

---

# **Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 33 “Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica”**

*(Proyecto)*

Lima, junio de 2017

# Resumen Ejecutivo

El 27 de enero de 2017, el COES remitió a Osinermin, mediante carta COES/D-101-2017, una propuesta del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 33 “Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica” (en adelante “PR-33”), con el respectivo Informe de sustento Técnico y Legal.

De conformidad con el numeral 8.1 de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinermin remitió al COES las observaciones a la propuesta del nuevo PR-33, mediante Oficio N° 385-2017-GRT del 03 de abril de 2017, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas. Con fecha 04 de mayo de 2017, el COES remitió a Osinermin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta del nuevo PR-33, así como el análisis de la subsanación de las observaciones realizada por el COES.

## INDICE

<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>2</b>
<b>2. ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DEL NUEVO PR-33.....</b>	<b>4</b>
2.1 ASPECTOS OBJETO DE REVISIÓN.....	4
2.2 PROPUESTA DEL NUEVO PR-33 .....	6
<b>3. CONCLUSIONES .....</b>	<b>8</b>
<b>ANEXO A .....</b>	<b>9</b>
<b>ANEXO B .....</b>	<b>13</b>

# 1. Antecedentes

La Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) establece en el literal b) del artículo 13 que, entre las funciones de interés público que tiene el COES, se encuentra la de elaborar y/o modificar procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinerghmin. Asimismo, el literal a) y g) del artículo 14, establece que el COES tiene a su cargo las funciones operativas de “Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución” y “Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico”.

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

En ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Dicha Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

Así también, mediante Resolución N°245-2014-OS/CD, se publicó el Procedimiento Técnico del COES N° 33 “Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica” (PR-33), el cual tiene por objetivo establecer los criterios y metodologías utilizadas en el cálculo de las compensaciones por Costos Operativos adicionales, en los que incurren las Unidades de Generación Térmicas de los Integrantes del COES.

Por otro lado, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM del 28 de julio de 2016, se aprobó el Reglamento del Mercado mayorista de Electricidad (Reglamento MME), el cual establece definiciones, condiciones para participación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), condiciones de funcionamiento para el MME, liquidación en el MME, inflexibilidades operativas, entre otros. Así también, en su primera disposición complementaria transitoria, establece que el COES deberá presentar a Osinerghmin los Procedimientos, para su aprobación, que resulten

necesarios para el funcionamiento del MME, teniendo para esto seis (6) meses a partir de la publicación del Reglamento MME.

Por lo mencionado anteriormente, mediante carta COES/D-101-2017, el COES remitió a Osinergrmin una propuesta de modificación del PR-33, con la finalidad de adecuarlo con lo mencionado en el párrafo anterior. En este sentido, de conformidad con el numeral 8.1 de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, mediante Oficio N° 385-2017-GRT del 03 de abril de 2017, se le otorgó un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas. Con fecha, 04 de mayo de 2017 el COES remitió a Osinergrmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

## 2. Aspectos considerados en la Propuesta del nuevo PR-33

El COES ha propuesto actualizar la estructura y contenido del PR-33, aduciendo que es necesario adecuarlo a lo dispuesto en el Reglamento MME. En ese sentido ha solicitado la modificación integral del Procedimiento vigente con el objetivo de establecer los criterios y metodologías en el cálculo de las Compensaciones por Costos Operativos adicionales y reconocer las Compensaciones por Inflexibilidad Operativa de las Unidades de Generación termoeléctrica.

### 2.1 Aspectos objeto de revisión

Conforme a lo mencionado por el COES, para una mejora en la aplicación del PR-33 resulta necesario considerar lo siguiente:

a. Modificación de la estructura del PR-33.

Se plantea la modificación de su estructura, para su mejor entendimiento y aplicación en los términos siguientes:

Ítem	Procedimiento PR-33	Ítem	Nuevo PR-33
1.	Objetivo	1.	Objetivo
2.	Base Legal	2.	Base Legal
3.	Producto	3.	Producto
4.	Definiciones	4.	Definiciones
5.	Responsabilidades	5.	Obligaciones
6.	Horizonte, Periodicidad y Plazos	6.	Horizonte, Periodicidad y Plazos
7.	Determinación de las Compensaciones	7.	Determinación de las Compensaciones de Costos Operativos
		8.	Compensaciones por Inflexibilidades Operativas
		9.	Tratamiento de Casos Especiales

b. Inflexibilidades Operativas y el MME

De acuerdo al Reglamento MME, el Mercado Mayorista de Electricidad ("MME") está constituido por dos grandes mercados: i) el Mercado de Corto Plazo ("MCP") y, ii) el mercado de mecanismos de asignación de Servicios

Complementarios y otros pagos colaterales necesarios para la correcta actividad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SCIO"). Respecto del segundo mercado, el literal b) del numeral 4.1 del artículo 4 del Reglamento MME señala que el SCIO comprende la asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas y Rentas de Congestión.

Para el caso de Servicios Complementarios, el numeral 4.2 del artículo 4 del Reglamento MME señala que la remuneración de los mismos por los Participantes se efectúa de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada mediante Resolución Directoral N° 014-2005-DGE. Por su parte las Rentas de Congestión serán determinadas y asignadas a los Participantes de acuerdo a lo establecido en el procedimiento técnico respectivo, según el artículo 6 del Reglamento MME.

Conforme a lo señalado, resulta necesario para el funcionamiento del SCIO actualizar el mecanismo de reconocimiento de costos operativos por Inflexibilidades Operativas contenido en el PR-33 vigente de acuerdo a las modificaciones introducidas con el Reglamento MME. En particular a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento MME, el cual establece los siguientes criterios: i) la regulación debe garantizar que los agentes involucrados en la operación de unidades de generación por Inflexibilidades Operativas recuperen sus costos variables, ii) los Participantes compradores en el MME deberán pagar los costos derivados de su operación en proporción a sus Retiros y, iii) las Inflexibilidades Operativas son declaradas por los agentes al momento del ingreso en Operación Comercial de su unidad de generación y se actualizarán cada cuatro (4) años salvo que haya sido sometida a una repotenciación, mantenimiento mayor o en general cualquier intervención que altere su potencia efectiva, o cuando sus premisas técnicas varíen en forma relevante.

c. Nuevos Participantes en el MME

El Reglamento MME señala que los Distribuidores y Grandes Usuarios también participarán en el MME. Es así, que el numeral 2.2 del artículo 2 del Reglamento MME establece como Participantes autorizados para comprar en el MCP: i) Generadores, ii) Distribuidores para atender la demanda de sus Usuarios Libres hasta por un diez por ciento (10%) de la máxima demanda registrada por el total de sus Usuarios Libres en los últimos doce (12) meses y, iii) Grandes Usuarios para atender su demanda hasta por un diez por ciento (10%) de su máxima demanda registrada en los últimos doce (12) meses. Asimismo, el Reglamento MME establece que los únicos Participantes autorizados a vender serán los Generadores Integrantes del COES por las inyecciones de las centrales de generación de su titularidad.

Conforme a lo señalado, los costos operativos adicionales derivados de la operación de Unidades de Generación por Inflexibilidades Operativas deberán ser asumidos por todos los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios que participan en el MME en función a sus Retiros.

d. Compensaciones y liquidaciones por Inflexibilidades Operativas

El actual PR-33 establece que los Generadores deberán asumir el pago de las compensaciones derivadas de la operación de las unidades de generación por Inflexibilidad Operativa, en proporción a la energía total retirada por sus clientes (Usuarios Libres y Distribuidores). En tal sentido, se requiere modificar el actual PR-33 a efectos que las compensaciones antes mencionadas sean asumidas por todos los Participantes autorizados para comprar en el MME, y no sólo por los Generadores, en función a sus Retiros.

Con relación a la liquidación de los pagos por las compensaciones derivadas por Inflexibilidades Operativas, el actual PR-33 establece que la misma es aprobada conjuntamente con el Procedimiento Técnico N° 10 del COES “Valorización de Transferencia de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES”. No obstante, dado que el referido procedimiento será modificado a efectos de incluir un tratamiento para la liquidación del SCIO (“LSCIO”), entre otros puntos; resulta necesario concordar el actual PR-33 a tal modificación.

e. Otras consideraciones

Definiciones del Reglamento MME: El Reglamento MME introduce la definición de “Intervalo de Mercado” como aquel período de tiempo en que se deberán llevar a cabo las valorizaciones de transferencias del MME, el cual no será mayor a sesenta (60) minutos. En ese sentido, todas las valorizaciones de transferencias asociadas al MME, para el presente caso del LSCIO, deberán considerar la referida definición.

---

## 2.2 Propuesta del nuevo PR-33

Considerando los aspectos objeto de revisión, y la subsanación de observaciones (Anexo A), se propone modificar los siguientes numerales del PR-33:

### Numeral 1 (OBJETIVO)

Se modificó la redacción para expresar con mayor claridad el objetivo y alcance del PR-33.

### Numeral 2 (BASE LEGAL)

Se agregó el texto que hace referencia a la base legal del Mercado Mayorista de Electricidad: *“Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME)”*.

### Numeral 3 (PRODUCTO)

Se eliminó el texto correspondiente a la determinación de asignación de pagos por las compensaciones por Costos Operativos adicionales, dado que el Reglamento del MME señala que los Participantes Compradores del MME deben pagar los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas.

### Numeral 4 (DEFINICIONES)

Se precisó el texto introductorio, en concordancia a lo que se viene utilizando en todos los procedimientos técnicos del COES: *“Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el presente Procedimiento, se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal”*.

### Numeral 5 (RESPONSABILIDADES)

Se reemplazó el nombre de RESPONSABILIDADES por el de OBLIGACIONES por considerarse más apropiado para el contenido de este numeral. Asimismo, se modificó el orden de las obligaciones, donde primero se establecen las obligaciones de los Generadores Integrantes, dado que son los que inician el proceso de

aprobación de los costos de mantenimiento (fijos y variables) y luego las obligaciones del COES.

Sobre el numeral 5.1.2 (Obligaciones del COES), se precisó el texto estableciendo los motivos y periodos de la operación las Unidades de Generación Térmica.

Sobre el numeral 5.1.3 (Obligaciones del COES), se modificó el texto a fin de incluir dentro de las valorizaciones la compensación de Costos Variables de unidades operadas por Potencia y Energía.

**A partir del siguiente numeral, y a consecuencia de que se segmentó el numeral 7, el nuevo PR-33 tiene una nueva enumeración (por ello, cuando a continuación se hace mención a un numeral en particular, se refiere al numeral correspondiente a la nueva enumeración)**

#### **Numeral 7 (DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES DE COSTOS OPERATIVOS)**

Sobre el numeral 7, se precisó que los costos operativos a reconocer en las compensaciones, consideran a los Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo.

Sobre el numeral 7.4, se reemplazó los “Cada periodo de 15 minutos” por “Cada Intervalo de Mercado”, debido a que es concordante con las definiciones del Reglamento del MME. Asimismo, se reemplazó el “Costo Variable promedio de la Unidad de Generación térmica durante el periodo de operación por Inflexibilidad Operativa” por “Costo Variable de la Unidad de Generación térmica durante el Intervalo de Mercado”.

#### **Numeral 8 (COMPENSACIÓN POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS)**

Sobre el numeral 8, se incorporó el texto a fin de señalar que a las Unidades de Generación, cuya operación fue requerida por el COES durante el cumplimiento de sus funciones, se les efectuará la compensación por Inflexibilidad Operativa.

Sobre el numeral 8.1, se precisó la redacción del pago de las compensaciones por Inflexibilidad Operativa, el cual será efectuado por todos los Participantes en proporción a su Retiros efectuados en el mes de valorización y liquidación de pagos.

## 3. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del proyecto del nuevo PR-33, considerando lo señalado en los capítulos precedentes del presente informe, y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía.

Asimismo, en el Anexo B del presente informe se muestra la propuesta de modificación del PR-33, que contiene las modificaciones señaladas en el numeral 2.2 del presente informe.

[jmendoza]

/pmo

# **Anexo A**

# Análisis de la Subsanción de Observaciones a la propuesta del nuevo PR-33

## 1. Observación 1

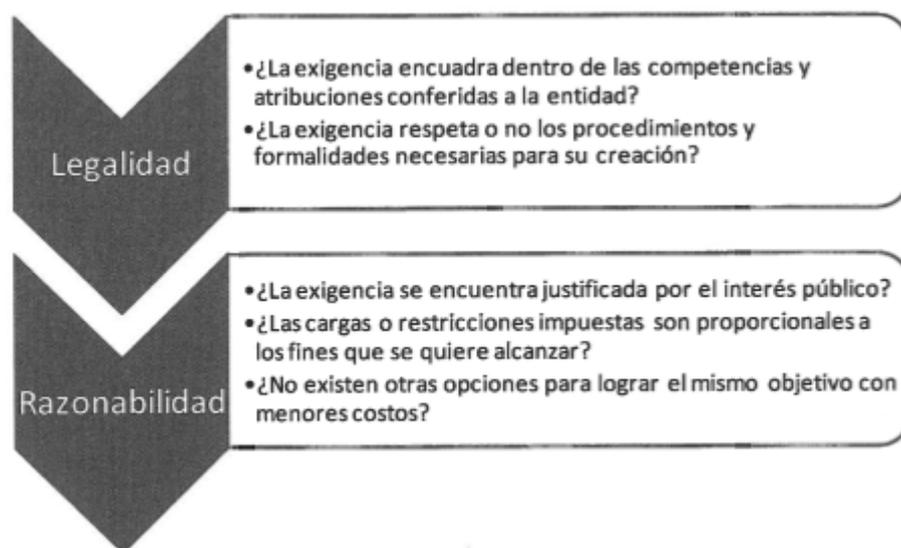
### Observación General

De acuerdo con la Guía, las propuestas de Procedimientos deben adjuntar los respectivos estudios (económico, técnico y legal) detallados que sustenten su necesidad y fundamentos. En ese sentido, como mínimo, la propuesta debe contener los objetivos, marco legal, responsabilidades, metodología y disposiciones modificatorias.

Sobre el particular, durante los últimos años algunos Procedimientos han sido objeto de reclamaciones de parte de los agentes ante el INDECOPÍ<sup>1</sup> como barreras burocráticas, habiéndose hecho evidente que es imprescindible que los estudios que elabore el COES para efectos de sustentar sus propuestas atiendan a sustentar adecuadamente los siguientes aspectos:

- a. La legalidad de la propuesta de modificación o nuevo procedimiento efectuado.
- b. La razonabilidad de la propuesta.

Dichos análisis implican atender los aspectos descritos en el diagrama siguiente:



Al respecto, si bien los informes adjuntos a las propuestas recibidas incluyen un análisis legal, estos no incluyen el análisis de razonabilidad que aseguren que la propuesta no se constituirá en ninguna barrera burocrática.

En este sentido, el sustento presentado debe atender lo señalado, con la finalidad de brindar las seguridades para la correcta aplicación de los procedimientos y que no se perjudique la operatividad del MME debido a deficiencias de análisis durante el proceso de aprobación de las normas.

### Subsanación del COES

<sup>1</sup> INDECOPÍ: Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual

Con relación a lo señalado en la Observación General en el sentido que en los últimos años algunos procedimientos COES han sido objeto de denuncias ante INDECOPI de parte de los agentes, alegándose la supuesta imposición de barreras burocráticas ilegales o irrazonables, se debe señalar que las denuncias a las que se hace referencia están relacionadas con el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) y el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22).

Al respecto, cabe precisar que la denuncia contra el PR-21 está dirigida principalmente en contra de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real<sup>2</sup> (NTCOTR), dado que dicha norma es la que originalmente crea la obligación de las centrales con potencia instalada mayor a 10 MW de brindar el servicio de RPF sin recibir compensación alguna; es así que, el PR-21 (elaborado por el COES y aprobado por Osinermin) únicamente reglamenta lo establecido en la NTCOTR.

Asimismo, cabe señalar que el PR-22 fue elaborado y aprobado por el Osinermin, dejándose de lado la propuesta presentada por el COES.

A continuación, se presenta una transcripción respecto a la justificación por el interés público, presentada por el COES:

**“¿La exigencia se encuentra justificada por el interés público?”**

*Al respecto, debemos comentar que el 23 de julio de 2006 se publicó la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual abrió la posibilidad de que los Distribuidores (para atender a sus Usuarios Libres) y los Grandes Usuarios Libres puedan participar en el Mercado de Corto Plazo; sin embargo, dicha modificación no fue auto-aplicativa. El numeral 11.5 del artículo 11 de la Ley 28832 dispuso que en una norma reglamentaria se establezcan, entre otros, los lineamientos para el funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo, reglas para la liquidación de las operaciones del mercado y las condiciones y requisitos para la participación en el mercado.*

*Es así que, el 28 de julio de 2016, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, el cual reglamentó las disposiciones dadas por la Ley 28832 y se dispuso que, en un plazo máximo de seis meses a partir de la publicación del referido reglamento, el COES debería presentar para aprobación de OSINERGMIN los Procedimientos Técnicos que resulten necesarios para el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad. En consecuencia, las Propuestas de modificación y/o aprobación de nuevos procedimientos técnicos presentada por el COES responden a mandatos de las normas antes citadas.*

*Ahora bien, dado que las propuestas tienen como finalidad: (i) modificar, (ii) adaptar y (iii) aprobar una serie de Procedimientos Técnicos del COES para el correcto funcionamiento del nuevo esquema del Mercado de Corto Plazo, resulta claro el interés público que sustenta cada una de las propuestas presentadas.”*

**Análisis de Osinermin**

En primer lugar, cabe señalar que la finalidad de la observación general es que COES debe adjuntar junto a su propuesta de nuevo o modificación de un Procedimiento, el sustento técnico, legal y económico que argumente de forma precisa las propuestas; a fin de evitar situaciones tales como las ocurridas con el PR-21 y el PR-22.

En ese sentido, la observación no estuvo referida al origen de los Procedimientos, sino a las causas por las cuales se inició procesos contra dichos Procedimientos.

---

<sup>2</sup> Aprobado mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE.

## 2. Observación 2

Sobre el PR-33, las obligaciones o restricciones impuestas son proporcionales a los fines que se quiere alcanzar.

### Subsanación del COES

La propuesta de modificación del presente Procedimiento plantea incorporar a los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios la responsabilidad de pago de las compensaciones por inflexibilidades operativas de las Centrales de Generación, en proporción a los Retiros efectuados por éstos en el mes de valorización.

Al respecto, se debe mencionar que en el procedimiento vigente los Participantes Generadores son los que vienen asumiendo las compensaciones; y debido a que en el numeral 2.3 del artículo 2 del RMME se establece la autorización de la participación de los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios mediante compras en el MCP y el numeral 7.3 del artículo 7 del RMME que establece que los Participantes compradores en el MME deben pagar los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros, resulta necesario incorporarlos en dichas responsabilidades.

En consecuencia, la carga a los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios ha sido establecida por el RMME, mientras que la Propuesta de modificación del PR-33 no crea "cargas o restricciones" a los Participantes.

### Análisis de Osinerqmin

De acuerdo con la respuesta del COES. Por lo tanto, no corresponde realizar cambios a la propuesta de modificación del PR-33 a consecuencia de esta observación.

## 3. Observación 3

El artículo 8 prevé el tratamiento de casos especiales, indicándose que se requiere del sustento y aprobación del COES. Se debe incluir una etapa en la cual el sustento presentado por el Participante sea sometido a la revisión de los otros Participantes previo al análisis del COES, con la finalidad de recoger sus observaciones. Ello considerando que los costos operativos adicionales son pagados por todos los Participantes en proporción a sus retiros.

### Subsanación del COES

Dicho numeral y contenido son los que están en el Procedimiento Técnico N° 33 vigente, aprobado por Osinerqmin con Resolución N° 254-2014-OS/CD, el cual no ha sido materia de modificación por parte del COES en la propuesta alcanzada, por lo que consideramos debe mantenerse.

Asimismo, se debe mencionar que, el incorporar en el Procedimiento Técnico un subproceso, con el fin de recoger observaciones de los Participantes a compensaciones a Unidades de Generación Térmicas que presenten características particulares durante el arranque – parada, Rampas de Incremento y Disminución de Generación, lo consideramos que no es necesario para los fines de adecuación de los Procedimientos Técnicos por el MME. Finalmente, debe tenerse presente que según el Estatuto del COES, todas las decisiones tomadas por el COES son impugnables.

### Análisis de Osinerqmin

De acuerdo con la respuesta del COES.

## **Anexo B**

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-33
COMPENSACIONES DE COSTOS OPERATIVOS ADICIONALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aprobado por Osinerghmin mediante Resolución N° XXX-2017-OS/CD del XX de XXX de 2017.</li> </ul>		

## 1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodologías utilizadas en el cálculo de las compensaciones por Costos Operativos adicionales, en los que incurren las Unidades de Generación Térmicas de los Participantes.

Reconocer las compensaciones por Inflexibilidad Operativa de las Unidades de Generación Termoeléctrica del COES.

## 2. BASE LEGAL

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

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Ley N° 23560 – Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME)

## 3. PRODUCTO

Reporte de Compensaciones por Costos Operativos adicionales de las Unidades de Generación térmicas.

## 4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

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

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

## 5. OBLIGACIONES

### 5.1 Del COES

- 5.1.1 Aprobar el número de arranques - paradas, Rampas de Incremento y Disminución de Generación a ser compensadas por la operación de las Unidades de Generación térmicas.
- 5.1.2 Identificar el motivo y los periodos de operación de las Unidades de Generación térmicas requeridas por el COES para la operación del SEIN.
- 5.1.3 Aprobar la valorización de las compensaciones para reconocer los Costos de Arranque - Parada y de Baja Eficiencia Rampa de Incremento y Disminución de Generación, Operación por Inflexibilidad Operativa y la compensación de Costos Variables de unidades operadas por Potencia y Energía.

## 5.2 De los Participantes

- 5.2.1 Actualizar y transferir la información requerida por el COES para la aplicación del presente Procedimiento. En caso no se disponga de la información requerida, el COES podrá utilizar la mejor información disponible y la pondrá en conocimiento de los Integrantes

## 6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

Mensual.

## 7. DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES DE COSTOS OPERATIVOS

Los costos operativos a reconocer en las compensaciones son los siguientes:

- Costos de arranque - parada y de baja eficiencia en Rampas Incremento y Disminución de Generación (*CCbef*).
- Costo de mantenimiento por arranque-parada (*CCMarr*).
- El Costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (*CCCadic*).
- Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (*CCV*).

### 7.1 Compensación de Costos de arranque - parada y de baja eficiencia en rampas de Incremento y Disminución de Generación (*CCbef*)

Se calcula mediante la fórmula (1).

$$CCbef = CCbefa \times na + CCbefp \times np \dots (1)$$

Dónde:

*CCbefa* : Costo de arranque y baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación, obtenido de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

*CCbefp* : Costo de parada y baja eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación, obtenido de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

*na* : Número de arranques de la Unidad de Generación térmica, aprobados por el COES para compensación, con sincronismo al sistema.

$np$  : Número de paradas de la Unidad de Generación térmica, aprobadas por el COES para compensación.

Los arranques y paradas aprobados por el COES para compensación serán aquellos que resulten de la coordinación del despacho realizados por el COES, tales como: despacho por Potencia y Energía, por Inflexibilidad Operativa, por Regulación de Tensión, por verificación de disponibilidad mediante pruebas aleatorias cuando resulte exitosa en su primera oportunidad conforme al respectivo Procedimiento Técnico. Asimismo, se considerarán las compensaciones que se deriven de paradas forzosas debido a fallas externas a la operación del Participante o debido a eventos causados por terceros. No se compensarán los arranques fallidos y/o pruebas a requerimiento del Participante.

### 7.2 Compensación por el Costo de mantenimiento por arranque-parada ( $CCMarr$ ).

Se calcula mediante la fórmula (2).

$$CCMarr = \left( \frac{na + np}{2} \right) \times CMarr \dots (2)$$

Dónde:

$CMarr$  : Costo de mantenimiento del arranque - parada de la Unidad de Generación térmica, obtenido de acuerdo en lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

$na, np$  : Números de arranque y paradas de las Unidades de Generación térmicas aprobadas por COES para compensación, indicadas en el numeral 7.1.

### 7.3 Compensación por el Consumo de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación ( $CCCadic$ ).

Se calcula mediante la fórmula (3).

$$CCCadic = CCAC \times nc + CCAD \times nd \dots (3)$$

Dónde:

$CCAC$  : Costo de combustible adicional en la Rampa de Incremento de Generación, se calcula mediante la fórmula (4).

$$CCAC = EC \times [cc_{adic} - cc_{oper}] \dots (4)$$

$CCAD$  : Costo de combustible adicional en la Rampa de Disminución de Generación, se calcula mediante la fórmula (5).

$$CCAD = ED \times [cc_{adic} - cc_{oper}] \dots (5)$$

$EC$  : Energía entregada por el combustible adicional durante una Rampa de Incremento de Generación no relacionada a un proceso de arranque (kJ).

$ED$  : Energía entregada por el combustible adicional durante una Rampa de Disminución de Generación no relacionada a un proceso de parada (kJ).

$cc_{adic}$  : Costo del combustible adicional (S//kJ), calculado con el poder calorífico inferior vigente del combustible, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

$cc_{oper}$ : Costo del combustible de operación (S//kJ), calculado con el poder calorífico inferior vigente del combustible, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

$nc$  : Número de Rampas de Incremento de Generación con combustible adicional para compensación de la Unidad de Generación Térmica.

$nd$  : Número de Rampas de Disminución de Generación con combustible adicional para compensación de la Unidad de Generación térmica.

Cuando CCAC o CCAD resulten menores a cero, se igualarán a S/ 0.

La energía entregada (EC y ED) corresponde a valores calculados por el COES sobre la base de la información estadística proporcionada por el Participante, los cuales serán actualizados anualmente, añadiendo la información completa del último año. Para ello, el Participante deberá presentar, durante el primer mes de cada año calendario, un informe completo que sustente los consumos del combustible adicional del año anterior. La no presentación de este informe, significará la consideración de este costo igual a cero en el cálculo de las compensaciones. Asimismo, el costo de combustible adicional ( $cc_{adic}$ ) será informado por el Participante en la misma oportunidad que se establece para la declaración de precios en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

#### 7.4 Compensación de Costos Variables de Unidades de Generación no Cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo Nodal (CCV)

De manera general, para un determinado periodo de operación de una Unidad de Generación que requiera reconocimiento de costos, la compensación de Costos Variables, se calcula mediante la fórmula (6).

$$CCV_{u,po} = \sum_q^Q (E_q \times (CV_q - CMgN_q)) \dots (6)$$

Dichos montos serán calculados para cada Intervalo de Mercado donde el valor de  $CV_q$  es mayor que  $CMgN_q$ .

Dónde:

$CCV_{u,po}$  : Compensación de Costos Variables por operación de la Unidad de Generación “ $u$ ” para el periodo de operación “ $po$ ”.

$q$  : Cada Intervalo de Mercado del periodo de operación “ $po$ ” de la Unidad de Generación térmica “ $u$ ”.

$Q$  : Número total de Intervalos de Mercado  $q$  del mes de valorización correspondiente al periodo de operación “ $po$ ” de la Unidad de Generación térmica “ $u$ ”.

$E_q$  : Energía inyectada en bornes de generación por la Unidad de Generación térmica en el intervalo  $q$  (kWh).

$CV_q$  : Costo Variable de la Unidad de Generación térmica durante el Intervalo de Mercado  $q$  (S//kWh) determinado según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

$CMgN_q$  : Costo Marginal de Corto Plazo Nodal en bornes de generación de la Unidad de Generación térmica en el intervalo  $q$  (S//kWh).

## **8. COMPENSACIONES POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS**

La Compensación por Inflexibilidad Operativa se efectuará a las Unidades de Generación cuya operación fue requerida por el COES durante el cumplimiento de sus funciones. Los requerimientos de operación se encuentran registrados en los reportes de operación de Unidades de Generación del Coordinador y sustentados por los Procedimientos Técnicos del COES.

Las Unidades de Generación identificadas en el párrafo anterior estarán sujetas a las compensaciones de costos operativos determinados en el numeral 7 del presente procedimiento.

### **8.1 Asignación y liquidación del pago de las Compensaciones por Inflexibilidad Operativa**

El pago de las compensaciones por Inflexibilidad Operativa será efectuado por todos los Participantes en proporción a sus Retiros efectuados en el mes de valorización y la liquidación de pagos se realizará según lo establecido en el Procedimiento Técnico COES “Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” (PR-10) o el que lo sustituya.

## **9. TRATAMIENTO DE CASOS ESPECIALES**

Las Unidades de Generación térmicas que presenten características particulares durante el arranque – parada, Rampas de Incremento y Disminución de Generación, que requieran de compensaciones de costos adicionales a los indicados en el presente Procedimiento, serán reconocidos como casos especiales previo informe técnico económico de sustento presentado por el Participante para la revisión y aprobación por el COES.