GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe Nº 438-2017-GRT

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

(Aprobación)

Lima, agosto de 2017

Resumen Ejecutivo

El 27 de enero de 2017, el COES remitió a Osinergmin, 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 Nº 476-2008-OS/CD, Osinergmin 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 Osinergmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

Como resultado del análisis a la subsanación de observaciones, el 28 de junio de 2017 se publicó, en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 142-2017-OS/CD, que autorizó la publicación del proyecto de resolución para la aprobación del nuevo PR-33, otorgándose un plazo máximo de quince (15) días calendario para la presentación de los comentarios por parte de los interesados.

Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios de las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., Enel Generación Perú S.A.A., Kallpa Generación S.A. y Orazul Energy Perú S.A. Como resultado del análisis de Osinergmin de los comentarios y sugerencias recibidos por parte de los interesados, se han efectuado modificaciones al proyecto del nuevo PR-33.

Los principales cambios al proyecto de nuevo PR-33 son los siguientes:

- Se modificó el numeral 1, a fin de perfeccionar el objetivo del PR-33.
- Se modificaron los numerales 7 y 8 para definir adecuadamente los cálculos de las compensaciones por inflexibilidades operativas y servicios complementarios, y asignación y liquidación de las compensaciones.
- Se agregó como obligación del COES (incorporación del numeral 5.1.4) la publicación en su portal web la información técnica, incluyendo las hojas de cálculo sustentatoria, que respalda los costos considerados para el cálculo de las compensaciones.

INDICE

1. ANTECEDENTES 2

2. ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DEL NUEVO PR-33 4

2.1 ASPECTOS OBJETO DE REVISIÓN 4
2.2 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PR-33 4

3. ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y SUGERENCIAS RECIBIDAS 6

3.1 MEJORAR EL OBJETIVO Y LOS NUMERALES 7 Y 8 DEL PR-33 PARA DEFINIR ADECUADAMENTE LOS CÁLCULOS DE COMPENSACIONES 6
3.2 PUBLICAR EL SUSTENTO QUE RESPALDA LOS COSTOS A LOS QUE SE REFIERE EL NUMERAL 7 6

4. CONCLUSIONES 7

ANEXO 1 8

ANEXO 2 22

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 Osinergmin.

En concordancia a ello, mediante el Decreto Supremo Nº 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 Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su numeral 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

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.

Asimismo, el numeral 6.1 del artículo 6 de dicha Guía señala que la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. El plazo de remisión de los procedimientos también ha sido regulado por la citada norma, disponiéndose en su artículo 7 que sólo durante el mes de agosto, Osinergmin recibirá las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual; y excepcionalmente, cuando se justifique de forma sustentada, podrá admitirse propuestas en periodo distinto.

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 (en adelante 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 Osinergmin 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 Osinergmin 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 Osinergmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

Siguiendo con el proceso, el 28 de junio de 2017 se realizó la publicación, en el diario oficial El Peruano mediante la Resolución N° 142-2017-OS/CD, del proyecto de resolución de aprobación del nuevo PR-33, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y se otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Al respecto, las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (en adelante, "SMCV"), Enel Generación Perú S.A.A. (en adelante, "ENEL"), Kallpa Generación S.A. (en adelante, "KALLPA") y Orazul Energy Perú S.A. (en adelante, "ORAZUL") presentaron sus comentarios y sugerencias al proyecto del nuevo PR-33.

Con fecha 09 de agosto de 2017, el COES remitió a Osinergmin, con carta COES/D-1137-2017, la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados a la publicación del proyecto de nuevo PR-33.

En este sentido, en el presente informe se efectúa el análisis de los comentarios recibidos de los interesados, con la finalidad de proponer la versión definitiva del nuevo PR-33 a ser publicada.

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

El COES propuso actualizar el contenido del PR-33 debido a la aprobación del Reglamento RMME en el que, entre otros, se incluyeron nuevos participantes en dicho mercado.

2.1 Aspectos objeto de revisión

Conforme a lo establecido en el Reglamento MME, correspondió adecuar el PR-33 considerando lo siguiente:

a. Incluir los nuevos participantes del MME (Distribuidores y Grandes Usuarios).

b. Establecer la forma de compensación para la operación de aquellas unidades de generación cuyo costo variable es superior al CMg.

c. Determinar quiénes compensarían los costos operativos adicionales.

2.2 Propuesta de modificación del PR-33

Considerando los aspectos objeto de revisión, se propuso 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"* (en adelante "GLOSARIO"), 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 del COES, y luego las obligaciones de los Participantes.

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. Análisis de comentarios y sugerencias recibidas

Dentro del plazo previsto, hasta el 13 de julio de 2017, se recibieron comentarios de los siguientes interesados:

1. SMCV
2. ENEL
3. KALLPA
4. ORAZUL

El análisis de cada uno de los comentarios de los interesados se efectúa en el Anexo 1 del presente informe.

Luego del análisis de los comentarios y sugerencias, se ha concluido que es conveniente efectuar las siguientes adecuaciones respecto al proyecto del nuevo PR-33:

a) Perfeccionar objetivo y los numerales 7 y 8 del Procedimiento para definir adecuadamente los cálculos de compensaciones.

b) Publicar el sustento que respalda los costos a los que se refiere el numeral 7.

3.1 Mejorar el objetivo y los numerales 7 y 8 del PR-33 para definir adecuadamente los cálculos de compensaciones

Se han modificado el objetivo (numeral 1) y los numerales 7 y 8 del PR-33, aclarando que las compensaciones por Inflexibilidades Operativas y Compensaciones por Servicios Complementarios sean tratadas por el presente Procedimiento.

3.2 Publicar el sustento que respalda los costos a los que se refiere el numeral 7

Se ha añadido un numeral (5.1.4) en el cual se establece que el COES debe publicar en su portal web los informes técnicos que sustentan las compensaciones a ser realizadas.

4. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la aprobación del nuevo PR-33 (ver Anexo 2), considerando lo señalado en los capítulos precedentes del presente Informe, y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía.

Firmado por: BUENALAYA CANGALAYA Severo (FAU20376082114)
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente División de Generación y Transmisión (e)
Fecha: 2017.08.22 18:44:10

/pch

Anexo 1

Análisis de Comentarios y Sugerencias al proyecto del PR-33

A. Comentarios de SMCV

A.1. Comentario 1

Observación General

En la propuesta del nuevo PR-33 se introduce el concepto de Costo Operativos Adicionales que no están regulados en el Reglamento MME, cuando en realidad el procedimiento debería versar exclusivamente sobre la remuneración de las Inflexibilidades Operativas que han sido identificadas en el artículo 7 del Reglamento MME:

"Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas

(…)

7.2 Las Inflexibilidades Operativas consideradas en el MME son las siguientes:

a) Generación a mínima carga, producto del despacho económico.

b) Costo de Arranque y Parada.

c) Consumo de Baja Eficiencia en Rampas de Carga y Descarga.

d) Otras que sean determinadas en los Procedimientos

7.3 Los Participantes compradores en el MME deben pagar los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados."

De esta forma, se considera que la redacción de la propuesta del nuevo PR-33 confunde el concepto de compensaciones de Costos Operativos Adicionales con costos derivados de las Inflexibilidades Operativas, lo cual genera la poca alineación de la propuesta con lo establecido en el Reglamento MME.

De acuerdo a ello, sugiere dejar del lado el concepto de compensaciones de Costos Operativos Adicionales y reemplazarlo por el concepto empleado por el Reglamento del MME, esto es Inflexibilidades Operativas. En esa misma línea, siendo que la prestación de los servicios comprendidos dentro del concepto Inflexibilidades Operativas conlleva a una remuneración que deben sufragar los Participantes, esta debe ser denominada costos y no compensaciones, según lo establece el Reglamento MME.

Opinión del COES

El PR-33 contiene dos objetivos, el primero es establecer la formulación del cálculo de compensaciones de costos operativos y la segunda establecer las unidades de generación que les corresponde recibir compensación de Costos Variables ciñéndose a los términos del Reglamento MME, ello puede haber llevado a confusión de los agentes.

Es preciso aclarar que, se utiliza el término "compensación" debido a que las unidades que operan en el MCP, por defecto tienen un ingreso por la energía producida valorizada a Costo Marginal de Corto Plazo. Siendo la intención de la norma (artículo 7 del Reglamento MME) permitir que las unidades de generación recuperen sus costos de operación, siendo la manera de viabilizar ello, mediante la

determinación de compensaciones. En ese sentido, estas compensaciones serían los costos derivados de las inflexibilidades operativas.

Adicionalmente, las unidades requeridas para prestar servicios complementarios también podrían tener costos no cubiertos por el costo marginal, es por ello que también requerirían compensaciones.

Según lo indicado en los párrafos anteriores, se han estructurado los Procedimientos de tal manera que aquellos que requieran determinar compensaciones de costos hagan referencia al nuevo PR-33 para la determinación de las compensaciones. Resulta adecuado que el PR-33 también haga referencia a otras compensaciones, como las de los servicios complementarios. Considerando lo indicado sugiere incorporar los siguientes ajustes:

*"**1. OBJETIVO***

(…)

Reconocer las compensaciones por Inflexibilidad Operativa y por Servicios Complementarios de las Unidades de Generación Termoeléctrica del COES."

y;

*"7. **CÁLCULO** ~~DETERMINACIÓN~~ DE LAS COMPENSACIONES ~~DE COSTOS OPERATIVOS~~ **POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS Y POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.***

La compensación de costos por Inflexibilidad Operativa o por Servicio Complementario será efectuada 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.

Adicionalmente, respecto a los arranques y paradas se tendrá en cuenta que serán compensadas las paradas forzosas debido a fallas ajenas a la Unidad de Generación del Participante o debido a eventos causados por terceros; no se compensarán los arranques fallidos y/o arranques y paradas por pruebas solicitadas por el Participante.

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

(…)

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

(…)

~~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.~~

(…)

8. ASIGNACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE 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 y/o por Servicios Complementarios será efectuado según la regla de asignación de pago establecida en el Procedimientos Técnico en aplicación del cual, se realizó la operación de la unidad. En caso el procedimiento específico no defina la regla de asignación, el pago será asumido por todos los Participantes en proporción a sus Retiros efectuados en el mes de valorización.

~~y la~~ 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.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES, debido a que que con estos cambios se ha perfeccionado el objetivo (numeral 1) del nuevo PR-33; así como, se han modificado los numerales 7 y 8 para que no exista confusión en su aplicación. Por lo tanto los numeral 1, 7 y 8 quedarán redactados de la siguiente manera:

"***1. OBJETIVO***

(…)

Reconocer las compensaciones por Inflexibilidad Operativa y por Servicios Complementarios de las Unidades de Generación Termoeléctrica del COES."

y;

"***7. CÁLCULO DE LAS COMPENSACIONES POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS Y POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.***

La compensación de costos por Inflexibilidad Operativa o por Servicio Complementario será efectuada 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.

Adicionalmente, respecto a los arranques y paradas se tendrá en cuenta que serán compensadas las paradas forzosas debido a fallas externas a la Unidad de Generación del Participante, tales como fallas en el sistema de transmisión o debido a eventos causados por terceros; no se compensarán los arranques fallidos y/o arranques y paradas por pruebas solicitadas por el Participante.

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

(…)

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).

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

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."*

"8. ASIGNACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE COMPENSACIONES

El pago de las compensaciones por Inflexibilidad Operativa y/o por Servicios Complementarios será efectuado según la regla de asignación de pago establecida en el Procedimientos Técnico en aplicación del cual, se realizó la operación de la unidad. En caso el procedimiento específico no defina la regla de asignación, el pago será asumido por todos los Participantes en proporción a sus Retiros efectuados en el mes de valorización.

La liquidación de pagos se realizará según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10) o el que lo sustituya."

A.2. Comentario 2

Observación General

Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CCC).

Sobre el particular, si bien el Reglamento MME permite la incorporación de otros tipos de inflexibilidades - literal d) del numeral 7.2-, considera que la inclusión deberá ser debidamente motivada y acorde a la definición de inflexibilidad operativa. Señala que no se puede agregar cualquier compensación de forma arbitraria, tal como se pretende en el nuevo PR-33. En la revisión de los informes de sustento a la prepublicación, no se encuentra argumentos que motiven la necesaria inclusión de los Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CCC). Se considera que la compensación por costos operativos no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CMg) no puede ser considerada como una inflexibilidad operativa, puesto

que no tiene ninguna relación con la definición de Inflexibilidad Operativa contenida en el GLOSARIO.

> ***"Inflexibilidad Operativa:*** *Restricción operativa de una Unidad o Central de Generación derivada de sus características estructurales de diseño. 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."*

Por lo indicado, considera ilegal la compensación de los costos variables no cubiertos por el CMg, porque el Reglamento MME no contempla esta compensación por parte de los Participantes del MME. Toda vez que no ha sido explicado en los informes de la publicación la motivación de su inclusión, manifiesta que esto limita su derecho de participación, por lo que solicita el retiro del mismo.

Opinión del COES

Sugiere no considerar el comentario de SMCV por lo siguiente:

El numeral 7.1 del Reglamento MME señala que la regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales; en virtud de ello, el proyecto del nuevo PR-33 ha incluido en el numeral 7.4 una compensación que permite que las unidades de generación requeridas por el COES para la operación, recuperen sus costos variables. A esa compensación se la ha denominado *"Compensación de Costos Variables de Unidades de Generación no Cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo Nodal (CCV)".*

Asimismo, precisa que los costos variables de las Unidades de Generación requeridas por el COES para la operación no cubiertos por el CMg, son originados por restricciones operativas de las unidades de generación, como por ejemplo que las unidades deban cumplir un tiempo mínimo de operación o que sus Costos Variables sean mayores a su Costo incremental y otras asociadas a sus Inflexibilidades Operativas.

Mayores detalles sobre los argumentos que motivan la necesaria inclusión de las compensaciones aludidas, se encuentran en el numeral 3.1 del Informe Técnico/Legal COES/D/DO/STR-INF-020-2017, el cual se adjuntó a la propuesta de modificación del PR-33.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES, toda vez que dichas compensaciones permiten que las Unidades de Generación llamadas a operar por el COES y cuyos costos variables sean superiores al CMg, debido a sus restricciones operativas, recuperen el total de sus Costos Variables, de acuerdo a lo dispuesto por el numeral 7.1 del artículo 7 del Reglamento MME.

SMCV no demuestra en que consiste la ilegalidad que cita o ante que normativa superior se contrapone la inclusión de la compensación de los costos variables no cubiertos por el CMg como una Inflexibilidad Operativa. La cita de la definición contenida en el Glosario no vulnera que esta consideración, dado que el numeral 7.1 del Reglamento del MME lo permite. Este caso se puede presentar cuando las Unidades de Generación operadas por despacho económico tengan como resultado que su costo variable sea mayor que el CMg, aspecto que no debe ser desconocido. Asimismo, la naturaleza de esta condición de operación se debe a que el CMg se forma a partir del costo incremental de las Unidades de Generación; mientras que, el costo operativo de las mismas está representado por sus costos

variables. Por tanto, corresponde considerar los “Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo” como una Inflexibilidad Operativa

Por lo tanto, el proyecto del nuevo PR-33 no corresponde modificarlo debido al presente comentario.

A.3. Comentario 3

Observación General

El tratamiento de supuestos no previstos en el procedimiento debe generar una revisión del mismo y no permitir al COES crear normas jurídicas

El numeral 9 de la propuesta del nuevo PR-33 indica lo siguiente:

“**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.”

El Reglamento COES ya prevé en su artículo 6.2 las acciones que debe adoptar el COES ante supuestos no previstos en los procedimientos técnicos:

“6.2 De producirse una situación no prevista en la aplicación diaria de los Procedimientos Técnicos, el COES dispone las acciones que a su juicio y criterio técnico considere adecuadas, publicándolas dentro de las veinticuatro (24) horas en su Portal de Internet. Dentro de un plazo de hasta de cuatro (04) días calendario de ocurrida la situación, el COES deberá presenta a OSINERGMIN un informe detallado de las acciones y resultados obtenidos.

6.3 De ser necesario, el COES presentará a OSINERGMIN una propuesta de modificación de los Procedimientos correspondientes, como resultado de la experiencia de la situación referida en el numeral 6.2.”

Al respecto, dado que el reconocimiento de casos especiales ameritará el pago de compensaciones por parte de los Participantes, se considera necesario que la ocurrencia del caso especial debe ser informada a Osinergmin, con la finalidad de que se evalúe la pertinencia de modificar el Procedimiento, a fin de incluir el caso especial dentro de los supuestos de hechos previstos en la norma.

En ninguna parte de la Ley N° 28832 y el Reglamento COES se permite que Osinergmin habilite al COES a modificar sus propios procedimientos, por lo que, en virtud del principio de legalidad, debe eliminarse la posibilidad de que el COES modifique el presente procedimiento. Inclusive, permitir que el COES altere sus propios procedimientos, implica en los hechos una delegación de la función normativa del Consejo Directivo de Osinergmin a favor de una entidad privada, cuestión proscrita por la Ley N° 27444, la cual indica en su artículo 67.2 que son indelegables las atribuciones esenciales del órgano que justifican su existencia, entre otras, las atribuciones para emitir normas generales.

Una actitud permisiva por parte de Osinergmin, implica aceptar que el COES tenga facultades normativas, y peor aún que las modificaciones al procedimiento puedan devenir en criterios arbitrarios, con lo cual se pierde el objetivo de garantizar el principio de predictibilidad e imparcialidad que todo norma de Osinergmin debe garantizar.

Por otra parte, dado que el COES en diversas ocasiones ha omitido publicar y comunicar a Osinergmin, dentro del plazo establecido en el Reglamento COES, el criterio técnico elegido, se considera necesario establecer que el incumplimiento de las obligaciones formales por parte del COES descritas en el numeral 6.2 del Reglamento COES, serán objeto de sanción administrativa.

Sobre la base de lo expuesto, sugiere reemplazar el numeral 9 por el siguiente texto:

"***9.*** **TRATAMIENTO DE CASOS ESPECIALES**

Para 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, el COES deberá proceder conforme a lo dispuesto en el artículo 6.2 del Reglamento del COES.

Tanto la publicación del criterio técnico empleado para el caso concreto como la comunicación a Osinergmin deberán ser publicado y remitida, respectivamente, dentro del plazo establecido en el Reglamento del COES, agregando en esta última, si se requerirá la modificación del Procedimiento Técnico.

10. DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

El incumplimiento de las obligaciones por parte del COES y los Agentes, originará el inicio del respectivo procedimiento administrativo sancionador, y la aplicación de las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, de ser el caso. En el caso de incumplimiento de las obligaciones por parte de los Agentes, las mismas deberán ser informadas por el COES, mientras que en el caso de incumplimiento de obligaciones por parte del COES cualquier Agente podrá informar tal incumplimiento."

Opinión del COES

Al respecto, se debe mencionar que dicho numeral forma parte del PR-33 vigente y no tiene modificaciones de fondo en la propuesta de adecuación. Sugiere no considerar el comentario, para mantener así la óptima operatividad y el oportuno reconocimiento de costos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES, el párrafo cuestionado no ha sido modificado en cumplimiento de lo previsto en el Reglamento MME, sino que ya estaba vigente, por lo que no es materia de la presente modificación del PR-33. Además, dicho párrafo regula casos especiales de naturaleza técnica, que requieren una interpretación y aplicación especial del Procedimiento, sin necesidad de modificarlo, por lo que no existe delegación de funciones normativas al COES de parte de Osinergmin.

El asunto de la ilegalidad está desarrollado en el informe legal que sustenta la aprobación del PR-33.

Por lo tanto, el proyecto del nuevo PR-33 no corresponde modificarlo debido al presente comentario.

B. Comentario de ENEL

B.1. Comentario 1

Numerales 7 y 8

Hacer referencia que las asignaciones de pagos de las unidades que se requieran por regulación de tensión, así como sus sobrecostos operativos, se realizarán según lo establecido en el PR-15 del COES, o norma que lo sustituya.

En los numerales indicados al ser una consideración general, las compensaciones y asignación de pagos por regulación de tensión también se considerarían dentro de este cálculo. Sin embargo, la compensación por regulación de tensión y sus sobrecostos están regulados en el Procedimiento Técnico del COES N° 15 "Valorización de Transferencias de Energía Reactiva". Esto podría generar confusiones respecto de la aplicación de los procedimientos.

Opinión del COES

Al respecto, se debe mencionar que en la propuesta del nuevo PR-15 no se incluye la formulación del cálculo de compensaciones por regulación de tensión, sino se hace referencia al nuevo PR-33.

Sin embargo, para evitar confusiones en lo referente a la asignación de pagos en la opinión del COES al Comentario 1 de SMCV, sugirió un cambio a los numeral 1, 7 y 8 del proyecto del PR-33.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Asimismo, se sugiere ver el análisis de Osinergmin al Comentario 1 de SMCV.

C. Comentarios de KALLPA

C.1. Comentario 1

Numeral 7

En la parte inicial del numeral 7, se establece que, como parte de los Costos operativos a reconocer en las compensaciones, se encuentra:

"(…)

- *Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CCV)*

(…)".

Es importante considerar que la disposición citada infiere el riesgo de que los CMg sean menores a los costos variables de operación de una unidad térmica para una determinada barra en congestión, y que dicha diferencia sea asumida por los Generadores Participantes del MME, según lo establecido en el numeral 8.1 del proyecto de PR-33, siempre que, una vez que dicho régimen inicie su vigencia, ya no se encontraría vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008, lo cual implica que los Generadores vean sus costos incrementados.

Al respecto, la propuesta pierde de vista que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5 del Anexo de Definiciones contenido en la Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas" (en adelante "LCE"), el Costo Marginal de Corto Plazo es el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema. Si una unidad de generación térmica se encuentra operando a requerimiento del COES, por potencia y energía, y a la vez es la unidad más costosa en servicio, resultará siendo la unidad marginal del sistema.

Asimismo, el tercer párrafo del Artículo 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), modificado por el Decreto Supremo N° 026-2016-EM que aprueba el Reglamento del MME, establece lo siguiente:

"*En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central*".

Por lo tanto, con la finalidad de evitar una situación que distorsione las disposiciones legales citadas, se sugiere precisar en el PR-33 que, en ningún caso, el Costo Marginal de Corto plazo podrá ser menor al costo variable de una unidad térmica que se encuentre operando a requerimiento del COES por potencia y energía.

Sustento

El comentario planteado sugiere preservar la coherencia normativa y concordancia con lo establecido en la LCE y el RLCE.

En ese sentido, se debe asegurar como principio económico del sistema, que una unidad que opera por despacho económico recupere sus costos variables, sin excepción alguna.

Por otro lado, resulta ilegal y arbitrario el hecho de pretender que los Generadores Participantes asuman costos adicionales, sin justificación ni sustento alguno, y más aún de manera encubierta a la luz de lo planteado en el numeral bajo comentario. Osinergmin no debe perder de vista que las normas del MME no pueden perpetrar la afectación de la LCE ni el RLCE, a la luz de lo establecido en la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444.

Opinión del COES

Sugiere no tomar en cuenta el comentario de KALLPA, debido a que, si bien el artículo 106 del RLCE señala que el Costo Marginal de Corto Plazo no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de la central térmica que resultara marginal, se debe resaltar que dicho artículo dejará de estar vigente a la entrada en vigencia de los Procedimientos Técnicos del MME.

En lo referente a la determinación del CMg, se debe mencionar que los criterios a ser considerados en el proyecto del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo" (PR-07), recogen lo señalado en la Ley N° 28832, la cual señala: "COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo."

Respecto a que los Participantes no deben asumir costos adicionales sin justificación ni sustento alguno, ver Opinión del COES al Comentario 2 de SMCV.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con el COES. La definición de CMg mencionada por KALLPA no es la vigente; asimismo, el artículo 106 del RLCE dejará de estar vigente en cuanto entren en vigencia los Procedimiento Técnicos del COES para el funcionamiento del MME. Por tanto, no corresponde considerar el comentario de KALLPA sobre el cálculo del CMg. Por lo tanto, no existe la supuesta ilegalidad y arbitrariedad por las consideraciones, debido que para la determinación del CMg (ver proyecto del nuevo PR-07) no se ha vulnerado la LCE, Ley 28832, RLCE ni el Reglamento MME.

Por lo tanto, el proyecto de PR-33 no corresponde modificarlo por el presente comentario.

C.2. Comentario 2

Numeral 7.3

El numeral 7.3 establece la compensación por el consumo de combustibles adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (CCCadic). En dicho apartado, se establece que la energía entregada 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.

Al respecto, se considera que el requerimiento referido al informe con el sustento de los consumos de combustible adicional debe ser eliminado.

Sin embargo, en el supuesto negado en que mantengan la disposición bajo comentario, se sugiere considerar que dicho informe debería ser enviado a los Participantes del MME, con la finalidad de que éstos tengan la posibilidad de tomar conocimiento, ya que el costo por dichos consumos es asumido por ellos.

Por lo tanto, en este segundo escenario, sugiere añadir el siguiente texto resaltado en el texto del numeral 7.3 del proyecto de PR-33:

"(…). 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. Dicho informe deberá, luego de su aprobación, ser puesto en conocimiento de todas las empresas Participantes, así como toda la información técnica que sustenta dicho informe, en formato excel y con las fórmulas que permitan su trazabilidad. La no presentación de este informe, significará la consideración de este costo igual a cero en el cálculo de las compensaciones. (…)".

Sustento

La presentación de un informe completo con el sustento de los consumos de combustible adicional por parte de los Participantes del MME, resulta innecesaria en tanto que el COES cuenta con dicha información, la misma que se encuentra contenida en la ficha técnica que los Generadores presentan para el ingreso a operación comercial, por lo que solicitar aquella una vez más resulta irrazonable e inclusive, podría llevar a confusión en caso ésta no coincida con la entregada anteriormente.

En línea con lo sugerido, y en el supuesto negado en que se mantenga el requerimiento del informe con sustento de los consumos de combustible adicional, atendiendo a la transparencia y predictibilidad respecto de la información que tiene impacto económico directo en los Participantes del MME, ésta debe encontrarse disponible para conocimiento de todos los Participantes del MME, de acuerdo con el texto propuesto como añadido al numeral 7.3.

Opinión del COES

Al respecto, menciona que dicho numeral forma parte del PR-33 vigente y la propuesta de modificación para el MME presentada por el COES no tiene modificaciones de fondo, por lo tanto, no debería ser materia de observación. Sin embargo, con fines de mejorar la transparencia y predictibilidad se sugiere agregar un numeral en el PR-33 donde se indique la publicación de la información técnica utilizada en el cálculo de compensaciones; dentro de esta información técnica se

encontrará el informe al que hace referencia KALLPA en su sugerencia. El numeral sugerido es el siguiente:

"*5.1.4 Publicar en su Portal Web la información técnica que sustenta los costos señalados en el numeral 7.*"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo parcialmente con la opinión del COES; es importante que se pueda validar el combustible adicional de las unidades de generación, que va a ser compensado, mediante los informes técnicos solicitados. Por lo que, se debe mantener la solicitud de dichos informes. Asimismo, respecto a la publicación de los mismos, estamos de acuerdo en que ello debe ser en la página web junto con los archivos sustentatorios; por lo que se sugiere incluir el numeral 5.1.4 con la siguiente redacción:

"5.1.4 Publicar en su Portal Web la información técnica, incluyendo las hojas de cálculo sustentatoria, que respalda los costos señalados en el numeral 7. Esta publicación deberá realizarse como máximo 24 horas después de la aprobación del informe por parte del COES"

C.3. Comentario 3

Numeral 9

El numeral 9 del proyecto de PR-33 , establece que 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.

Al respecto, se considera que el informe al que hace referencia este numeral debe ser enviado a los Participantes con el fin de que estos puedan tomar conocimiento de dicha información, ya que este costo es asumido por ellos. Por lo tanto, es trascendental saber qué es lo que las empresas se están compensando. Por lo indicado, se sugiere que al final del numeral ciado se agregue el siguiente texto resaltado:

*"**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.

***Dicho informe deberá, luego de su aprobación, ser puesto en conocimiento a todas las empresas integrantes junto a la información técnica que sustenta dicho informe en formato Excel y con las fórmulas que permitan su trazabilidad**".*

Sustento

Transparencia y predictibilidad respecto de la información que tiene impacto económico directo en los Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

Opinión del COES

Ver Opinión del COES a Comentario 2 de SMCV.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin al Comentario 2 de SMCV.

D. Comentarios de ORAZUL

D.1. Comentario 1

Numeral 5.1.2

En el numeral 5.1.2 se dice que es obligación del COES "Identificar el motivo y los periodos de operación de las Unidades de Generación térmicas requeridas por el COES para la operación del SEIN".

Comentario: ¿No debería calificar y aprobarse dichos períodos o hacer referencia al Procedimiento correspondiente?

Opinión del COES

Considera que no es necesaria la calificación y aprobación de los periodos de operación ya que esto se realiza implícitamente al utilizar dicha información en el cálculo del CMg (PR-07). Los Participantes tendrán la oportunidad de revisar y observar los motivos y periodos de operación identificados por el COES durante los plazos revisión del cálculo de CMg establecidos en el PR-07.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. La identificación de los periodos de operación de las Unidades de Generación que despacharon, no requiere de aprobación pues es algo específico derivado de este cálculo.

Por lo tanto, el proyecto del nuevo PR-33 no corresponde modificarlo debido al presente comentario.

D.2. Comentario 2

Numeral 7.1

El párrafo final del numeral 7.1 indica *"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."*

Sugerencia: Incluir también la operación por seguridad.

Opinión del COES

En la opinión del COES al Comentario 1 de SMCV propone una redacción que hace general la aplicación de las compensaciones por arranques y paradas, de tal manera de incluir a cualquier tipo de operación que requiera el Coordinador.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con el COES, los cambios establecidos debido al Comentario 1 de SMCV hacen que ya no sea necesario añadir lo solicitado por ORAZUL.

D.3. Comentario 3

Numeral 7.4

En el numeral 7.4 “Compensación de Costos Variables de Unidades de Generación no Cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo Nodal ()”, se indica de manera general, que 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 que luego se detalla.

Comentario: No queda claro en qué casos aplicaría. Igualmente podría incluirse:

“Previo análisis y aprobación del COES”

Opinión del COES

Sugiere indicar al inicio del numeral 7 cuáles serán las unidades que recibirán compensaciones. Esta sugerencia se está proponiendo en la opinión del COES al Comentario 1 de SMCV.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES, los cambios establecidos debido al Comentario 1 de SMCV hacen que ya no sea necesario añadir lo solicitado por ORAZUL.

Anexo 2

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-33
COMPENSACIONES DE COSTOS OPERATIVOS ADICIONALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA		
• Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° XXX-2017-OS/CD del XX de XXX de 2017.		

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 y por Servicios Complementarios 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 (Reglamento COES).

2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del 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.

5.1.4 Publicar en su Portal Web la información técnica, incluyendo las hojas de cálculo sustentatoria, que respalda los costos señalados en el numeral 7. Esta publicación deberá ser hecha como máximo 24 horas después de la aprobación del informe por parte del COES.

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. CALCULO DE LAS COMPENSACIONES POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS Y POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

La compensación de costos por Inflexibilidad Operativa o por Servicio Complementario será efectuada 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.

Adicionalmente, respecto a los arranques y paradas se tendrá en cuenta que serán compensadas las paradas forzosas debido a fallas externas a la Unidad de Generación del Participante, tales como fallas en el sistema de transmisión, o debido a eventos causados por terceros; no se compensarán los arranques fallidos y/o arranques y paradas por pruebas solicitadas por el Participante.

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** ($\boldsymbol{CCbef}$)

Se calcula mediante la fórmula (1).

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

Donde:

$CCbefa$: Costo de arranque y baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación, obtenido de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "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 del COES N° 31 "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.

7.2 **Compensación por el Costo de mantenimiento por arranque-parada** $(\boldsymbol{CCMarr})$**.**

Se calcula mediante la fórmula (2).

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

Donde:

$CMarr$: Costo de mantenimiento del arranque - parada de la Unidad de Generación térmica, obtenido de acuerdo en lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "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** $(\mathbf{CCCadic})$.

Se calcula mediante la fórmula (3).

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

Donde:

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

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

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

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

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 $(\mathrm{cc_{adic}})$ será informado por el Participante en la misma oportunidad que se establece para la declaración de precios en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "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 $(\mathbf{CCV})$

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).

$$CCV_{u,po} = \sum_{q}^{Q} \left[E_q \times \left(CV_q - CMg_q \right) \right] \ldots (6)$$

Dichos montos serán calculados para cada Intervalo de Mercado donde el valor de $\mathrm{CV_q}$ es mayor que $\mathrm{CMg_q}$.

Donde:

$CCV_{u,po}$: 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".

$\mathrm{CMg_q}$: Costo Marginal de Corto Plazo en bornes de generación de la Unidad de Generación térmica en el intervalo *q* (S//kWh).

8. ASIGNACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE COMPENSACIONES

El pago de las compensaciones por Inflexibilidad Operativa y/o por Servicios Complementarios será efectuado según la regla de asignación de pago establecida en el Procedimientos en aplicación del cual, se realizó la operación de la unidad. En caso el procedimiento específico no defina la regla de asignación, el pago será asumido por todos los Participantes en proporción a sus Retiros efectuados en el mes de valorización.

La liquidación de pagos se realizará según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10) 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.

10. DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única. - El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Agentes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.