sup> Numerales 6.1.2 y 12.1 del PR-20.

<sup>14</sup> De acuerdo al numeral 12.4 del PR-20.

<sup>15</sup> Ídem.

<sup>16</sup> El numeral 12.5 del PR-20.

<sup>17</sup> Según el numeral 12.4 del PR20, “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

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.

En este contexto, recientemente, mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM, se introdujeron cambios en relación a las IO (ver **Gráfico N° 2**). Uno de los cambios es que los generadores entregaran 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 Osinergmin, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente. Es decir, se establece de manera explícita que Osinergmin es el encargado de realizar las acciones de supervisión y/o fiscalización. Asimismo, dicho DS busca 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 IO<sup>18</sup>, con la finalidad de garantizar la confiabilidad y transparencia de las compensaciones que realizan los participantes del MME.

Asimismo, en el mencionado decreto supremo, se señala que cuando la unidad de generación no remita la información correspondiente (IO más IST) o el Osinergmin verifique que la información remitida por la empresa operadora es incorrecta, las IO serán comunicadas por Osinergmin al COES. Y, como parte de sus disposiciones complementarias transitorias, establece lo siguiente: i) en un plazo de quince (15) días calendarios, contados a partir de la entrada de vigencia de la presente norma, los Generadores deben entregar al COES y al Osinergmin la información de sus IO junto con el Informe de Sustento Técnico y ii) en un plazo de seis (06) meses aprobaría el procedimiento para la aplicación de las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente<sup>19</sup>.

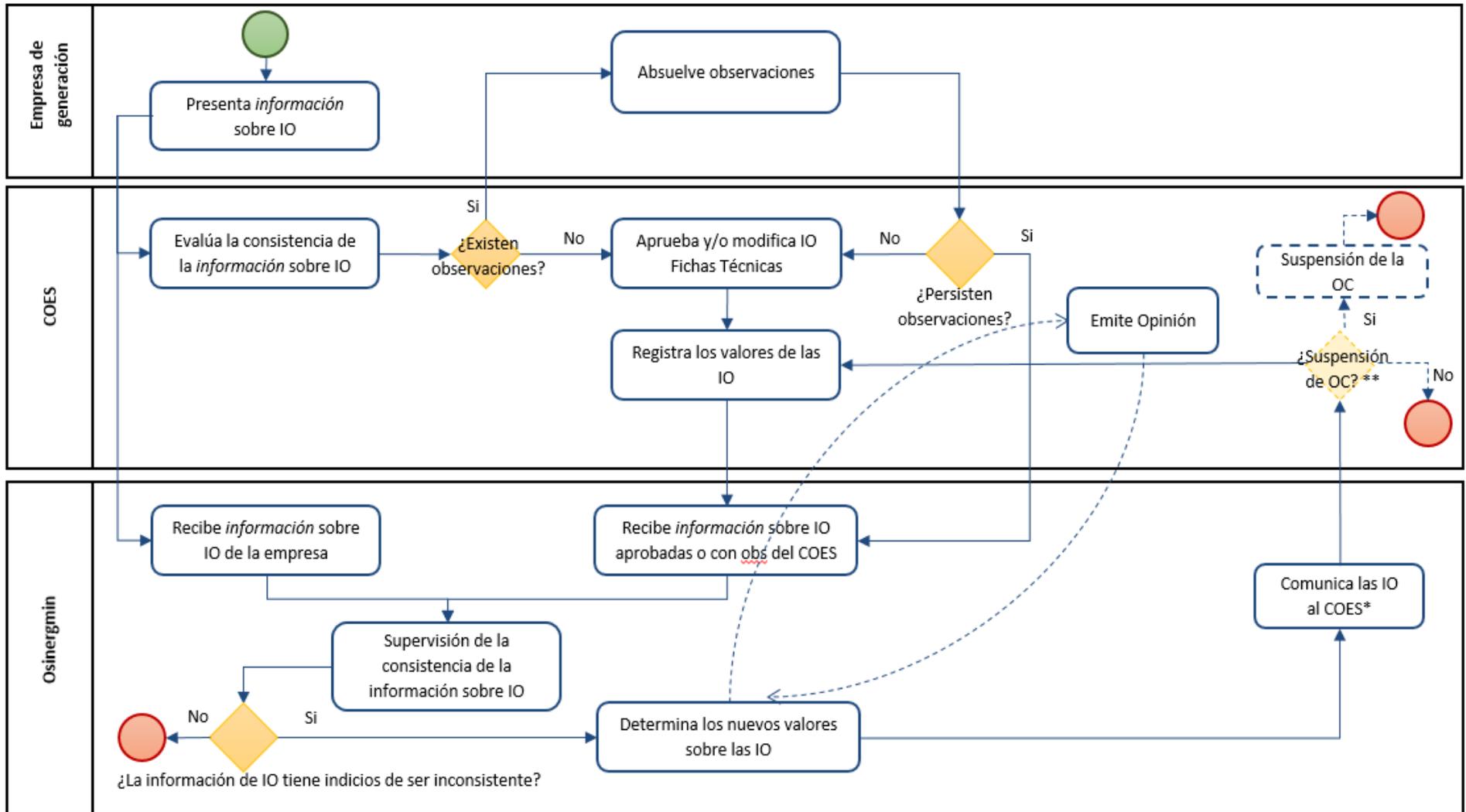
---

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.”

<sup>18</sup> Numeral 2.6 de la Exposición de Motivos del Decreto Supremo D.S. N° 040-2017-EM.

<sup>19</sup> La segunda disposición complementaria transitoria del DS N° 040-2017-EM establece que, en un plazo de seis meses, el Osinergmin debe aprobar el procedimiento de las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente. En ese sentido, la presente propuesta regulatoria busca cumplir dicho mandato.

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



\* Osinergmin también comunica cuando el generador no remite información y/o cuando sea aplicable según la aplicación del procedimiento de supervisión de IO.

\*\* La suspensión de la Operación Comercial (OC) se realiza en aplicación del PR-20.

Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin

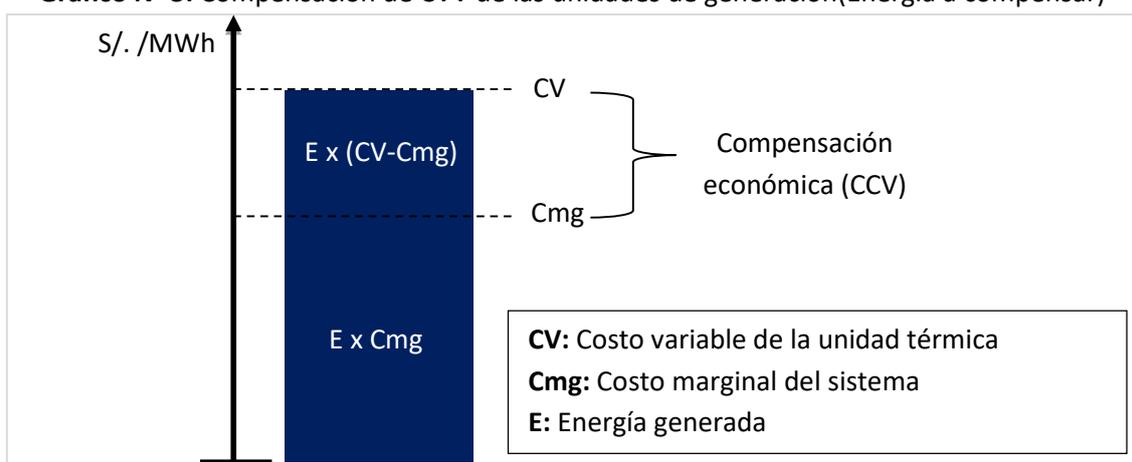
### Compensaciones por Inflexibilidades Operativas (IO)

El costo de las IO, que se traducen por ejemplo en mayores costos de combustibles, es asumido en pagos mensuales por los compradores en el mercado mayorista, compuesto por los generadores, distribuidores y grandes usuarios, en la proporción a los retiros efectuados<sup>20</sup> dentro del mes en evaluación.

Los costos operativos adicionales producto de las IO en los que incurren las unidades de generación se encuentran establecidos en el PR-33 “Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica”, y son los siguientes:

- **Costos de arranque – parada y de baja eficiencia en Rampas Incremento y Disminución de Generación (CCbef).** Comprende los costos por consumo de combustible dentro del proceso de arranque-parada y de baja eficiencia en las Rampas de Incremento y Disminución de generación.
- **Compensación por el Costo de mantenimiento por arranque-parada (CCMarr)**
- **Costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (CCCadíc).** Se refieren a los costos por consumo de combustible dentro de la rampa de carga a partir de la generación mínima técnica hasta la potencia efectiva.
- **Compensación de Costos Variables de Unidades de Generación no Cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CCV).** Comprende los costos variables no cubiertos de una unidad de generación, ya que a pesar de que sus costos variables son mayores que los costos marginales, esta unidad tienen que seguir operando a su potencia mínima hasta que culmine su TMO. En ese sentido, mayores valores de TMO conllevaran a mayores compensaciones económicas por CCV. Una ilustración del CVV se muestra en el **Gráfico N° 3**.

**Gráfico N° 3:** Compensación de CVV de las unidades de generación(Energía a compensar)



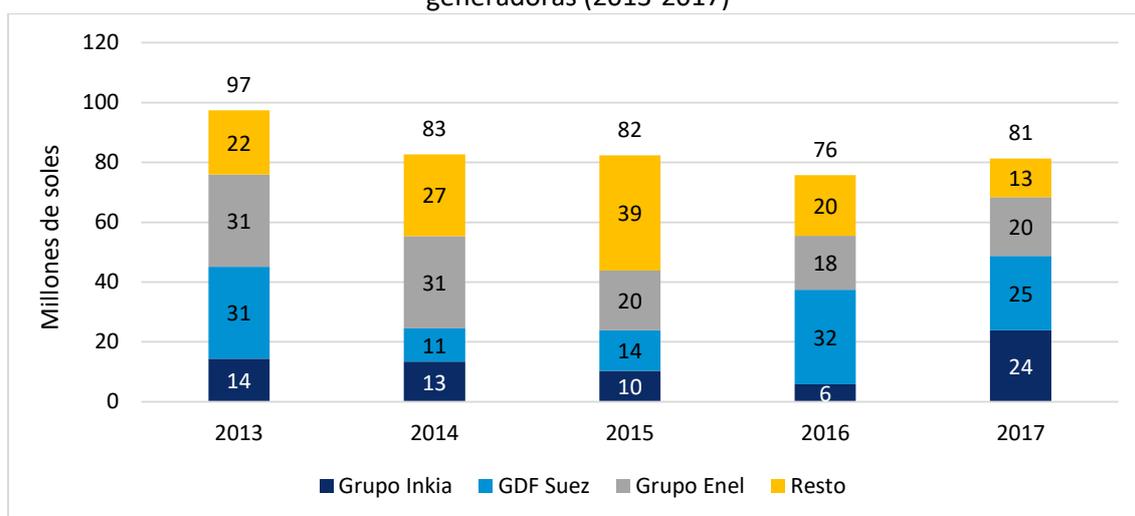
<sup>20</sup> Artículo 7.2 del DS N° 026-2016-EM.

### 2.3 ¿Cuál es la evidencia acerca de la naturaleza del problema?

- **Importantes montos por compensación por operación a mínima carga**

La compensación anual por operación a mínima carga a fluctuado entre 97 y 76 millones de soles entre el 2013 y 2017 (Ver **Gráfico N° 4**). Actualmente, el monto por esta compensación asciende a 81 millones de soles, el cual se incrementó en 5 millones de soles respecto al 2016. Asimismo, como se aprecia que las unidades de generación térmica de los grupos Inkia, GDF Suez (Engie) y Enel representaron el 71% del total del monto por compensaciones para dicho periodo.

**Gráfico N° 4:** Compensación por operación a mínima carga y por grupos de empresas generadoras (2013-2017)

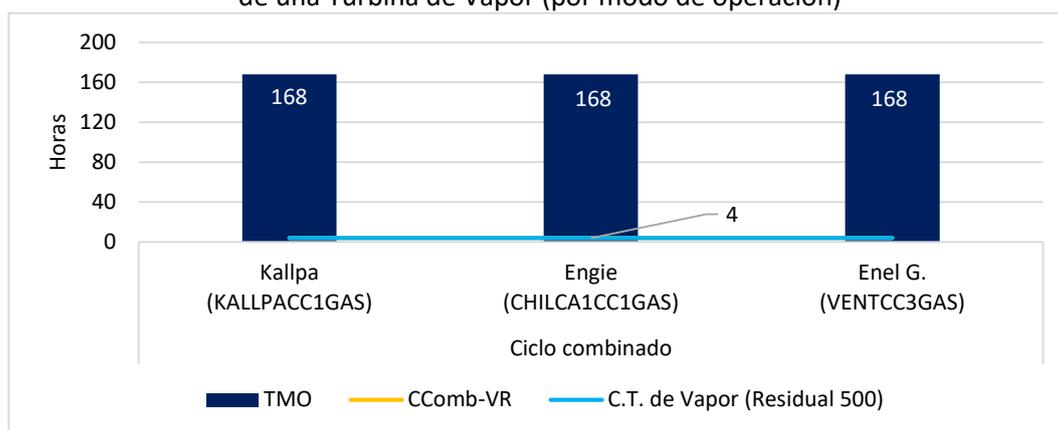


Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin.

- **Declaraciones de IO por encima de los valores referenciales a nivel mundial**

Los valores de las IO declarados para centrales de cierto tipo de tecnología son más de 40 veces los parámetros de las inflexibilidades operativas aprobados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). En efecto, como se aprecia en el **Gráfico N° 5**, el Tiempo Mínimo de Operación (TMO) declarado por los titulares de algunas centrales de ciclo combinado es de 168 horas, el cual contrasta con un valor de 4 horas aprobado por la FERC para centrales de la misma tecnología. Asimismo, en el Gráfico N° 5 se aprecia que los valores declarados del TMO para las centrales de ciclo combinado superan ampliamente a los de una central de vapor que consume combustible residual, que se entiende que son centrales a vapor caracterizadas por una alta inflexibilidad operativa, superior a un central de ciclo combinado.

**Gráfico N° 5:** TMO declarado y valores referenciales de las C.T. de Ciclo Combinado, y valores de una Turbina de Vapor (por modo de operación)

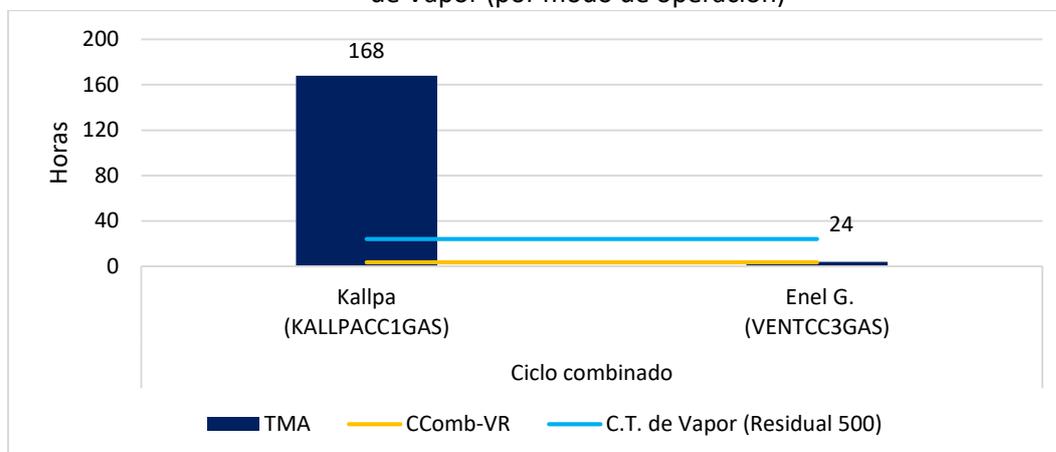


Nota: El valor del TMO de una central térmica de vapor es tomado de la C.T. San Nicolás de la empresa SHOUGESA, del turbogenerador TV1 que consume combustible Residual 500.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica/>. Elaboración: Osinergmin

De igual forma, en las declaraciones del TMA se han declarado valores mayores a los referenciales de las unidades de generación de ciclo combinado, aunque de forma menos generalizada (ver **Gráfico N° 6**). Asimismo, los valores declarados para las centrales de ciclo combinado son ampliamente superiores a los de una central de vapor que consume combustible residual, lo cual como se mencionó no es técnicamente posible.

**Gráfico N° 6:** TMA declarado y valores referenciales de las C.T. de Ciclo Combinado y Turbina de Vapor (por modo de operación)



Nota: El valor del TMO de una central térmica de vapor es tomado de la C.T. San Nicolás de la empresa SHOUGESA, del turbogenerador TV1 que consume combustible Residual 500.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica/>. Elaboración: Osinergmin

#### • Denuncias por inflexibilidades elevadas (IO)

Osinergmin recibió una denuncia sobre la información de sustento respecto de IO y su procesamiento por parte de algunas empresas integrantes del COES, denuncia que incluso fue hecha pública en un diario de circulación local<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Disponible en: <http://semanaeconomica.com/article/sectores-y-empresas/energia/256741-sector-electrico-la-guerra-la-llevan-al-osinergmin/>

Sin embargo, considerando que el procedimiento derivado de dicha denuncia se encuentra aún en trámite, la información recabada no será considerada para efectos del presente análisis, pues independientemente de su resultado, la evidencia anteriormente consignada en el presente documento sustenta de manera suficiente el problema que se plantea en el análisis RIA.

#### **2.4 Análisis de causas y efectos del problema**

Sobre la base del análisis realizado en las secciones anteriores, el principal problema identificado es el alto riesgo de no detectar oportunamente que los titulares de las centrales de generación declaren valores de las IO diferentes a sus valores reales, debido a que no hay un mecanismo para verificar los valores declarados. Las principales causas del problema que se han identificado son las siguientes:

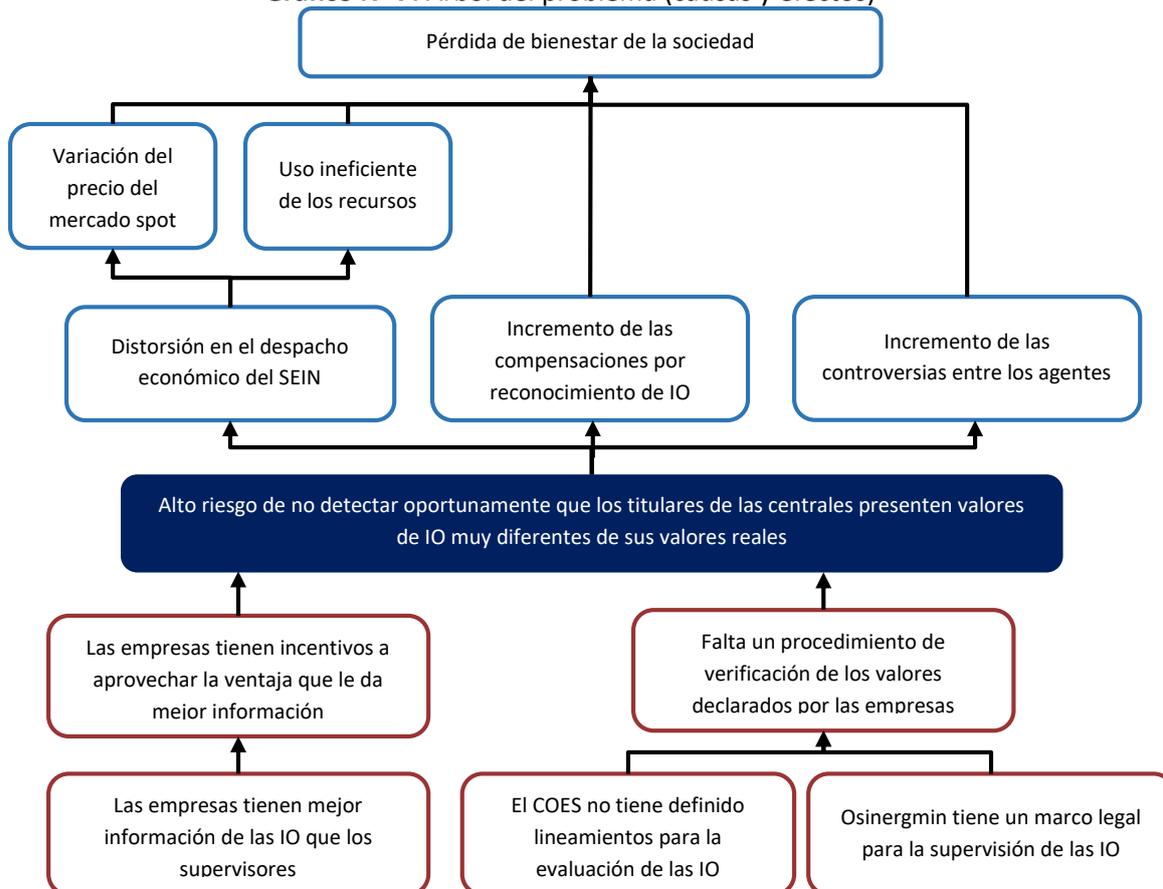
- Falta de un procedimiento de supervisión para verificar los valores de las IO reportadas por los titulares de las centrales de generación, lo que se asocia a la falta de un marco normativo que defina y designe de manera explícita, la responsabilidad de supervisión en un agente específico, y se definan reglas y plazos. No obstante, recientemente, mediante el DS N° 040-2017-EM se ha definido de manera explícita que Osinergmin es el encargado de realizar las acciones de supervisión y fiscalización.
- Las empresas tienen altos incentivos de reportar valores de inflexibilidades operativas 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 economía esto se conoce como una situación 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.

En relación a los efectos negativos identificados, éstos son:

- 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 ingresen 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 lo estrictamente necesario que está asociado a los valores de las IO reales de las centrales. Debido a que esta compensación va a ser pagada 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.

El **Gráfico N° 8** presenta el árbol de problemas, el cual resume las causas y efectos del problema identificado referido al alto riesgo de que los titulares de las centrales declaren valores de las IO muy diferente a sus valores reales.

**Gráfico N° 7: Árbol del problema (causas y efectos)**



Elaboración: GPAE-Osinergmin.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 Objetivo general

Generar los incentivos para que los titulares de las centrales de generación presenten los valores reales de las IO.

#### 3.2 Objetivos específicos

- Desarrollar un procedimiento para verificar los valores de las IO reportados por los titulares de las centrales de generación.
- Reducir, en el primer año de implementación, el valor de las IO aprobadas en un 30% en comparación con los valores vigentes.

### 4. OPCIONES DE POLÍTICA

Como se mencionó anteriormente, en el Decreto Supremo N° 040-2017-EM se establece que los generadores entregarán, tanto al COES como a Osinergmin, información sobre las IO de sus unidades de generación, con su respectivo Informe de Sustento Técnico. Asimismo, se señala que cuando la unidad de generación no remita la información correspondiente o el Osinergmin

determine que la información remitida por la empresa operadora es inconsistente, las IO serán comunicadas por Osinergmin al COES.

Sobre la base de estos grandes lineamientos establecidos en el DS N° 040-2017-EM, a continuación, se plantean diferentes propuestas de opciones de procedimiento para la supervisión y/o fiscalización de la verificación de los valores de las inflexibilidades operativas reportados por los titulares de las centrales de generación.

#### **4.1 Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales**

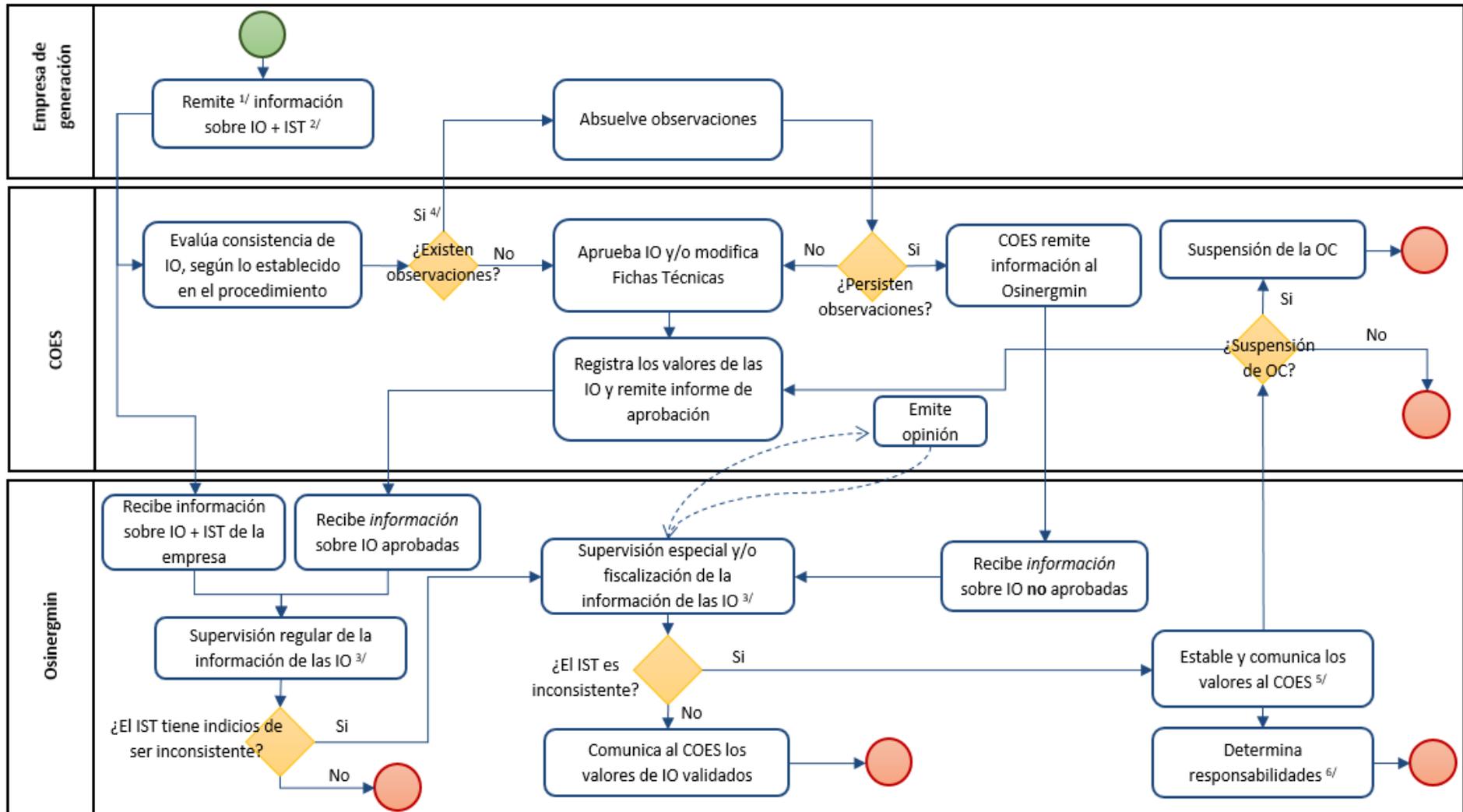
Las principales características de esta opción de supervisión son las siguientes:

- El COES emite 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).
- Osinergmin establece los valores 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.
- 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. Si la diferencia es menor al 10%, se requiere un análisis de gabinete, mientras que si la diferencia es mayor al 10% se requiere una “análisis técnico más riguroso y detallado”.
- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones con sus respectivas escalas de sanciones.
- Se establecen dos flujos del proceso de supervisión. Uno de ellos corresponde a la verificación de la Potencia Mínima, y el otro, al resto de Inflexibilidades Operativas.
- El flujo de procesos para la supervisión del TA, TMA y TMO, comprende las siguientes acciones (ver **Gráfico N° 9**):
  1. La empresa remite la información sobre IO y el IST al COES y Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de la IO.
  2. El COES revisa y evalúa la información base (IST más la información de la IO). En caso tenga observaciones, las remite a la empresa; caso contrario, aprueba la IO y/o modifica las fichas técnicas, para posteriormente registrar los valores de la IO y remitir toda la información que sustenta la aprobación al Osinergmin. En caso persistan las observaciones, el COES remitirá al Osinergmin toda la información actuada sobre la unidad de generación bajo análisis.

3. Posteriormente, el Osinergmin realizará una supervisión regular de la información proporcionada por la empresa generadora y la aprobada por el COES, en caso este último haya aprobado las IO y/o modificado las fichas técnicas. Si en estos casos el IST presentara valores diferentes a los referenciales sin dar el sustento adecuado, el Osinergmin procederá a realizar una supervisión especial y/o fiscalización de las IO. Asimismo, la supervisión especial será aplicado a las unidades de generación para las cuales el COES indique que persisten observaciones en la información presentada por la empresa generadora. Finalmente, en el marco de la supervisión especial el Osinergmin, en caso lo requiera, podrá solicitar opinión al COES.
  4. En caso el Osinergmin, como resultado de la supervisión especial del IST declaré su no objeción, procederá a comunicar al COES los valores de las IO validados. Caso contrario, establecerá y comunicará los nuevos valores al COES. En este último caso, el COES evaluará si corresponde la suspensión de la operación comercial. Finalmente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.
- El flujo de procesos para la supervisión de la Potencia Mínima, comprende las siguientes acciones (ver **Gráfico N° 10**):
    1. La empresa remite el Informe Final de los Ensayos (IFE) al COES y Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de la Potencia Mínima.
    2. El COES revisa y evalúa la información base (IFE más la información de la potencia mínima). En caso tenga observaciones, las remite a la empresa; caso contrario, aprueba la potencia mínima y/o modifica las fichas técnicas, luego registra el valor de la potencia mínima y remite toda la información que sustenta la aprobación al Osinergmin. En caso persistan las observaciones, el COES remitirá al Osinergmin toda la información actuada sobre la unidad de generación bajo análisis.
    3. Posteriormente, el Osinergmin realizará una supervisión especial de la información proporcionada por la empresa generadora y la aprobada por el COES, en caso este último haya aprobado la potencia mínima y/o modificado las fichas técnicas. Si en estos casos el IST presentara valores diferentes a los referenciales sin dar el sustento adecuado, el Osinergmin procederá a realizar una supervisión especial y/o fiscalización de las IO. Asimismo, este tipo de supervisión será aplicado luego de que el COES indique que persisten observaciones en la información presentada por la empresa generadora.
    4. En caso el Osinergmin, como resultado de la evaluación del IST declaré su no objeción, procederá a comunicar al COES los valores de la potencia mínima validados. Caso contrario, tomará las medidas que considere pertinentes (como puede ser la repetición de ensayos, la asignación de valores referenciales, entre otros). Como resultado final, el Osinergmin establecerá y comunicará el valor de la

potencia mínima al COES. En este último caso, el COES evaluará si corresponde la suspensión de la operación comercial. Finalmente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.

**Gráfico N° 9:** Procedimiento de verificación y actualización del TMO, TMA y TA en base a valores referenciales



1/ La empresa remite información + IST en dos momentos: i) antes de la puesta en Operación Comercial o; ii) cuando hay causal de modificación de las IO.

2/ El IST será presentado según lo establecido en la Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico que emita al COES. Hay dos niveles de análisis de IST: "Análisis de gabinete" cuando las IO difieren hasta en 10% de los referenciales y "Análisis técnico más riguroso y detallado" en otro caso.

3/ Osinergmin podrá recurrir a la participación de un consultor para la evaluación del IST (se establece formato de IST). Asimismo, podrá solicitar la opinión sustentada del COES.

4/ Se da una oportunidad para que la empresa levante las observaciones al IST, según los plazos establecidos en la Guía para la elaboración del IST.

5/ Osinergmin también comunica los valores referenciales, cuando la empresa no remite la información sobre IO y el IST.

6/ Osinergmin impondrá una sanción según corresponda en aplicación del procedimiento aprobado.

**Gráfico N° 10:** Procedimiento de supervisión de la PM

Notas:

- 1/ La empresa remite información + IFE en dos momentos: i) antes de la puesta en Operación Comercial o; ii) cuando hay causal de modificación de las IO.
  - 2/ Según el Procedimiento Técnico para los ensayos que **emita** el COES. **19**
  - 3/ La elaboración del informe final tendrá en consideración, en lo que corresponda, la Guía para la elaboración del IFE.
  - 4/ Osinergmin podrá recurrir a la participación de un consultor para la evaluación del IFE.
  - 5/ Osinergmin podrá recurrir a la participación de un consultor para la realización de ensayos.
  - 6/ Osinergmin impondrá una sanción según corresponda en aplicación del procedimiento aprobado.
- Fuente: Propuesta de procedimiento de Supervisión.

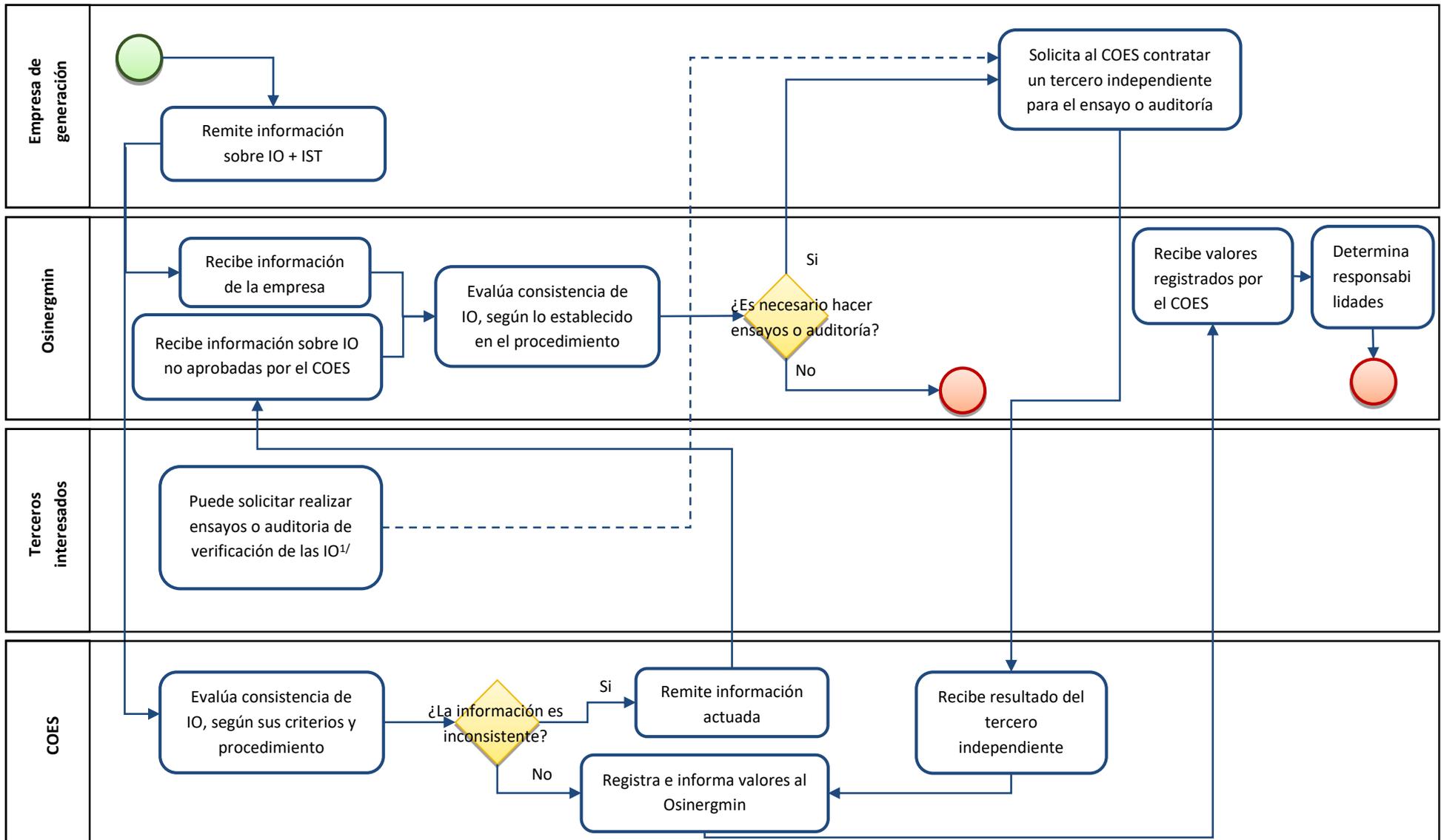
#### **4.2 Opción 2: Supervisión en base a auditoría o ensayos de un tercero independiente**

Las principales características de esta opción de supervisión, basado en el modelo de Colombia, son las siguientes:

- El COES emite 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).
- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones con sus respectivas escalas de sanciones.
- El flujo de procesos para la supervisión de las IO comprende las siguientes acciones (ver **Gráfico N° 11**):
  1. La empresa remite información de las IO y el Informe Técnico de Sustento (IST) al COES y Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de la IO.
  2. El COES revisa y evalúa la información en base a sus criterios y procedimiento. En caso tenga observaciones, las remite a la empresa; caso contrario, aprueba la IO y/o modifica las fichas técnicas, para posteriormente registrar los valores de la IO y remitir toda la información que sustenta la aprobación al Osinergmin. En caso persistan las observaciones, el COES remitirá al Osinergmin toda la información actuada sobre la unidad de generación bajo análisis.
  3. Posteriormente, el Osinergmin, para cada unidad de generación, realizará la supervisión utilizando la información que recibe de la empresa y del COES. Si Osinergmin, en base a los valores referenciales, detecta que el IST presenta valores diferentes a los referenciales sin dar el sustento adecuado, podrá solicitar la realización de auditoría o ensayos por un tercero independiente, cuyo costo será asumido por el titular. Asimismo, un tercero interesado (participantes del mercado mayorista), podrá solicitar la realización de auditorías o ensayos que verifiquen el valor de los parámetros de las inflexibilidades operativas.
  4. El auditor o experto técnico lo selecciona el COES mediante licitación, en la cual participan las empresas acreditadas ante Osinergmin.
  5. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma central cada año, excepto cuando el generador falle en las dos primeras pruebas.
  6. En caso se verifique diferencias entre el valor de la IO resultante de las pruebas y los valores declarados, los valores definitivos que se tome serán los resultantes de las pruebas.

7. En el caso que la solicitud sea presentada por un tercero interesado, si no hay diferencia entre los valores obtenidos por el auditor y lo reportado por la empresa, el que solicita la realización de pruebas o ensayos asumirá el costo del auditor, caso contrario lo asumirá la empresa titular de la unidad de generación. Asimismo, la solicitud se realizará de forma posterior al registro de los valores de IO por parte del COES.
8. Finalmente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.

**Gráfico N° 11:** Procedimiento de supervisión de los parámetros de IO en base a un auditor independiente



Nota:

1/ La solicitud se realizará de forma posterior al registro de los valores de IO por parte del COES.

Fuente: CREG-Colombia. Elaboración: Osinergmin

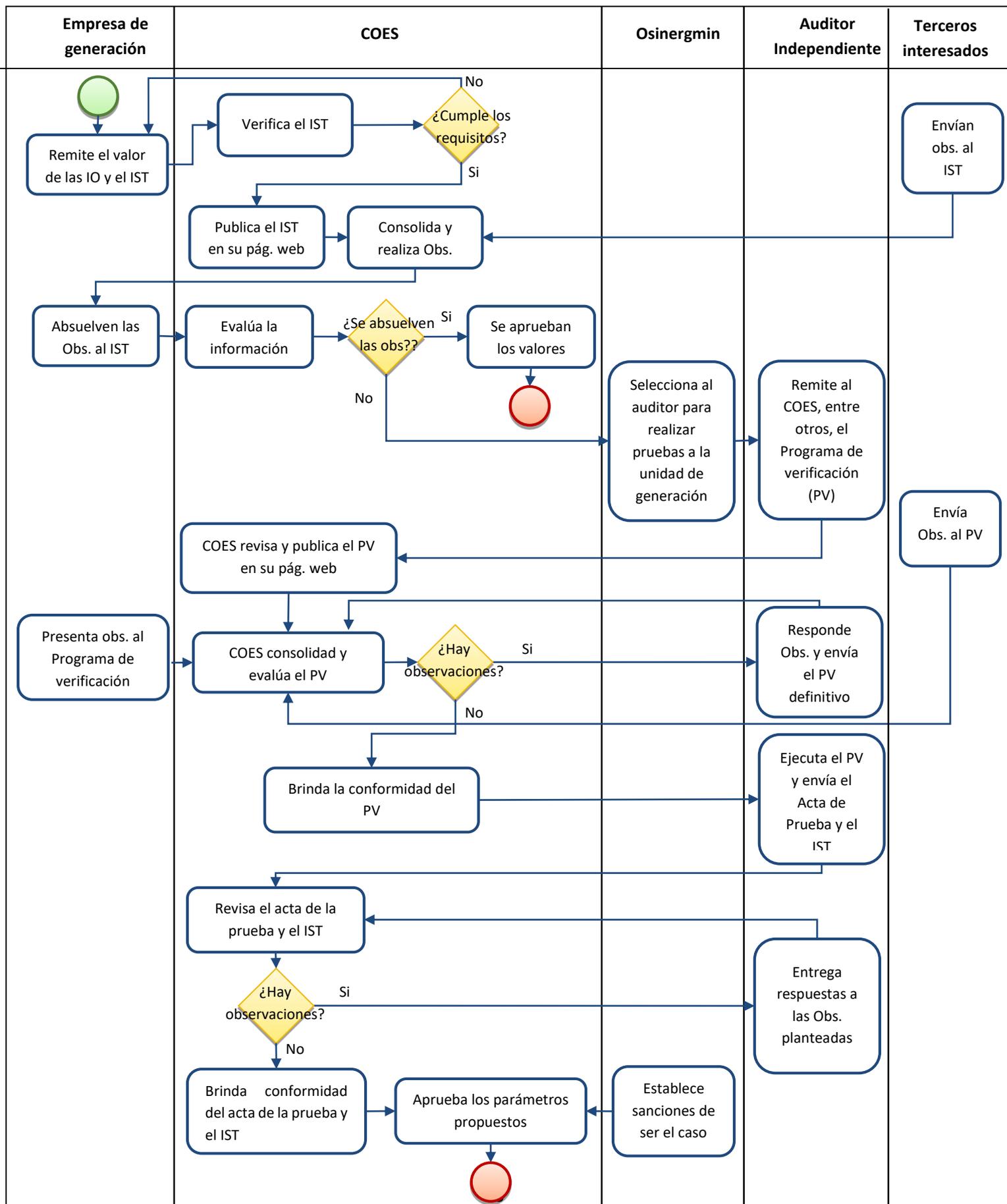
### 4.3 Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente

Las principales características de esta opción de supervisión, basado en el modelo de Chile, son las siguientes:

- El COES emite 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).
- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones con sus respectivas escalas de sanciones.
- El flujo de procesos para la supervisión de las IO comprende las siguientes acciones (ver **Gráfico N° 12**):
  1. La empresa remite el valor de las IO y su respectivo Informe de Sustento Técnico (IST) de las IO, tanto al COES como a Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de las IO.
  2. El COES, luego de verificar que la solicitud cumple con todos los requisitos de admisibilidad, publica en su portal Web el IST para que terceros interesados, incluido al Osinergmin, puedan realizar observaciones. El COES consolida las observaciones y emite las propias, y las remite al titular de la central de generación para que las absuelva. En el caso que, a criterio del COES, las observaciones se absuelvan a satisfacción, aprueba los valores; caso contrario, el COES inicia el proceso para realizar ensayos a la unidad de generación mediante la contratación de un auditor independiente. El COES deberá elaborar un procedimiento técnico referido a estos ensayos.
  3. Osinergmin realizará la supervisión de la consistencia de la información de las IO, que remitirá como observaciones señalado en el numeral anterior, en base a los valores referenciales que apruebe y, en caso se disponga de información, en función de los registros de operación real disponibles. Osinergmin podrá solicitar información al COES o empresas.
  4. Osinergmin selecciona, de una lista propia complementada con una lista propuesta por el titular de la unidad de generación, el auditor independiente.
  5. El auditor independiente remite al COES, entre otros, el Programa de Verificación de las IO. El COES lo revisa y lo publica en la Web para que terceros interesados puedan realizar observaciones. El COES consolida las observaciones y las remite al auditor independiente seleccionado para que las absuelva. En el caso que, a criterio del COES, las observaciones se absuelvan a satisfacción, se aprueba el Programa de Verificación.

6. El auditor independiente ejecuta el Programa de Verificación aprobado y remite al COES el acta de prueba y el Informe Técnico de Sustento.
7. El COES revisa el acta de la prueba y el IST, y realiza observaciones correspondientes, las cuales son remitidas al consultor para su absolución. El COES da conformidad al acta de prueba y al Informe Técnico de Sustento. Los valores de las IO resultantes son aprobados y remitidos al Osinergmin y al titular de la central.
8. Posteriormente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.
9. Finalmente, en caso de no remitir el titular de la empresa de generación la información de IO (valor de las IO + IST), o si el Osinergmin, determina su inconsistencia, las inflexibilidades operativas del generador serán comunicadas por el Osinergmin al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. Para ello, el Osinergmin utilizará los valores referenciales que apruebe.

**Gráfico N° 12:** Procedimiento del procedimiento de información y actualización de los parámetros de IO - Propuesta de supervisión censal



## 5. EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE POLÍTICA

En esta sección, se evalúan, desde un enfoque cualitativo, los principales efectos de las opciones de política propuestas. No fue posible cuantificar los beneficios y costos de cada una de las propuestas debido a la complejidad e incertidumbre asociada a cada una de las variables a analizar en el despacho económico.

Los criterios cualitativos considerados para la evaluación de las opciones de política son los siguientes:

- **Viabilidad técnica de implementación**, entendiéndose con este criterio a la factibilidad técnica de implementar la opción de política bajo análisis.
- **Compatibilidad con el marco normativo**; es decir, que el procedimiento guarde los criterios y grandes lineamientos establecidos en el marco normativo vigente.
- **Efectividad de la intervención**; es decir, la capacidad de la opción de política para alcanzar el objetivo de generar los incentivos para que los titulares de las unidades de generación presenten los valores reales de las inflexibilidades operativas.
- **Duración del plazo de la intervención**; es decir, el tiempo que transcurre desde que el titular de la unidad de generación remite al COES y Osinergmin la información de las inflexibilidades operativas, con su respectivo Informe de Sustento Técnico, hasta que se aprueba el valor de los parámetros técnicos.
- **Costos – eficacia de la intervención**; es decir, que los titulares de las unidades de generación incurran en costos mínimos para implementar las acciones necesarias para cumplir con el procedimiento de supervisión de inflexibilidades operativas.
- **Simplicidad regulatoria**; es decir, reducir al mínimo las actividades de administración, coordinación u otras que complique de manera innecesaria el desarrollo de las acciones señaladas en el procedimiento de supervisión.

Para la evaluación de cada criterio, se va a utilizar la siguiente tabla.

**Cuadro N° 1**  
Escala de criterios de evaluación

-3	-2	-1	0	1	2	3
Alto costo respecto al escenario base	Moderado costo respecto al escenario base	Bajo costo respecto al escenario base	No presenta cambio sustancial respecto al escenario base	Bajo beneficio respecto al escenario base	Moderado beneficio respecto al escenario base	Alto beneficio respecto al escenario base

La evaluación que se realiza a continuación para cada uno de los parámetros, se basa en la opinión y experiencia del equipo técnico de la División de Supervisión de Electricidad.

### **5.1 Viabilidad técnica de implementación y compatibilidad con el marco normativo**

Las tres opciones de política propuestas cumplen con el criterio de viabilidad técnica de implementación, ya que cada una de ellas viene siendo aplicadas en otros países. La opción 1 se basa en la forma de supervisión que se aplica en México, la opción 2 se basa en el proceso de supervisión que se aplica en Colombia y, finalmente, la opción 3 se basa en el modelo de supervisión y definición de las inflexibilidades operativas aplicable en Chile.

Asimismo, respecto al criterio de compatibilidad con el marco normativo vigente, las tres opciones de política propuestas fueron adaptadas, de los modelos aplicables en los otros países, para que cumplan con los criterios y lineamientos establecidos en el Decreto Supremo N° 040-2017-EM.

### **5.2 Efectividad de la intervención**

En relación a la capacidad de las opciones de política para alcanzar el objetivo de generar los incentivos para que los titulares de las unidades de generación presenten los valores reales de las inflexibilidades operativas, ésta es diferente entre las mismas. En el caso de la opción 1, se espera que el incentivo que enfrentarían los titulares de las unidades de generación es alto, debido a que se introduce un mayor grado de regulación y Osinergmin tendrá un mayor control de todas las actividades del proceso.

En el caso de la opción 2, el incentivo que enfrenta el generador es algo más que moderado ya que, además del mismo esquema de supervisión descrito en la opción 1, algún tercero interesado puede presentar observaciones a la información sobre IO e inclusive se puede solicitar la participación de un auditor para que realice auditorías o ensayos, todo lo cual reduce la asimetría de información y daría mayor incentivo al generador a reportar valores razonables.

Finalmente, para el caso de la opción 3, el incentivo que enfrenta el titular de generación es bajo, ya que, sobre la base de la experiencia de la supervisión técnica, se aprecia una insuficiente autorregulación del mercado, y una muy escasa participación del COES en la mitigación de las asimetrías de la información de las IO observadas, registrándose discrepancias entre los agentes, las cuales no se han solventado en su correspondiente instancia, además de mu escasa existencia de auditores independientes en el medio para realizar las auditorías y/o ensayos a fin de determinar los valores finales de OI.

### **5.3 Duración del plazo de la intervención**

En relación al tiempo que transcurre desde que el titular de la unidad de generación remite al COES y Osinergmin la información de las inflexibilidades operativas (con su respectivo Informe de Sustento Técnico), hasta que se aprueba el valor de los parámetros técnicos, éste es diferenciado por opción de política. En el caso de la opción 1 y opción 2, el tiempo es moderado ya que, de un lado, los valores referenciales ayudan a agilizar la evaluación y aprobación de las IO, y de otro lado, el tiempo asociado al tratamiento y respuesta a las observaciones de terceros interesados y, cuando es necesario, el tiempo del auditor serían menores. Finalmente, en el caso de la opción 3, el tiempo es alto ya que involucra más actividades a realizar como parte del procedimiento y participan muchos agentes.

#### 5.4 Costo – eficacia de la intervención.

En relación a los costos que deben incurrir los titulares de las unidades de generación para implementar las acciones necesarias para cumplir con el procedimiento de supervisión de inflexibilidades operativas, éstos son variados. En el caso de la opción 1, las empresas enfrentan bajo costos y que están asociados a acopiar la información necesaria o hacer pruebas y elaborar el Informe de Sustento Técnico. En el caso de la opción 2, las empresas enfrentan un costo moderado ya que pueden enfrentar el costo del auditor. Finalmente, en el caso de la opción 3, el costo es moderado ya que enfrentaría los mismos costos que la opción 2.

#### 5.5 Simplicidad regulatoria.

En relación al número de actividades requeridas en el procedimiento de supervisión, la opción 1 tiene un número bajo de actividades, mientras que la opción 2 tendría un número moderado y la opción 3 un número alto de actividades.

Los valores asignados para las diferentes opciones de política en cada uno de los criterios se resumen en el siguiente cuadro. Luego, para encontrar el valor de la evaluación se pondera cada uno de los criterios, asignando un peso de 50% para la efectividad de la intervención ya que el objetivo es dar incentivos a declarar las IO más cercanas a los valores reales. El 50% restante se distribuye de manera proporcional entre los otros criterios.

**Cuadro N° 2**  
Resultado de la evaluación cualitativa de las opciones de política

CRITERIO	Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales	Opción 2: Supervisión en base a auditoria y ensayos de un tercero independiente	Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente
Viabilidad técnica de implementación	3	3	3
Compatible con la norma	3	3	3
Efectividad de la intervención	3	2	1
Duración del plazo de la intervención	-2	-2	-3
Costo – eficacia de la intervención	-1	-2	-2
Simplicidad regulatoria	-1	-2	-3
Resultado de la evaluación	1.70	1.00	0.3

Del cuadro anterior se observa que la mejor opción de política es la que tiene el mayor valor del resultado de la evaluación, que en este caso corresponde a la opción 1.

## 6. MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA SELECCIONADA

Para el monitoreo de la opción elegida se considera como indicador la proporción de unidades de generación que presenten diferencias significativas entre el valor de sus IO vigentes y lo

registrado en la operación real. El cálculo de este indicador se realizará a partir de las supervisiones que realice el Osinergmin de los valores de las IO registradas y los registros de operación real disponibles en el COES.

$$p = \frac{N_s}{N_t},$$

donde:

$N_s$ : Número de unidades de generación supervisadas que tengan diferencias hasta un 5% entre el valor de las IO vigentes y lo registrado en la operación real.

$N_t$ : Número total de unidades de generación supervisadas

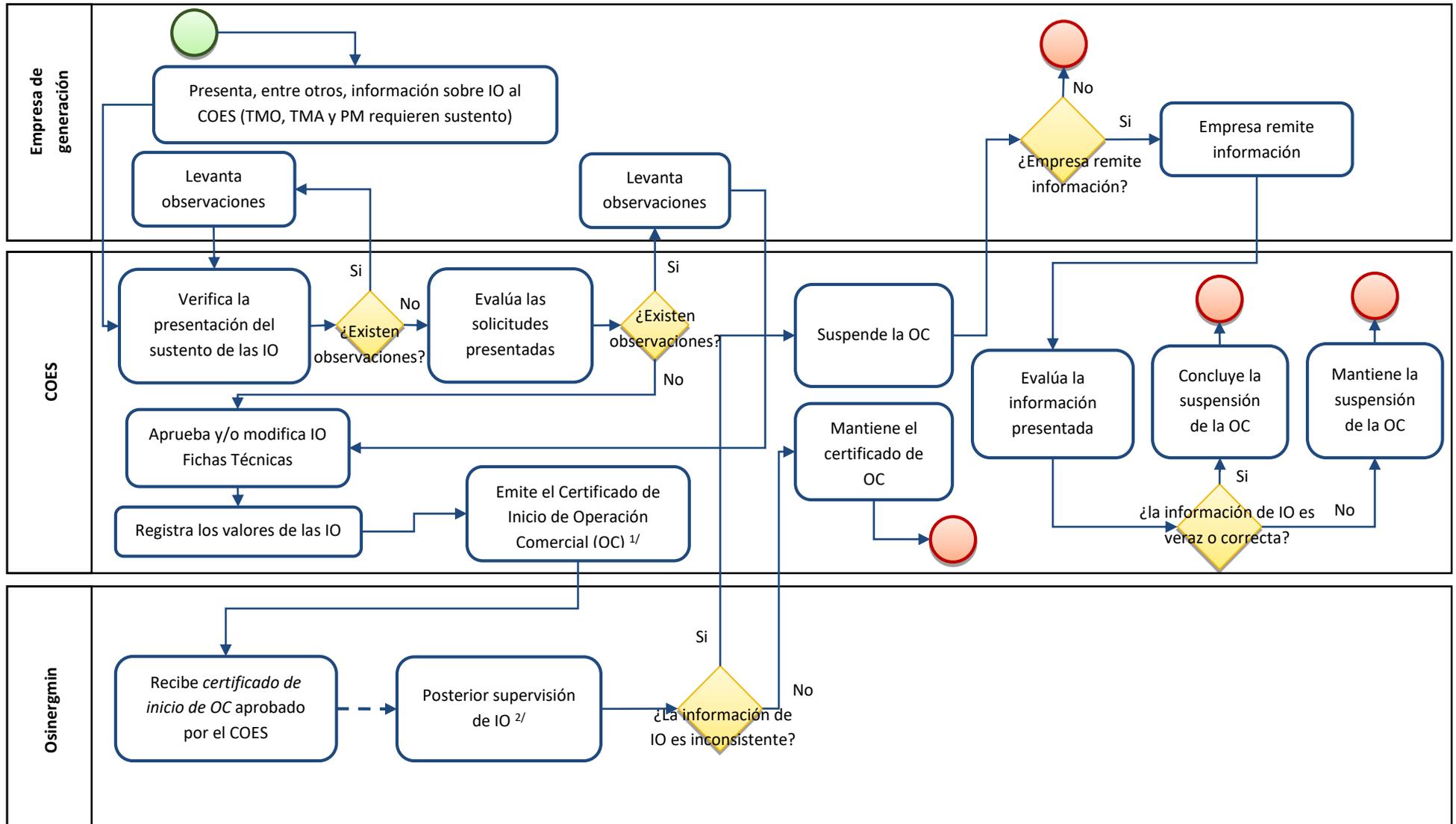
En caso de detectar diferencias hasta un 5% entre el valor de las IO vigentes y lo registrado en la operación real, el Osinergmin solicitará a la empresa generadora actualizar sus parámetros de acuerdo a lo definido en el procedimiento de la opción 3.

## **7. REFERENCIAS**

- OECD (2002), Regulatory Policies in OECD Countries: From Interventionism to Regulatory Governance, OECD Reviews of Regulatory Reform, Publicaciones de la OECD, Paris.

## **8. ANEXOS**

**Anexo I: Verificación de las IO antes del D.S. N° 040-2017-EM**



Notas

1/ La emisión del certificado de OC se realiza luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, siendo la información de IO una parte del total de la información presentada por las empresas de generación para la obtención del certificado de Operación Comercial.

2/ El numeral 12.4 del PR-20 establece que el Osinergmin recibirá una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial, para sus fines de supervisión. Sin embargo, no establece cuando se llevará a cabo la supervisión, ni la periodicidad de la misma.

Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin