

## Cargo de Recepción

Su documento ha sido ingresado satisfactoriamente, por favor tome nota del número de expediente generado para realizar el seguimiento correspondiente.

Número de expediente: 202100026875

Fecha y hora de presentación: 04/02/2021 16:46

Nombre/Razón social: COMITE DE OPERACION - RUC : 20261159733

Correo electrónico: mvelasquez@coes.org.pe

Nro. telefónico: 6118510

Documento: CARTA - COES/D-096- Nro. Folios: 62

Asunto: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES

Anexos: NO

Tipo	Documento	Nombre	Folio	Peso
Documento Principal	D-096-202104.02.2021_Firmado_040	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO	62	1 Mb

Usted podrá hacer el seguimiento de su trámite a través de <https://consultaexpedientes.osinergrmin.gob.pe/consulta-docs/pages/consulta/inicio>, clave de consulta:L4n1QI2 De tener alguna consulta puede efectuarla a través de: [ventanillavirtual@osinergrmin.gob.pe](mailto:ventanillavirtual@osinergrmin.gob.pe)

### ATENCIÓN:

Usted se encuentra afiliado al Sistema de Notificaciones Electrónicas del Osinergrmin ¿ SNE, Cualquier notificación se realizará por ese medio, exceptuando las Solicitudes de Acceso a la Información Pública, cuya atención se realizará por el canal seleccionado.

En caso el cliente registrado en el formulario virtual corresponda a un tercero (persona natural o jurídica distinta al solicitante del trámite), el Osinergrmin creará una casilla electrónica de oficio al solicitante en la cual se realizará toda notificación.

Para ingresar a su casilla electrónica, actualizar sus datos y/o revisar sus notificaciones, sírvase ingresar al siguiente link: <https://notificaciones.osinergrmin.gob.pe>

### NOTA IMPORTANTE:

Para fines del cómputo de plazos, los documentos presentados entre las 00:00:00 horas hasta las 17:30:00 horas de un día hábil se consideran presentadas el mismo día hábil.

Los documentos presentados después de las 17:30:00 horas hasta las 23:59:59 de un día

---

## Cargo de Recepción

---

hábil o cualquier hora de un día inhábil se consideran presentadas el día hábil siguiente.

El cargo de recepción del expediente no significa aceptación, aprobación o autorización al ejercicio de alguna actividad sujeta a supervisión o fiscalización del Osinerghmin, resultando de aplicación lo dispuesto en los numerales 33.2 y 136.6 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.



Comité de Operación Económica del  
Sistema Interconectado Nacional

San Isidro, 04 de febrero de 2021

**COES/D-096-2021**

Señor  
**Luis Enrique Grajeda Puelles**  
Gerente de Regulación de Tarifas  
**OSINERGMIN**  
Presente. -

Asunto:     **PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES  
N°31 “CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE  
GENERACIÓN”**

Ref:         Decreto Supremo N° 031-2020-EM publicado el 19.12.2020

De mi consideración:

Por expreso encargo del Directorio y en cumplimiento de su acuerdo adoptado en su Sesión N° 569 del 01 de febrero de 2021, remitimos a su Despacho los documentos correspondientes a la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico del COES N°31 “Cálculo de los costos variables de las unidades de generación”

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo A: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES; Procedimiento Técnico del N°31 “Cálculo de los costos variables de las unidades de generación”, aprobado en su Sesión de Directorio N° 569 del 01.02.2021.

Anexo B: Informes correspondientes a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del N°31 “Cálculo de los costos variables de las unidades de generación”.

A este anexo se incluyen los siguientes documentos:

- 1) Texto del Procedimiento Técnico N° 31
- 2) Sustento Técnico-Económico de la Propuesta
- 3) Sustento Legal de la Propuesta
- 4) Informe Técnico-Económico Complementario

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

## **ANEXO A**

**SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**SESIÓN DE DIRECTORIO N° 569 DEL 1 DE FEBRERO DE 2021**

**1. ORDEN DEL DÍA**

**O.D.1 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 31 "CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN", EN ATENCIÓN AL DECRETO SUPREMO N° 031-2020-EM, QUE ESTABLECE DISPOSICIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

**ACORDÓ:**

1. Aprobar la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", elaborada por la Dirección Ejecutiva, con los ajustes efectuados por el Directorio, conforme se detalla en el Anexo 1 de la presente acta; y, disponer su remisión al OSINERGMIN, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 031-2020-EM.
2. Dispensar del trámite de suscripción de acta el acuerdo adoptado en la presente O.D.1.



## **ANEXO B**

1) Texto del Procedimiento Técnico N° 31

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-31
CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN		
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD del 16 de junio de 2016.</li> <li>▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 201-2017-OS/CD del 26 de setiembre de 2017.</li> <li>▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 193-2018-OS/CD del 17 de diciembre de 2018.</li> <li>▪ Corregido por el Fe de Erratas de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 29.12.2018.</li> </ul> <p style="color: red;"><b>Para la aplicación del presente Procedimiento Técnico debe tenerse en cuenta que mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM se ha modificado el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.</b></p>		

## 1 OBJETIVO

Determinar el contenido, oportunidad y modo de presentación y actualización de la información y documentación que deben entregar al COES los Participantes Generadores<sup>1</sup>, y precisar la metodología que debe utilizar el COES para el cálculo de los Costos Variables (CV) de las Unidades de Generación con base en dicha información y documentación.

## 2 BASE LEGAL

El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.5 ~~Decreto Supremo N° 016-2000-EM.- Fijan fecha límite y la información a ser presentada por las entidades de generación que utilizan gas natural como combustible.~~
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME)<sup>2</sup>.
- 2.7 Decreto Supremo N° 031-2020-EM.- Disposiciones para la Determinación del precio del gas natural para generación eléctrica.

## 3 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, todas las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas para tales términos 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.



<sup>1</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>2</sup> Numeral incorporado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

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.

#### **4 RESPONSABILIDADES**

##### **4.1 De los Participantes Generadores<sup>3</sup>**

Entregar al COES la información y documentación a la que se refiere el presente Procedimiento, según el contenido, la oportunidad y el modo que para el efecto se precisa en el mismo.

##### **4.2 Del COES**

- 4.2.1 Revisar la información y documentación de sustento presentada por los Participantes Generadores<sup>4</sup> para el cálculo de los CV.
- 4.2.2 Proveer la plataforma virtual (Extranet) para que los Participantes Generadores<sup>5</sup> puedan ingresar la información y documentación requerida.
- 4.2.3 Calcular y publicar en el portal internet del COES los CV vigentes en moneda nacional (S/). En caso se presenten costos en dólares se utilizará el tipo de cambio según el Procedimiento en que se utilice los costos variables.
- 4.2.4 Informar a Osinergmin los casos de incumplimiento del presente Procedimiento Técnico del COES por parte de los Integrantes.

#### **5 CONTENIDO, OPORTUNIDAD Y MODO DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN A SER ENTREGADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>6</sup> AL COES**

5.1 Los Participantes Generadores<sup>7</sup> hidroeléctricos que lo estimen pertinente entregarán al COES el cálculo del Costo Variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada CVSS y la fórmula de actualización respectiva a ser utilizada, debidamente sustentada en un informe técnico a ser evaluado por el COES. Dicha fórmula tendrá una vigencia de cinco (5) años. Al término de la vigencia de la referida fórmula, los Participantes Generadores<sup>8</sup> hidroeléctricos que lo estimen pertinente entregarán al COES un nuevo cálculo del CVSS y su fórmula de actualización respectiva, debidamente sustentada. En todos los casos en los que los Participantes Generadores<sup>9</sup> no entreguen al COES su correspondiente cálculo y/o la actualización respectiva, según corresponda, se asumirá que el CVSS es igual a cero.

La aplicación de la fórmula de actualización del CVSS realizada por el COES tomará como mínimo una muestra de datos de los últimos quince (15) días, sin considerar aquellos en los que la(s) Unidad(es) de Generación haya(n) estado fuera de servicio por la presencia de sólidos en suspensión. Su actualización será los días jueves de cada semana.



<sup>3</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>4</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>5</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>6</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>7</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>8</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>9</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

5.2 Los Participantes Generadores<sup>10</sup> termoeléctricos deberán entregar al COES determinada información y documentación según lo siguiente:

5.2.1 En el caso de Participantes Generadores<sup>11</sup> termoeléctricos que utilizan combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica:

- (i) La información y documentación a la que se refiere el numeral 2 del Anexo 1 y el Formato 1 del presente Procedimiento, según el contenido y oportunidad establecida para el efecto, en los numerales 2 y 3 del Anexo 1<sup>12</sup>.
- (ii) **Derogado**<sup>13</sup>
- (iii) Un informe anual sobre: a) los costos de tratamiento mecánico del combustible, debidamente sustentados en comprobantes de pago por la adquisición de materiales y repuestos utilizados para la reparación, mantenimiento y operación de los equipos de centrifugación durante los últimos tres (3) años; y b) los costos de tratamiento químico del combustible, debidamente sustentados tanto en una copia del análisis del combustible que justifique la utilización de aditivos en éste y la dosificación requerida para un determinado volumen de combustible consumido, así como en los respectivos comprobantes de pago asociados a las compras del producto referido, y los registros del volumen consumido del mismo durante los últimos tres (3) años. Dicho informe se deberá presentar antes del 31 de diciembre de cada año.

5.2.2 En el caso de Participantes Generadores<sup>14</sup> termoeléctricos que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica:

- (i) La información y documentación a la que se refieren el numeral 2 del Anexo 2 y el Formato 2 del presente Procedimiento, y según el contenido, oportunidad y modo regulado para el efecto en los numerales 2 y 3 del mencionado Anexo 2.
- (ii) **Derogado**<sup>15</sup>

5.2.3 En el caso de Participantes Generadores termoeléctricos que utilizan gas natural para generación de energía eléctrica, la información y documentación a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3 del presente Procedimiento, según el contenido y oportunidad establecida para el efecto en el mencionado Anexo 3.<sup>16</sup>



## 6 DETERMINACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Participante Generador podrá presentar la información de los costos en S/ o USD, según la moneda utilizada. Para su conversión a S/, en caso corresponda, se utilizará el tipo de cambio registrado en la base de datos del COES al momento de su aplicación, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos correspondientes.<sup>17</sup>

<sup>10</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>11</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>12</sup> Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>13</sup> Numeral derogado por el artículo 8° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>14</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>15</sup> Numeral derogado por el artículo 8° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>16</sup> Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>17</sup> Numeral modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

## 6.1 Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas

Se calculan con la fórmula 1:

$$CVH = CUE + CVSS \dots \dots (1)$$

Dónde:

CVH : Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas.

CUE : La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas de acuerdo con el Artículo 213° y 214° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. La CUE se actualiza mensualmente.

CVSS : El costo variable (S/ /kWh) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.<sup>18</sup>

## 6.2 Costos Variables de las Unidades de Generación termoeléctricas

Se calculan con la fórmula 2.

$$CV = CVC + CVNC \dots \dots (2)$$

Dónde:

CV : Costo Variable (S/ /kWh).

CVC : Costo Variable Combustible (S/ /kWh)

CVNC : Costo Variable No Combustible (S/ /kWh)

### 6.2.1 Costo Variable Combustible (CVC)<sup>19</sup>

Se determinará con la fórmula (3).

$$CVC = \frac{cc \times Cec}{PCinf} \dots (3)$$

Dónde:

CVC : Costo Variable Combustible (S/ /kWh).<sup>20</sup>

cc : Costo del combustible de la Unidad de Generación (S/ /kg, USD/kg, S/ /l, USD/l, S/ /m<sup>3</sup>, USD/m<sup>3</sup>).<sup>21</sup>

Cec : Consumo específico de calor (Heat Rate) de la Unidad de Generación en kJ/kWh.

PCinf : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg, kJ/l, kJ/m<sup>3</sup>).

El valor del poder calorífico inferior del combustible para todo efecto, corresponderá al valor aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación de una Central Termoeléctrica.<sup>22</sup>



#### 6.2.1.1 Consumo específico de calor (Cec)<sup>23</sup>

El Cec, para efectos de la programación, se determina en función de la relación “Cec

<sup>18</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>19</sup> Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>20</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>21</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>22</sup> Texto añadido por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>23</sup> Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

VS potencia” de la Unidad de Generación termoeléctrica, relación obtenida en los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (PR-17).

Para efectos del reconocimiento económico de Costos Variables, se utiliza la misma función de la “Cec VS potencia” definida en el anterior párrafo y el Cec corresponde a la Potencia Media que produjo la Unidad de Generación en el Intervalo de Mercado a evaluar, considerando los siguientes casos particulares:

- En caso que la Potencia Media sea inferior a la Generación Mínima Técnica de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Generación Mínima Técnica.
- En caso que la Potencia Media sea superior a la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Potencia Efectiva.

Para las Unidades de Generación nuevas que no cuentan con estudios de Potencia Efectiva, el Cec corresponderá al valor declarado al inicio de su Operación Comercial hasta la realización de las pruebas de Potencia Efectiva, conforme al respectivo Procedimiento Técnico del COES.

#### 6.2.1.2 Costo del Combustible (cc)

El Participante Generador<sup>24</sup> presentará la información de los costos en la moneda que realizó la adquisición de combustible, pago de transporte, tratamiento mecánico y químico (S/ o USD).

##### 6.2.1.2.1 Costo de combustible líquido (cc<sub>l</sub>)

Calculado con información proporcionada según Anexo 1, con la fórmula 5

$$cc_l = pc + ctc + ctmc + ctqc + cfc \dots \dots (5)$$

Dónde:

*cc<sub>l</sub>* : Costo de combustible líquido (S//l o USD/l)

*pc* : Precio ex planta del combustible (S//l o USD/ l).

*ctc* : Costo de transporte del combustible ~~de la Unidad de Generación~~ (S//l o USD/l).

*ctmc* : Costo de tratamiento mecánico del combustible (S//l o USD/ l).

*ctqc* : Costo de tratamiento químico del combustible (S//l o USD/ l).

*cfc* : Costo financiero del combustible (S// l).

##### 6.2.1.2.2 Costo de combustible sólidos (cc<sub>s</sub>)<sup>25</sup>

Calculado con información proporcionada según Anexo 2, con la fórmula 6



<sup>24</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>25</sup> Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

$$cc_s = pc + cts + cad + cemb + cfc \dots\dots\dots(6)$$

Dónde:<sup>26</sup>

- ccs : Costo de combustible sólido (S/ /kg o USD/kg)
- pc : Precio (en puerto de embarque) del combustible (S/ /kg o USD/kg).
- cts : Costos de fletes marítimos y seguros ~~aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible~~ (S/ /kg o USD/kg).
- cad : Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible (S/ /kg o USD/kg).
- cemb : Costos de embarque, desembarque y flete terrestre hasta la central (S/ /kg o USD/kg).
- cfc : Costo financiero del combustible (S/ /kg o USD/kg).

### 6.2.1.2.3 Costo de combustible gaseoso (cc<sub>g</sub>)

Calculado con la información proporcionada según Anexo 3, con la fórmula 7

$$cc_g = ps + pt + pd \dots \dots \dots (7)$$

Dónde:

- cc<sub>g</sub> : Costo de combustible gaseoso (S/GJ o USD/GJ)
- ps : Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- pt : Precio unitario por transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- pd : Precio unitario por distribución de combustible (S/GJ o USD/GJ)

El valor de cc<sub>g</sub> será el precio del gas natural puesto en la central, conforme lo dispuesto en el Anexo 3 del presente Procedimiento, referido al poder calorífico inferior.

### 6.2.2 Costo Variable No Combustible (CVNC)

Se determinará con la fórmula 7 8.

$$CVNC = CVONC + CVM \dots \dots \dots \text{(~~07~~) (8)}$$



Dónde<sup>27</sup>:

- CVNC : Costo Variable No Combustible (S/ /kWh).
- CVONC : Costo variable de operación no combustible (S/ /kWh).
- CVM : Costo variable de mantenimiento (S/ /kWh).

#### 6.2.2.1 Costo variable de operación no combustible (CVONC)

Es el costo variable relacionado al uso de agregados al proceso de combustión, por

<sup>26</sup> Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.  
<sup>27</sup> Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

consideraciones técnicas de la Unidad de Generación, determinado mediante la fórmula 8 9, cuyo consumo guarda una relación directamente proporcional con la producción de energía de la Unidad de Generación referida. Entre ellos se encuentran el aceite lubricante en las unidades reciprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogas, entre otros.

La función de consumo y los costos de los agregados serán sustentados por el Participante Generador<sup>28</sup> y evaluados por el COES, en la misma oportunidad en que se sustenten el costo variable de mantenimiento.

$$CVONC = \sum_{j=1} g a_j \times c a_j \dots \dots \dots \quad (8) 9$$

Dónde:

CVONC : Costo variable de operación no combustible (S/ /kWh).<sup>29</sup>

$g a_j$  : Consumo específico del agregado j (kg/kWh, l/kWh, m3/kWh) calculado sobre el período de los últimos cuatro años.<sup>30</sup>

$c a_j$  : Costo unitario del agregado j (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m3 o USD/m3).<sup>31</sup>

$j$  : Número total de agregados.

Sustentados por el Participante Generador<sup>32</sup> y verificado por el COES.

#### 6.2.2.2 Costo variable de mantenimiento (CVM)

Es la parte de los costos de mantenimiento de una Unidad de Generación que guarda proporción directa con la producción de dicha unidad. Se obtiene según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 34, "Determinación de los costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES", o el que lo reemplace.

#### 6.2.3 Costo Total de Arranque – Parada (CAP)

Es el costo en el que se incurre por la puesta en servicio y salida de una Unidad de Generación termoeléctrica, determinada mediante la fórmula 9 10.

$$CAP = CCbefa + CCbefp + CMarr \dots \dots \dots \quad (9) 10$$

Dónde:<sup>33</sup>

CAP : Costo Total de Arranque - Parada (S/ o USD).

CCbefa : Costo de combustible de arranque y de baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (S/ o USD).



<sup>28</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>29</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>30</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>31</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>32</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>33</sup> Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

$CCbefp$  : Costo de combustible de parada y de baja eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación (S/ o USD).

$CMarr$  : Costo de mantenimiento por arranque-parada (S/ o USD /arranque-parada).

#### 6.2.4 Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación ( $CCbefa$ )<sup>34</sup>

Son los costos del combustible consumidos tanto en los procesos de arranque, como en los reconocidos por consumo a baja eficiencia en las Rampas de Incremento de Generación de la Unidad de Generación termoeléctrica. Se determina mediante la fórmula ~~10~~ 11.

$$CCbefa = cc \times (G^a + G^c) \dots\dots\dots \quad \color{red}{\del{10}} \quad 11$$

Dónde:

$CCbefa$  : Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (S/ o USD).<sup>35</sup>

$cc$  : Costo del combustible (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m<sup>3</sup> o USD/m<sup>3</sup>).<sup>36</sup>

$G^a$  : Consumo de combustible desde el arranque hasta antes de la puesta en paralelo (kg, l, m<sup>3</sup>), declarado por el Participante y aprobado por COES.

$G^c$  : Consumo de combustible en la Rampa de Incremento de Generación desde la puesta en paralelo hasta la Generación Mínima Técnica (kg, l, m<sup>3</sup>), declarado por el Participante y aprobado por COES.

#### 6.2.5 Costo de Combustible de Parada y de Baja Eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación ( $CCbefp$ )<sup>37</sup>

Son los costos por el combustible consumido en los procesos de parada, y los reconocidos por consumo a baja eficiencia en las Rampas de Disminución de Generación de la Unidad de Generación termoeléctrica. Se determina con la fórmula ~~11~~ 12.



$$CCbefp = cc \times (G^d + G^p) \dots\dots\dots \quad \color{red}{\del{11}} \quad 12$$

Dónde:

$CCbefp$ : Costo de Combustible de Parada y de Baja Eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación.

$cc$ : Costo del combustible (USD/kg, USD/l, USD/m<sup>3</sup>).

$G^d$ : Consumo de combustible en la Rampa de Disminución de Generación desde Generación Mínima Técnica hasta fuera de paralelo (kg, l, m<sup>3</sup>), declarado por el Participante y aprobado por COES.

<sup>34</sup> Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>35</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>36</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

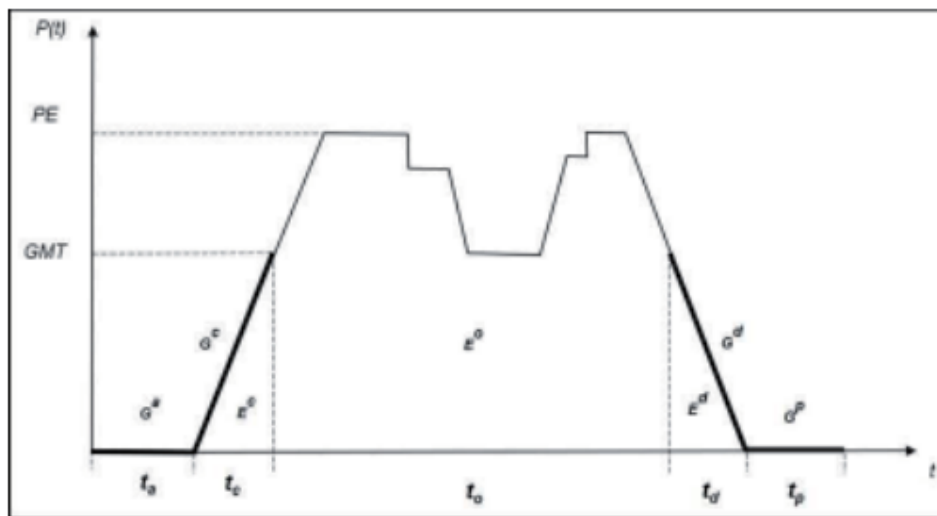
<sup>37</sup> Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

$G^P$ : Consumo de combustible desde que sale de paralelo hasta la parada de la Unidad de Generación (kg, l, m<sup>3</sup>), declarado por el Participante y aprobado por COES.

Los consumos de combustible reconocidos en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación ( $G_c$ ,  $G_d$ ) de la Unidad de Generación termoeléctrica, se determinan como la diferencia entre los consumos a baja eficiencia durante las Rampas de Incremento y Disminución de Generación y los consumos de combustible para generar la energía de dichas rampas a la eficiencia de Potencia Efectiva de la Unidad de Generación. Estos consumos a baja eficiencia serán sustentados por el Participante Generador<sup>38</sup> en base a pruebas y documentación del fabricante verificados por el COES.

En la Figura N° 1 se muestran los procesos de consumo de combustible de arranque, Rampa de Incremento de Generación, operación, Rampa de Disminución de Generación y parada de la Unidad de Generación termoeléctrica.

Figura N° 1<sup>39</sup>



PE : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación.

GMT : Generación Mínima Técnica de la Unidad de Generación.

$t_a$ ,  $t_p$  : Tiempos de arranque y parada.

$t_c$ ,  $t_d$  : Tiempos en Rampas de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.

$t_o$ ,  $E^o$  : Tiempo de operación normal y energía generada.

$E^c$ ,  $E^d$  : Energía generada en los períodos de la Rampa de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.

$G^a$ ,  $G^p$  : Consumo de combustible en los arranques y paradas.

$G^c$ ,  $G^d$  : Consumo de combustible en la Rampa de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.



<sup>38</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>39</sup> Figura modificada por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

### 6.2.6 Costo de mantenimiento por Arranque – Parada (CMarr)

Es la parte de los costos de mantenimiento que son función de los arranques-paradas de la Unidad de Generación termoeléctrica, y que se obtiene mediante la metodología descrita en el Procedimiento Técnico del COES N° 34 “Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES”.

### 6.3 Aplicación del Sistema Internacional de Medidas y número de decimales<sup>40</sup>

6.3.1 Los resultados y parámetros principales en la determinación de los costos variables serán redondeados con los siguientes números de decimales:

N°	Parámetros	Unidades de Medida	Número de decimales
1	Potencia	kW	2
2	Costo combustible líquido	(S/ o USD)/l	4
3	Costo combustible carbón	(S/ o USD)/kg	6
4	Costo combustible gas natural	(S/ o USD)/GJ	4
5	Poder Calorífico líquido o carbón	kJ/kg	2
6	Poder Calorífico gas natural	kJ/m <sup>3</sup>	2
7	Densidad líquido	kJ/m <sup>3</sup>	2
8	Densidad gas natural	kJ/m <sup>3</sup>	4

6.3.2 Para la conversión de unidades de otros sistemas al Sistema Internacional se utilizarán las siguientes equivalencias:

N°	Dimensión	Unidad	Equivalencia	Unidad
1	Volumen	gal	3,785412	l
2		pie <sup>3</sup>	0,02831685	m <sup>3</sup>
3		bbl	0,1589873	m <sup>3</sup>
4	Peso	lb	0,45359237	kg
5	Energía	BTU	1,05506	kJ
6		kcal	4,1868	kJ



<sup>40</sup> Numeral agregado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

## ANEXO 1

### SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>41</sup> TERMOLÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

#### 1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores<sup>42</sup> que utilizan combustibles líquidos entregarán obligatoriamente al COES, cada vez que adquieran éstos para la operación de sus Unidades de Generación y en tanto los mismos se encuentren físicamente en sus tanques de almacenamiento, la información a la que se refiere el presente Anexo 1 y el Formato 1 que forman parte integrante del presente Procedimiento. El referido Formato 1 se encuentra disponible en el portal de internet del COES.
- 1.2 Para tal efecto, los Participantes Generadores<sup>43</sup> realizarán previamente a ello las determinaciones o cálculos que les corresponda para la obtención de la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 siguiente, y en mérito de los resultados de las determinaciones o cálculos referidos, llenarán correctamente el Formato 1, acompañando a éste todos los documentos de sustento respectivos, en medio digital (lo que incluye las hojas de cálculo correspondientes).
- 1.3 Dichos documentos deberán, de un lado, tener la calidad de comprobantes de pago asociados a los suministros tanto de combustibles líquidos como de los servicios requeridos para que los Participantes Generadores<sup>44</sup> dispongan de los mismos para sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas, y de otro lado, tener una antigüedad menor o igual a quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de emisión del último comprobante de pago. En los casos en los que los Participantes Generadores<sup>45</sup> tengan que adquirir con una antelación mayor a quince (15) días hábiles los combustibles líquidos requeridos por sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas y en los que el suministro físico materia de dicha adquisición se realice de manera muy posterior y de forma periódica y continuada a la misma, los documentos de sustento podrán estar constituidos por el comprobante de pago correspondiente a la adquisición realizada.



La información y documentación deberá ser validada por el COES dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su fecha de recepción.

#### 2 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>46</sup>

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores<sup>47</sup> es la siguiente:

- 2.1 Precios del combustible ex-planta suministrado por el proveedor. Corresponde al precio registrado en los comprobantes de pago emitidos por los proveedores. Si la entrega del combustible se realiza en la misma ubicación de la Unidad de Generación o Central Termoeléctrica, la información del combustible y del transporte deberá separarse. Esta información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores<sup>48</sup>

<sup>41</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>42</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>43</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>44</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>45</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>46</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>47</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>48</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

adquieran combustibles líquidos.

- 2.2 Costo de transporte del combustible hasta la central. Corresponde al costo registrado en los comprobantes de pago por transporte emitidos por los proveedores de este servicio. Incluye los costos de carga, descarga, seguros y supervisión del combustible hasta los tanques de almacenamiento y el demurrage (costos de almacenaje en la embarcación, por mercancía entrante que no es retirada en el tiempo libre permitido para la carga o descarga en un muelle o terminal de flete) originados por el cierre de puertos dispuesto por la Dirección General de Capitanía y Guardacostas. La información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores<sup>49</sup> adquieran combustibles líquidos.
- 2.3 Costos de tratamientos mecánicos y químicos del combustible. Corresponden a los costos promedio por cada unidad de combustible por los tratamientos mecánicos y químicos aplicados al combustible. Esta información proviene del informe anual que será presentado por el Participante Generador al COES. Se podrá considerar como parte de estos costos, los costos empleados en el recambio, rotación, centrifugación y reprocesamiento del combustible; así como aquellos necesarios para incrementar su vida útil. En caso de que el Participante Generador no presente oportunamente el informe debidamente sustentado, el COES asumirá que estos costos tienen un valor cero.<sup>50</sup>
- 2.4 Impuestos que no generen crédito fiscal.
- 2.5 Volumen de combustible comprado. Corresponde al volumen de combustible comprado y registrado en el comprobante de pago previamente señalado en el numeral 2.1 del presente Anexo.
- 2.6 Volumen de combustible en almacén. Corresponde al volumen de combustible almacenado en la planta, en el momento previo a la descarga del combustible comprado indicado en el numeral 2.6 del presente Anexo.

Calidad del combustible. Corresponde a la información emitida por los laboratorios especializados, encargados de realizar las pruebas que determinen la calidad del combustible adquirido y/o almacenado de titularidad del Participante Generador<sup>51</sup>. También, se considerará a los laboratorios debidamente acreditados por el Servicio Nacional de Acreditación de INDECOPI, en los que podrán estar incluidos los del proveedor del combustible.

- 2.7 Calidad del combustible. Corresponde a la información emitida por los laboratorios especializados, acreditados por el Instituto Nacional de Calidad (INACAL), encargados de realizar las pruebas que determinen la calidad del combustible adquirido y/o almacenado de titularidad del Generador.<sup>52</sup>



### 3 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR EL COES

La información a ser determinada o calculada por el COES es la siguiente:

- 3.1 Precio unitario del combustible líquido. Se calcula el precio unitario del combustible líquido comprado dividiendo el valor pagado por el combustible en el Perú entre el volumen total del combustible adquirido<sup>53</sup>.

El precio unitario del combustible líquido (pc) al que se refiere el presente Procedimiento es el precio promedio ponderado por volumen, del combustible líquido comprado y del

<sup>49</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>50</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>51</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>52</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

<sup>53</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

combustible en almacén, cuyos precios unitarios corresponden, respectivamente, al precio obtenido según el párrafo anterior y al precio unitario vigente en la base de datos del COES.

- 3.2 Costo unitario de transporte (ctc): Se calcula el costo unitario del transporte pagado dividiendo el valor pagado por el transporte en el Perú entre el volumen total del combustible transportado<sup>54</sup>.

El costo unitario de transporte (ctc) al que se refiere el presente Procedimiento es el costo promedio ponderado por volumen, del combustible líquido transportado y del combustible en almacén, cuyos costos y precios unitarios corresponden, respectivamente, al costo obtenido según el párrafo anterior, y al precio unitario vigente en la base de datos del COES.

- 3.3 Costo unitario de tratamiento mecánico (ctmc): El costo unitario de tratamiento mecánico al que se refiere el presente Procedimiento es el costo unitario reportado por el Participante Generador<sup>55</sup> en su respectivo informe anual.
- 3.4 Costo unitario de tratamiento químico (ctqc): El costo unitario de tratamiento químico al que se refiere el presente Procedimiento es el costo unitario reportado por el Participante Generador<sup>56</sup> en su respectivo informe anual.
- 3.5 Costo financiero (cfc): Representa el costo asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía, y será determinado mediante la fórmula 12.

$$cfc = (pc + ctc + ctmc + ctqc) \times \left[ \left( 1 + i_a \frac{t_{cf}}{360} - 1 \right) \dots \dots (12) \right]$$

Dónde:

$i_a$  : Tasa de interés efectiva anual (12%).

$t_{cf}$  : Período del costo financiero (15 días).

Cuando corresponda, los costos antes indicados incluirán los impuestos que no generan crédito fiscal, mermas, así como los costos incurridos por pruebas de calidad del combustible sustentados mediante comprobantes de pago.

#### 4 MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>57</sup> TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible líquido (ccl) determinados de acuerdo a lo establecido en el punto 2 del presente Anexo, serán ingresados vía Extranet por el Participante Generador<sup>58</sup> termoeléctrico.
- 4.2 Basado en la documentación de sustento remitida por el Participante Generador<sup>59</sup>, el COES revisará la consistencia de los cálculos de la información ingresada. En caso exista alguna observación se detendrá el proceso de actualización hasta que se subsane dicha observación. Si transcurridos siete (07) días hábiles desde la comunicación de la observación al Participante Generador<sup>60</sup>, la observación no es subsanada, se realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo.



<sup>54</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>55</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>56</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>57</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>58</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>59</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>60</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador<sup>61</sup> de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador<sup>62</sup> mediante carta efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador<sup>63</sup> no ha efectuado la declaración solicitada, el COES realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo. Lo anterior no es aplicable a las Unidades de Generación en calidad de reserva fría, emergencia o que se encuentran fuera de servicio por algún mantenimiento mayor o por despacho.

## 5 METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS POR PARTE DEL COES

Para a actualización de precios, referida en los numerales 4.2 y 4.3 del presente Anexo, en los casos de incumplimiento en la entrega de información, el COES actuará de oficio según la siguiente metodología:

### 5.1 Para el precio unitario del combustible líquido

5.1.1 El precio unitario del combustible líquido actualizado será igual al menor valor de la comparación de precios entre el precio unitario del combustible líquido vigente en la base de datos del COES (sin incluir impuestos, ni costos de tratamiento) y el precio unitario de referencia del combustible líquido, publicado en el portal de internet de PETROPERÚ<sup>64</sup>.

5.1.2 En caso de no figurar el precio del tipo de combustible a ser actualizado en la planta de referencia en el reporte de PETROPERÚ, el precio será calculado tomando en consideración el precio del combustible de características similares (referido al poder calorífico) a los del combustible por actualizar en la planta de referencia más cercana.

### 5.2 Para los costos por transporte y mermas

Los costos por transporte no se actualizan, permaneciendo éstos iguales a los costos vigentes en la base de datos del COES. Los costos por mermas tampoco se actualizan, permaneciendo éstos iguales a la última información que con respecto a éstos haya presentado el Participante Generador<sup>65</sup>.

5.3 Para los costos de tratamientos mecánicos y químicos, y pruebas de calidad de combustible. Estos costos no se actualizarán, permaneciendo iguales a los costos vigentes en la base de datos del COES<sup>66</sup>.

### 5.4 Para el combustible adquirido a proveedor internacional

En caso que el Participante Generador<sup>67</sup> adquiera combustible líquido de un proveedor internacional se aplicará el método señalado en el numeral 3 del Anexo 2 del presente Procedimiento.



<sup>61</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>62</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>63</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>64</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>65</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>66</sup> Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>67</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

## INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 1

FORMATO 1				
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS				
<b>1.0 INFORMACIÓN DE ALMACÉN</b>				
1.01	Nombre de la empresa generadora			
1.02	Nombre de la central			
1.03	Tipo de combustible			Nombre o código del tipo de combustible
1.04	Volumen de combustible en almacén	l		Volumen de combustible en la central previo a la descarga del combustible adquirido
<b>2.0 INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE LÍQUIDO</b>				
2.01	Identificación del comprobante de pago			
2.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
2.03	Proveedor del combustible			
2.04	Sitio de entrega del proveedor			Si entregó el combustible en la central de generación, debe ingresar: "En la central". Si es en un punto de abastecimiento mayorista de combustibles, debe ingresar el nombre del punto: "En el punto XXX". Si es en una refinería debe ingresar: "En la refinería YYY".
2.05	Volumen comprado	l		Corresponde al volumen de combustible comprado, indicado en el comprobante de pago de sustento (2,01), expresado en litros (l)
2.06	Pago realizado por la compra del combustible	S/ o USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por la compra del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento (2,01), sin incluir transporte ni
2.07	Impuestos por compra de combustible.			Corresponde a los impuestos, pagados o por pagar por concepto de la compra del combustible, que no generan crédito fiscal. En caso de haber más de un impuesto, se debe distinguir cada uno de ellos.
<b>3.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS</b>				
3.01	Identificación del comprobante de pago			
3.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
3.03	Proveedor del transporte			Nombre del proveedor.
3.04	Sitio de carga del combustible			Corresponde al punto desde donde se realizó el transporte del combustible.
3.05	Sitio de descarga del combustible			Corresponde al punto hasta donde se realizó el transporte del combustible.
3.06	Volumen transportado	l		Corresponde al volumen de combustible transportado por el proveedor, indicado en el comprobante de pago de sustento, expresado en litros (l).
3.07	Pago realizado por el transporte del combustible	S/ o USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir el valor del combustible.
3.08	Impuestos por transporte de combustible	S//l o USD/l		Corresponde a los impuestos pagados o a pagar por concepto de pagos por transporte de combustible que no genera crédito fiscal.
<b>4.0 INFORMACION DE COSTOS DEL TRATAMIENTO MECÁNICO Y QUÍMICO</b>				
4.01	Costo unitario de tratamiento mecánico (ctmc )	S//l o USD/l		Proviene del informe anual presentado basado en información de los últimos 3 años.
4.02	Costo unitario de tratamiento químico (ctqc )	S//l o USD/l		Proviene del informe anual presentado basado en información de los últimos 3 años.
<b>5.0 OTROS COSTOS</b>				
5.01	Costo por pruebas de calidad de combustible	USD		Este ítem será considerado cada vez que se realice dicho costo en las oportunidades indicadas en el numeral 2.8 del presente Anexo.



5.02	Costos por Mermas	S//l o USD/l		Corresponde a las pérdidas en volumen, peso o cantidad del combustible, por causas inherentes a la naturaleza del combustible y las debidas a los procesos de transporte y descarga.
------	-------------------	--------------	--	--

6.0 RESULTADOS				
6.01	Costo unitario del combustible ( <i>pc</i> )	S//l o USD/l		
6.02	Impuestos que no generan crédito fiscal	S//l o USD/l		
6.03	Costo Unitario de Transporte ( <i>ctc</i> )	S//l o USD/l		
6.04	Costo unitario de tratamiento mecánico ( <i>ctmc</i> )	S//l o USD/l		
6.05	Costo unitario de tratamiento químico ( <i>ctqc</i> )	S//l o USD/l		
6.06	Costos por Mermas	S//l o USD/l		
6.07	Costo Financiero	S//l o USD/l		
6.08	<b>Costo Total del combustible</b>	S//l o USD/l		

#### SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Partes 2 y 3	Comprobantes de pago con los correspondientes anexos.
Parte 4	El informe realizado por el generador de costos de tratamientos mecánico y químico que cubra los últimos tres años, soportado en comprobantes de pago.
Parte 5	Comprobante de pago a terceros por las pruebas de calidad del combustible. Informe técnico de sustento de las mermas del combustible. No incluye pérdidas por ineficiencias como roturas de tuberías, etc.

**Nota:** Cuando fuere necesario, para la conversión de unidades de volumen de galones a litros, el Participante Generador<sup>68</sup> deberá utilizar el siguiente factor de conversión: 1 gal = 3,785412 l.



<sup>68</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

## ANEXO 2

### SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>69</sup> TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN CARBÓN COMO COMBUSTIBLE

#### 1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores<sup>70</sup> que utilizan carbón entregarán obligatoriamente al COES, cada vez que adquieran dicho combustible para la operación de sus Unidades de Generación y en tanto éste se encuentre físicamente en sus canchas de carbón, la información a la que se refiere el presente Anexo 2 y el Formato 2 que forman parte integrante del presente Procedimiento. El referido Formato 2 se encuentra disponible en el portal internet del COES.
- 1.2 Para tal efecto, los Participantes Generadores<sup>71</sup> realizarán previamente a ello las determinaciones o cálculos que les corresponda para la obtención de la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo, y en mérito de los resultados de las determinaciones o cálculos referidos, llenarán correctamente el Formato 2, acompañando a éste los documentos de sustento respectivos en medio digital (lo que incluye las hojas de cálculo correspondientes).
- 1.3 Dichos documentos deberán, de un lado, tener la calidad de comprobantes de pago asociados a los suministros tanto de carbón como de los servicios requeridos para que los Participantes Generadores<sup>72</sup> termoeléctricos dispongan de los mismos para sus Unidades de Generación o Centrales Térmicas, y de otro lado, tener una antigüedad menor o igual a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir de su fecha de emisión. En los casos en los que los Participantes Generadores<sup>73</sup> tengan que adquirir con una antelación mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles el carbón requerido por sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas y en los que el suministro físico materia de dicha adquisición se realice de manera muy posterior y de forma periódica y continuada a la misma, los documentos de sustento podrán estar constituidos por el comprobante de pago correspondiente a la adquisición realizada.
- 1.4 La información y documentación deberá ser validada por el COES dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a su fecha de recepción.



#### 2 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>74</sup>

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores<sup>75</sup> es la siguiente:

- 2.1 Precios FOB del carbón en puerto de embarque. Corresponde al precio registrado en el comprobante de pago emitido por el (los) proveedor (es) del Participante Generador<sup>76</sup>.
- 2.2 Impuestos que no generen crédito fiscal.
- 2.3 Costos de fletes marítimos y seguros. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por transportes marítimos y por las primas de los seguros emitidos

<sup>69</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>70</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>71</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>72</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>73</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>74</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>75</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>76</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

por el (los) proveedor (es) de estos servicios.

- 2.4 Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje. Corresponde a los costos consignados en los comprobantes de pago emitidos por la (s) empresa (s) que prestan servicios de aduanas y de otros servicios de desaduanaje.
- 2.5 Información de costos de embarque y desembarque. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago emitidos por la (s) empresa (s) que prestan servicios de embarque y desembarque. Podrían incluirse los costos de demurrage (costos de almacenaje en la embarcación, por mercancía entrante que no es retirada en el tiempo libre permitido para la carga o descarga en un muelle o terminal de flete) originados por el cierre de puertos dispuesto por la Dirección General de Capitanía y Guardacostas. La información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores<sup>77</sup> adquieran combustibles líquidos.
- 2.6 Información de costos de transporte terrestre hasta la central (cuando corresponda). Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por transporte terrestre del carbón, emitida por el (los) proveedor (es) de este servicio.
- 2.7 Cantidad de carbón comprado. Corresponde a la cantidad de carbón adquirida por la Generadora Integrante.
- 2.8 Cantidad de carbón en almacén. Corresponde a la cantidad de carbón almacenado en la Unidad de Generación o Central Termoeléctrica, previa a la descarga del carbón comprado.
- 2.9 Información de costos de calidad del carbón. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por los informes de prueba emitidos por los laboratorios especializados, sobre la calidad del carbón en los puertos de embarque y desembarque.
- 2.10 Costos de tratamientos químicos por el almacenamiento del combustible sólido.

### 3 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR EL COES

La información a ser determinada o calculada por el COES es la siguiente:

- 3.1 Precio unitario del carbón: a) se calcula el precio FOB unitario del carbón comprado, como el cociente entre el valor pagado y la cantidad de carbón comprado, y b) se calcula el precio unitario del carbón (*pc*) establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el precio FOB unitario del carbón comprado calculado en el literal a) anterior y el precio unitario vigente del carbón en almacén.
- 3.2 Costo unitario de fletes marítimos y seguros (*cts*): a) se calcula el costo unitario como el cociente entre lo pagado por fletes marítimos y seguros, y la cantidad de carbón transportada, b) se calcula el costo unitario de fletes marítimos y seguros (*cts*) establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario por fletes marítimos y seguros calculado de acuerdo en el literal a) anterior, y el precio unitario vigente por el transporte de carbón.
- 3.3 Costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje (*cad*): a) se calcula el costo unitario como el cociente entre la suma del valor pagado por servicios aduaneros más otros costos de desaduanaje, y la cantidad de carbón suministrado, y b) se calcula el costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje (*cad*), establecido en el numeral 6.2.1.2.2 el numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje calculado de acuerdo al literal a) anterior, y el precio unitario vigente por servicios aduaneros y de



<sup>77</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

desaduanaje.

- 3.4 Costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre (*cemb*): a) es el cociente entre la suma del valor pagado por el embarque en puerto de origen, desembarque en puerto de destino en el Perú, transporte terrestre (cuando corresponda), impuestos que no generan crédito fiscal por concepto de transporte terrestre, y la cantidad de carbón maniobrada, y b) el costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre (*cemb*), establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, se calcula efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre calculado de acuerdo al literal a) anterior, y el precio unitario vigente por servicios de embarque, desembarque y flete terrestre.
- 3.5 Costo financiero (*cfc*): Representa el costo asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía, y será determinado mediante la fórmula 13.

$$cfc = (pc + cts + cad + cemb) \times \left[ (1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right] \dots \dots \dots (13)$$

Dónde:

$i_a$  : Tasa de interés efectiva anual (12%).

$t_{cf}$  : Período del costo financiero (15 días).

Cuando corresponda, los costos antes indicados incluirán los impuestos que no generan crédito fiscal, mermas y aquellos incurridos por pruebas de calidad del combustible sustentados vía informe técnico económico aprobado por el COES. El precio será llevado a precio en silo a poder calorífico base (6000 kcal/kg).

#### 4 MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>78</sup> TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible sólido (*ccs*) determinados de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del presente Anexo, serán ingresados vía extranet por el Participante Generador<sup>79</sup> termoeléctrico.
- 4.2 Basado en la información de sustento remitida por el Participante Generador<sup>80</sup> termoeléctrico, el COES revisará la consistencia de los cálculos de los precios ingresados. En caso haya alguna observación, el COES correrá traslado al Participante Generador<sup>81</sup> de dicha observación, para que en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles cumpla con subsanarla. Si transcurrido este plazo el Participante Generador<sup>82</sup> termoeléctrico no subsana la observación, se realizará la respectiva actualización según la metodología señalada en el numeral 5 del presente Anexo.
- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador<sup>83</sup> termoeléctrico de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador<sup>84</sup> termoeléctrico efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante



<sup>78</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>79</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>80</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>81</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>82</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>83</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>84</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

Generador<sup>85</sup> termoeléctrico no ha efectuado la declaración solicitada, el COES realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el numeral 5 del presente Anexo. Lo anterior no es aplicable a las Unidades de Generación en calidad de reserva fría, emergencia o que se encuentran fuera de servicio por algún mantenimiento mayor o por despacho.

## **5 METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS POR PARTE DEL COES**

La actualización de precios referida en los numerales 4.2 y 4.3 del numeral 4 del presente Anexo, se realizará según la siguiente metodología:

### **5.1 Para el precio del carbón actualizado**

El precio unitario del carbón actualizado será igual al menor valor de la comparación de precios entre el precio unitario del carbón vigente en la base de datos del COES, y el precio unitario de referencia del carbón publicado en el portal de internet de Osinergmin.

### **5.2 Para los costos de fletes marítimos, seguros, aduanas y desaduanaje, costos de embarque y desembarque y costos de transporte terrestre (cuando corresponda).**

Estos costos no se actualizan y serán considerados iguales a los declarados en la última información presentada por la empresa.

### **5.3 Para los costos por pruebas de calidad y mermas**

Los costos por pruebas de calidad del combustible y mermas, no se actualizan y se considerarán iguales a la última información presentada por el Participante Generador<sup>86</sup>.



---

<sup>85</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

<sup>86</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

## INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 2

FORMATO 2				
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL CARBÓN				
<b>1.0 INFORMACIÓN DE ALMACÉN</b>				
	1.01	Nombre de la empresa generadora		
	1.02	Nombre de la central		
	1.03	Cantidad de carbón en almacén	t	Corresponde a la cantidad de carbón almacenado en la central previo al momento de la descarga del carbón adquirido.
<b>2.0 INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE CARBÓN</b>				
	2.01	Identificación del comprobante de pago		
	2.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
	2.03	Procedencia del carbón		Corresponde al país de origen del carbón.
	2.04	Proveedor del carbón		Nombre del proveedor
	2.05	Sitio de entrega del proveedor		Si lo entregó en la central de generación, debe ingresar: "En la Central". Si lo entregó en un puerto de importación del Perú, debe ingresar "En el Puerto NNN".
	2.06	Cantidad comprada	t	Corresponde a la cantidad de carbón comprada, indicada en el comprobante de pago de sustento (2,01), expresada en toneladas (métricas)
	2.07	Pago realizado por la compra del carbón	USD	Corresponde al pago realizado o por realizar por la compra del carbón indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir otros costos.
<b>3.0 INFORMACIÓN DE FLETES MARÍTIMOS</b>				
	3.01	Identificación del comprobante de pago		
	3.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
	3.03	Proveedor del transporte		Corresponde al nombre de la compañía naviera.
	3.04	Puerto de embarque del combustible		Puerto desde donde se realizó el transporte del carbón.
	3.05	Puerto de desembarque en el Perú		Puerto hasta donde se realizó el transporte del carbón.
	3.06	Cantidad transportada	t	Corresponde a la cantidad de carbón transportado por el proveedor, indicada en el comprobante de pago de sustento, expresado en toneladas (métricas).
	3.07	Pago realizado por el flete marítimo	USD	Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte marítimo del carbón, sin incluir el costo del combustible
<b>4.0 INFORMACIÓN DE SEGUROS MARÍTIMOS</b>				
	4.01	Identificación del comprobante de pago		
	4.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
	4.03	Pago realizado por el seguro marítimo	USD	Corresponde al valor pagado por seguros.
<b>5.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE ADUANAS Y OTROS COSTOS DE DESADUANAJE</b>				
	5.01	Identificación del comprobante de pago por		
	5.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
	5.03	Pagos por servicios aduaneros y otros costos de desaduanaje	USD	Pagos realizados o por realizar por servicios aduaneros y otros costos para la nacionalización del carbón.
	5.04	Impuestos que no generan crédito fiscal	USD	
<b>6.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE SUPERVISIÓN DE EMBARQUE Y DESEMBARQUE</b>				
	6.01	Identificación del comprobante de pago		
	6.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
	6.03	Costos de embarque de carbón	USD	Pagos realizados o por realizar asociados al embarque del carbón incluyendo la supervisión.



6.04	Costos de desembarque de carbón	USD		Pagos realizados asociados al desembarque de carbón incluyendo la supervisión.
------	---------------------------------	-----	--	--

#### 7.0 INFORMACIÓN DE FLETES TERRESTRES

7.01	Identificación del comprobante de pago			
7.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
7.03	Proveedor del transporte			Nombre del proveedor
7.04	Sitio de cargue del carbón			Corresponde al punto desde donde se realizó el transporte del carbón.
7.05	Sitio de descargue del combustible			Corresponde al punto hasta donde se realizó el transporte del carbón.
7.06	Cantidad transportada	t		Corresponde a la cantidad de carbón transportado por el proveedor, expresada en toneladas (métricas).
7.07	Pagos realizados por flete terrestre	USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte terrestre del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir el valor del combustible.
7.08	Impuestos por flete terrestre del combustible	USD		Corresponde a impuestos que no generan crédito fiscal por concepto de pagos por flete terrestre del combustible

#### 8.0 COSTOS POR PRUEBAS DE CALIDAD Y MERMAS

8.01	Costos por pruebas de calidad de combustible	USD		
8.02	Costos por mermas de carbón	USD/kg		

#### 9.0 RESULTADOS

9.01	Precio unitario del carbón ( <i>pc</i> )	USD/kg		
9.02	Costo Unitario de Fletes marítimos y Seguros ( <i>cts</i> )	USD/kg		
9.03	Costo unitario de aduana y otros costos de desaduanaje ( <i>cad</i> )	USD/kg		
9.04	Costo unitario de embarque, desembarque y transporte terrestre ( <i>cemb</i> )	USD/kg		
9.05	Costos por mermas	USD/kg		
9.06	Costos Financiero	USD/kg		
9.07	Costo Total	USD/kg		

#### SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Parte 2	Comprobante de pago con los correspondientes anexos.
Partes 3 y 4	Comprobantes de pago de fletes y de seguros marítimos
Parte 5	Comprobantes de pago por servicios aduaneros y otros servicios de desaduanaje.
Parte 6	Comprobante de pago con los correspondientes anexos.
Parte 7	Comprobante de pago de cada proveedor con los correspondientes anexos.
Parte 8	Resultados de pruebas de control de calidad de recepción del carbón en el sitio de entrega del proveedor, que contenga los valores del poder calorífico. Comprobante de pago por pruebas de calidad de combustible. Documentos y hojas de cálculo del costo por mermas de combustible.



**ANEXO 3**  
**SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES<sup>87</sup>**  
**TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES GASEOSOS**

**1. GENERALIDADES**

- 1.1. Los Generadores que utilizan combustibles gaseosos, a excepción de las centrales termoeléctricas RER; entregarán mensualmente al COES la información a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3, que forman parte integrante del presente procedimiento. El Formato 3 se encuentra disponible en el portal internet del COES.
- 1.2. Para tal efecto, los Participantes Generadores realizarán los cálculos para determinar la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo. Asimismo, entregarán obligatoriamente un informe sustentatorio, en medio digital, conforme al numeral 2.5.

**2. INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS**

La información a ser determinada y presentada en la oportunidad indicada en el numeral 4 del presente anexo por los Participantes Generadores termoeléctricos, es la siguiente:

- 2.1. Precio unitario por suministro del combustible gaseoso expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior. Deberá corresponder al cociente del monto del pago por la energía consumida entre la cantidad de energía consumida, según lo indicado en el comprobante de pago emitido por el (los) proveedor(es).

Cuando se presente más de un comprobante de pago en los que se registre energía consumida, el precio unitario por suministro es determinada mediante la fórmula 14 siguiente:

$$ps = \frac{ps1x ec1 + ps2 x ec2 + \dots + psN x ecN}{ec1 + ec2 + \dots + ecN} \dots \dots (14)$$

Donde:

*ps* : Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)

*ps1, ps2, ..., psN* : Precio unitario del suministro de combustible de cada comprobante de pago (S/GJ o USD/GJ)

*ec1, ec2, ..., ecN* : Cantidad de energía consumida de cada comprobante de pago (GJ)

En el caso que la energía consumida sea cero (0), se mantendrá como precio unitario por suministro el último valor del mes que registró consumo de combustible.

Para la determinación de precio unitario por suministro de combustible, no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago, referidas a los saldos por cláusulas Take or Pay.

- 2.2. Precio unitario por servicio de transporte del combustible gaseoso, incluidos los servicios firme e interrumpible, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior. Deberá corresponder al cociente de la suma de los montos del pago por los servicios firme e interrumpible, indicados en el (los) comprobante(s) de pago, entre la suma de los volúmenes (expresado en unidades de energía) asociados a los



<sup>87</sup> Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

montos del pago, determinado con la fórmula siguiente:

$$pt = \frac{mtFirme + mtInterrumpible}{etFirme + etInterrumpible} \dots \dots (15)$$

Donde:

- pt* : Precio unitario del transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)  
*mtFirme* : Monto del servicio de transporte firme del comprobante de pago (S/ o USD)  
*mtInterrumpible* : Monto del servicio de transporte Interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)  
*etFirme* : Capacidad reservada del servicio de transporte firme (GJ)  
*etInterrumpible* : Cantidad del uso de transporte interrumpible (GJ)

En caso solo cuente con el tipo de servicio interrumpible y no se haya registrado consumo, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó dicho servicio de transporte de combustible.

- 2.3. Precio unitario por servicio de distribución del combustible gaseoso, incluidos los servicios firme e interrumpible, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior. Deberá corresponder al cociente de la suma de los montos de pago por los servicios firme e interrumpible, indicados en el (los) comprobante(s) de pago, entre la suma de los volúmenes asociados a los montos de pago, determinado con la siguiente fórmula.

$$pd = \frac{mdFirme + mdInterrumpible}{edFirme + edInterrumpible} \dots \dots (16)$$

Donde:

- pd* : Precio unitario de distribución del combustible (S/GJ o USD/GJ)  
*mdFirme* : Monto del servicio de distribución firme del comprobante de pago (S/ o USD)  
*mdInterrumpible* : Monto del servicio de distribución Interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)  
*edFirme* : Capacidad reservada del servicio de distribución firme (GJ)  
*edInterrumpible* : Cantidad del uso de distribución interrumpible (GJ)



En caso solo cuente con el tipo de servicio interrumpible y no se haya registrado consumo, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó dicho servicio de distribución de combustible.

- 2.4. Impuestos que no generen crédito fiscal. No incluye recargos que por algún mecanismo se compense al Participante Generador, como el FISE u otros.

- 2.5. El informe sustentatorio deberá incluir:

2.5.1. Todos los comprobantes de pago del mes anterior correspondientes al suministro,

transporte y distribución.

- 2.5.2. La información sobre la calidad del combustible gaseoso referida al poder calorífico del combustible.
- 2.5.3. Los cálculos efectuados para la obtención de la información del Formato 3.

### **3. INFORMACIÓN A SER REVISADA Y EVALUADA POR EL COES**

#### **3.1. Información a ser revisada:**

- 3.1.1. Revisar la información entregada en el plazo, definido en el numeral 4.1 del presente anexo.

#### **3.2. Información a ser evaluada:**

- 3.2.1. El precio unitario por suministro de combustible (ps), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.1. del presente anexo.
- 3.2.2. El precio unitario por transporte de combustible (pt), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.2. del presente anexo.
- 3.2.3. El precio unitario por distribución de combustible (pd), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.3. del presente anexo.

### **4. MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS**

- 4.1. Todos los componentes del costo de combustible gaseoso (ccg) determinados de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del presente Anexo, deberán ser entregados conforme al Formato 3 para cada central, por el medio que el COES establezca hasta el día 20 de cada mes. Dicha información corresponderá a la facturación efectuada por sus proveedores en el mes inmediato anterior.
- 4.2. Los Participantes Generadores termoeléctricos que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación, presentarán la información correspondiente al precio del combustible según el Formato 3 del presente anexo en la oportunidad de su solicitud de operación comercial. De no efectuarlo, se aplicará como precio de combustible, el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios hasta que la información sea presentada y revisada.

### **5. DETERMINACIÓN POR PARTE DEL COES DE LOS COSTOS VARIABLES**

- 5.1. Basado en el Formato 3 y el informe sustentatorio remitidos por el Participante Generador, el COES revisará y evaluará la consistencia de los cálculos en un plazo de cinco (05) días calendarios. En caso existan observaciones, el Participante Generador tendrá tres (03) días calendarios desde la comunicación de la observación para absolverla.

En los casos que los Participantes Generadores termoeléctricos no presenten la información indicada en los numerales 1.1 y 1.2, en la forma y oportunidad establecida en el presente Anexo o no subsanen las observaciones en el plazo indicado, no se actualizará el costo de combustible por lo que se mantendrá el valor vigente del mes anterior.



- 5.2. De no haber observaciones o subsanadas éstas en el plazo indicado en el numeral anterior, el COES actualizará el costo de combustible gaseoso, conforme al numeral 6.2.1.2.3 del presente procedimiento. Para referenciar al poder calorífico inferior cada componente de precio unitario por suministro, transporte y distribución, se utilizará el valor poder calorífico superior informado por el (los) proveedor (es) en el (los) correspondiente(s) comprobante(s) de pago, que forman parte del Formato 3 y como valor del poder calorífico inferior al aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación o modo de operación de la Central Termoeléctrica.

Finalmente, se determinará el CVC expresado en  $S/ kWh$ , conforme a la fórmula 3 del presente procedimiento, multiplicando el costo de combustible gaseoso con el Cec. Este valor entrará en vigencia día uno (01) del mes siguiente.



### INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 3

FORMATO 3						
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL COMBUSTIBLE GASEOSO						
<b>1.0 INFORMACIÓN GENERAL</b>						
1.1		Nombre de la empresa generadora				
1.2		Nombre de la central				
1.3		Tipo de combustible				
1.4		Fecha de suministro de información	dd/mm/aaaa			
1.5		Poder Calorífico Superior Suministro (PCS)	kJ/m <sup>3</sup>			Corresponde al promedio ponderado PCS obtenido del comprobante de pago del mes anterior, entregado por el proveedor.
1.6		Poder Calorífico Superior Transporte (PCS)	kJ/m <sup>3</sup>			Corresponde al promedio del PCS obtenido del comprobante de pago del mes anterior, entregado por el proveedor.
1.7		Poder Calorífico Superior Distribución (PCS)	kJ/m <sup>3</sup>			Corresponde al promedio del PCS obtenido del comprobante de pago del mes anterior, entregado por el proveedor.
<b>2.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR SUMINISTRO</b>						
2.1		Central(es) termoeléctricas suministradas				Corresponde a todas las centrales termoeléctricas que estén incluidas dentro de un mismo comprobante de pago por suministro.
2.2		Nombre del proveedor por suministro				
2.3		Identificación del comprobante de pago				
2.4		Mes de facturación				
2.5		Energía consumida	GJ			
2.6		Pago realizado por la energía consumida	USD			
2.7		Impuestos por energía consumida	USD			Corresponde a los impuestos incluidos en el comprobante de pago por concepto de suministro de combustible que no genera crédito fiscal.
2.8		Precio unitario por suministro de cada proveedor	USD/GJ			Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem 2.6 y 2.7 entre la energía consumida indicada en el ítem 2.5
2.9		Precio unitario por suministro de combustible	USD/GJ			Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem 1.5.
<b>3.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR TRANSPORTE</b>						
3.1		Central(es) que utilizan el combustible transportado				
3.2		Tipo de servicio contratado				Firme e Interrumpible
3.3		Nombre del proveedor de transporte				
3.4		Identificación del comprobante de pago				
3.5		Mes de facturación				
3.6		Volumen transportado mensual	m <sup>3</sup>			Volumen por cargo de servicio firme e interrumpible.
3.7		Pago por servicio de transporte	USD			Pago por el servicio de transporte de combustible Firme e Interrumpible.
3.8		Impuestos por servicio de transporte	USD			Corresponde a los impuestos incluidos en el comprobante de pago por concepto de servicio de



					transporte de combustible que no genera crédito fiscal.
	3.9	Precio unitario por transporte de combustible	USD/GJ		Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem 1.6.
<b>4.0</b>	<b>INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR DISTRIBUCIÓN</b>				
	4.1	Central(es) que utilizan el combustible distribuido			
	4.2	Tipo de servicio contratado			Firme e Interrumpible
	4.3	Nombre del proveedor de distribución			
	4.3	Identificación del comprobante de pago			
	4.4	Mes de facturación			
	4.5	Margen Comercialización Fijo	USD/(m <sup>3</sup> /d)-mes		
	4.6	Margen de Distribución Fijo	USD/(m <sup>3</sup> /d)-mes		
	4.7	Margen de Distribución Variable	USD/sm <sup>3</sup> -d		
	4.8	Margen de Comercialización Variable	USD/sm <sup>3</sup> -d		
	4.9	Capacidad Reservada Diaria (Distribución)	sm <sup>3</sup> /d		
	4.10	Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada (FCC)			Ajuste del valor del ítem 4.9.
	4.11	Número de días	D		Número de días del mes facturado
	4.12	Volumen consumido a condiciones estándar	sm <sup>3</sup>		
	4.13	Volumen facturado por servicio de distribución Firme	sm <sup>3</sup>		
	4.14	Volumen facturado por servicio de distribución Interrumpible	sm <sup>3</sup>		
	4.15	Volumen mínimo diario	sm <sup>3</sup> /día		
	4.16	Pago por servicio de distribución	USD		
	4.17	Impuestos por servicio de distribución	USD		Corresponde a los impuestos incluidos en el comprobante de pago por concepto de servicio de distribución de combustible que no genera crédito fiscal.
	4.18	Precio unitario por distribución de combustible	USD/GJ		Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem 1.7.
<b>5.0</b>	<b>RESULTADOS PRECIO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE GASEOSO</b>				
	5.1	Precio unitario por suministro	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 2.9.
	5.2	Precio unitario por transporte	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 3.9.
	5.3	Precio unitario por distribución	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 4.18.

#### SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Partes del 1 al 4	Informe sustentatorio, según lo indicado en el numeral 2.5 del presente anexo.
-------------------	--



## 2) Sustento Técnico-Económico de la Propuesta

DIRECCIÓN EJECUTIVA  
SUB DIRECCIÓN DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

COES/D/SGI -INF-026-2021

# INFORME TÉCNICO ECONÓMICO

**MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO  
DEL COES N° 31 “CÁLCULO DE LOS COSTOS  
VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN”**



Lima, 29 de enero de 2021



## CONTENIDO

1. ANTECEDENTES .....	2
2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN, ANALISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, MONITOREO Y EVALUACIÓN .....	3
4. CONCLUSIONES .....	12



## 1. ANTECEDENTES

Conforme a lo establecido en el literal b) del artículo 13 de la Ley 28832, el COES tiene la función de elaborar propuestas de procedimientos técnicos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo (MCP) para su aprobación por el OSINERGMIN.

En concordancia con lo anterior, el Decreto Supremo N° 027-2008-EM (en adelante, “Reglamento del COES”), en su artículo 5, señala que la Dirección Ejecutiva del COES, debe elaborar las propuestas de Procedimiento, para lo cual debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por el OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

Mediante Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos (en adelante, “Guía de Elaboración”), la cual dispone en su artículo 5 que corresponde al Directorio del COES aprobar las propuestas de Procedimientos Técnicos elaboradas por su Dirección Ejecutiva, las mismas que podrán ser elaboradas por iniciativa propia o a solicitud del OSINERGMIN.

El Procedimiento Técnico del COES N° 31 vigente, “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (en adelante, “PR-31”), fue aprobado por OSINERGMIN mediante Resolución N° 193-2018-OS/CD del 17 de diciembre de 2018, la misma que fue corregido por el Fe de Erratas de la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 193-2018-OS-CD, publicado el 29.12.2018 en el Diario Oficial “El Peruano”.

Con fecha 19.12.2020, fue publicado en el Diario Oficial “El Peruano”, el Decreto Supremo N° 031-2020-EM “Disposiciones para la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica” (en adelante, “DS-031”), mediante la cual en su artículo 1 indicaba que para efectos de la aplicación del artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante, “RLCE”), el COES presente a OSINERGMIN dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles contado a partir del día siguiente de la publicación del presente Decreto Supremo, la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos relacionados con: La entrega de la información de calidad de combustible y los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, acompañados de un informe sustentatorio; la revisión y evaluación del COES de la información presentada por los titulares de generación eléctrica; la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural; y otros procedimientos técnicos que correspondan para la aplicación del presente artículo.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 1° del DS-031, se pone a consideración la presente propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (en adelante, “Propuesta”), la cual cumple con el contenido mínimo establecido en el artículo 6 de la Guía de Elaboración.

## 2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La sentencia emitida por la Corte Suprema de Justicia, recaída en el proceso de acción popular con Expediente N° 28315-2019-LIMA (Sentencia), declaró nulo el DS-043, el mismo que modificó el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM (DS-016), en lo que respecta a la información sobre los precios del gas natural. Al respecto, la Sentencia ordenó que el Estado peruano cumpla con regular la materia que estuvo contenida en la norma anulada, de conformidad con el Decreto Supremo N° 039-2017-EM.

Para tal fin, a través del DS-031, publicado el 19 diciembre de 2020, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), dispuso que el COES remita al OSINERGMIN la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos para efectos de la aplicación del artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante, "DS-039"), relacionado con (1) la entrega de la información de calidad de combustible y los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, acompañados de un informe sustentatorio; (2) la revisión y evaluación del COES de la información presentada por los titulares de generación eléctrica; (3) la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural; y, (4) cualquier otro procedimiento técnico que corresponda.

## 3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN, ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, MONITOREO Y EVALUACIÓN

Con el fin de cumplir con lo dispuesto en el DS-031, se propone las modificaciones en el PR-31 que se detallan a continuación:

### 3.1 Modificación del numeral 6.2.1.2.3.

Para la determinación del costo de combustible gaseoso, se incluye la representación por componentes (suministro, transporte y distribución) mediante fórmula 7.

#### Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No adoptada.
- b) Alternativa seleccionada. Para una mejor comprensión de la determinación de los costos de combustible gaseoso, se realiza la representación mediante fórmula propuesta, incluye el suministro, transporte y distribución del combustible.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

#### Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Técnico:** No aplica.

**Aspecto Económico:** No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

No aplica establecer un proceso de monitoreo y evaluación.

3.2 Modificación del numeral 1 del anexo 3

Los Participantes Generadores termoeléctricos que utilizan combustibles gaseosos, a excepción de los Generadores que cuentan con centrales termoeléctricas RER; entregarán mensualmente al COES la información a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3, acompañado de su respectivo sustento.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No adoptada, debido a que los Generadores que utilicen gas natural como combustible ya no entregarán al COES la información correspondiente al precio mínimo de gas natural, Precio Único y fórmula de reajuste correspondiente a consecuencia de la Sentencia.
- b) Alternativa seleccionada. Se modifica la metodología para la determinación de los costos de combustible gaseoso, considerando como información de sustento los comprobantes de pago entregados por los proveedores de combustible a los Participantes Generadores, así como la calidad del combustible gaseoso referida al poder calorífico, en atención a lo dispuesto por el artículo 1° del DS-031.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Técnico Económico:** Se propone esta metodología en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 1 del DS-031, que ordena la entrega de información de costos. Así, la información respecto del costo que efectivamente paga el Participante Generador, para la generación de Energía, se encuentra desagregada en las facturas por lo que es fácilmente identificable. Se ha descartado la remisión de los contratos como opción, dado que éstos incluyen cláusulas que podrían no permitir determinar el costo realmente incurrido para la producción de energía, al ser sus cláusulas materia de interpretación entre las partes contratantes.

Para una mejor representación de los costos de combustible gaseosos, se exige el envío de información a través de un formato, acompañado de su respectivo sustento.

Asimismo, es de resaltar que el mecanismo usado en la Propuesta exige la misma información solicitada a los generadores térmicos con combustibles líquidos y sólidos, evitando introducir cualquier diferencia en el trato ante supuestos sustancialmente parecidos, en donde por mandato del DS-031 se emplea el mismo mecanismo de determinación de costos, en el marco artículo 99° del RLCE.

### Monitoreo y Evaluación:

El COES realizará el seguimiento a la entrega completa de la información a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3, debido a que mensualmente las empresas de generación que utilicen combustibles gaseosos deberán remitir dicha información a efectos de determinar el precio del combustible. En caso la información no fuese remitida o subsanada en los plazos establecidos, se deberá aplicar lo previsto en los numerales 4.2.4 del PR-31 (informar al Osinergmin sobre incumplimientos) y 5.1 del Anexo 3 (aplicar el Costo de Racionamiento para fines de la determinación de su potencia firme remunerada).

### 3.3 Modificación del numeral 2 del anexo 3 del PR-31

Se establece la metodología para la determinación, por parte de los Participantes Generadores, de los precios unitarios por el concepto de suministro, servicio de transporte y servicio de distribución del combustible gaseoso, así como el contenido del informe sustentatorio a presentar.

### Propuestas analizadas:

Respecto a si las cláusulas *Take or Pay* o *Ship or Pay* deban ser incluidas en los “costos verdaderos de producción”, se debe indicar que, conforme al numeral 3.8 del Informe de sustento legal, en la elaboración de la Propuesta el COES ha evitado la formulación de un esquema que atente contra la “interdicción de la arbitrariedad” identificada por la Sentencia, entendida como la ausencia de justificación razonable para hacer un tratamiento especial, diferente al de las demás centrales con otro tipo de combustibles.

Dicho esto, nuestra Propuesta se basa en dar el mismo tratamiento que se viene aplicando a los Generadores Participantes que usan combustibles líquidos y sólidos, evitando crear un trato diferenciado. De este modo, se incorporan los costos reales del Generador Participante en la producción de electricidad, tomando en consideración la parte del TOP que efectivamente fue usado en el periodo correspondiente y que, consecuentemente, le ha sido facturado. Es así que, el precio del combustible se origina del cociente del monto facturado por volumen adquirido (o consumido) entre el volumen adquirido (o consumido), resultando un precio unitario por suministro de combustible.

Es importante asociar “volumen adquirido” con “volumen consumido” porque, en el caso del gas natural, se factura al término del mes, mientras que, en el caso de los combustibles líquidos (así como otros combustibles), se facturan al momento de la compra, es decir antes de realizarse el consumo del combustible. En cuanto a ello, las facturas de suministro de gas natural cuentan con el concepto “volumen consumido” que mide el consumo real de gas natural y, sobre dicho consumo, se factura el monto a pagar, por lo tanto, el cociente de dichos valores resultará en el precio unitario por

unidad de volumen consumido, el cual representa el verdadero valor del costo unitario incurrido por suministro de gas natural, valor que es el que se necesita para optimizar el despacho de las centrales.

Por otro lado, es importante indicar que los saldos por TOP que se facturen debido a dicha cláusula no están asociados al consumo real del gas, sino a obligaciones contractuales propias de la modalidad de TOP (ajenos a los costos efectivamente incurridos en la producción de electricidad del Generador Participante). Cabe indicar que, en los contratos de suministro de gas natural incluyen cláusulas del tipo Carry Forward y Make Up, con ventanas móviles de entre 6 a 14 meses que, en la práctica, provocan que la componente TOP se vea diluida en algunos casos o en otros casos, se generen saldos por pagar.

Incorporar los pagos por saldos no consumidos de los TOP en la determinación del precio unitario atentaría contra el principio de eficiencia, ya que incrementaría ficticiamente el precio unitario por suministro de combustible y, con ello, se produciría un aumento injustificado de los costos marginales (CMg), así como un despacho ineficiente al sacar del despacho económico a centrales con costos reales competitivos del despacho. Lo indicado, acarrearía un mayor costo operativo total y con ello un perjuicio a los Usuarios (libres y regulados) al incorporarse en el CMg un costo de un gas que no ha sido consumido en la producción de Energía y, como se ha señalado, con las cláusulas Carry Forward y Make, su carácter TOP no tiene un efecto directo en dicho mes.

En ese sentido, para el caso en concreto, prevalece el criterio de enfocarse en la adopción del costo real de producción representado en el “valor consumido”, no encontrándose una motivación que justifique razonablemente un tratamiento especial o diferente, por lo que cualquier otro aspecto ligado a los acuerdos TOP, celebrados por los Generadores Participantes como parte del ejercicio de su libertad contractual, no puede anteponerse conforme lo señala la Sentencia.

Con respecto a la consideración de los costos de servicio de transporte y distribución firme (SOP) en la formación del costo variable, de manera similar al planteamiento formulado para la determinación de los costos del suministro de gas, entendemos que los servicios de transporte y distribución firme deben ser considerados en la formación del costo variable, en la medida que éstos son utilizados en la producción de electricidad. En ese sentido, la propuesta considera los costos de transporte y distribución firme e interrumpible en la formación del precio de combustible, en la parte realmente utilizada en la producción de Energía. En síntesis, la propuesta cumple de esta manera, la incorporación de todos los costos de producción en la determinación del precio de combustible y por lo tanto, en el costo variable de la unidades térmicas de gas natural.

No obstante, aunque no va en la misma línea de lo indicado previamente, también se puede analizar una segunda alternativa por la cual es posible entender que las cláusulas SOP no deben considerarse en la formación de los costos del gas natural. Esto se sustentaría en que el artículo 110° del RLCE, el cual contiene un incentivo para contratar servicios de transporte firme desde el campo hasta la central (transporte y distribución), ya que, para asegurar su acceso a la remuneración por potencia firme, gran parte de los Generadores Participantes que utilizan gas natural han decidido contar con dichos contratos. En este sentido, se podría concluir que los contratos por servicio de transporte y distribución firme tendrían su origen en un fuerte incentivo establecido en la regulación del pago por potencia firme, que condiciona fuertemente la capacidad de decisión de contratación por dicho servicio y dista mucho de ser un mero acuerdo entre privados.

Sin embargo, no se debe dejar de tomar en cuenta que el referido incentivo regulatorio no anula totalmente la capacidad de contratar bajo una modalidad distinta, ni genera un impedimento para operar en el sistema. Asimismo, las Generadoras que utilizan gas natural podrán optar por recurrir, en cierta medida, al mercado secundario de gas para vender parte de su capacidad reservada que no será utilizada según el programa o reprograma del despacho económico.

Adicionalmente a lo expuesto, se ha publicado el DS-003-2021-EM (en adelante DS-003), destinado a reducir el incentivo regulatorio señalado <sup>1</sup>, en donde, el nivel de exigencia para la contratación del transporte firme reflejara la necesidad real de contratación del servicio de transporte para la producción de electricidad de cada unidad de generación, asimismo, es de señalar que la precitada norma no es aplicable a la capacidad contratada en distribución, es decir no se exige contar con distribución a firme. Por lo tanto, con la aplicación del DS-003, quedará minimizado cualquier efecto de compromiso en firme, ya que la capacidad contratada tendrá correlación con lo que efectivamente consumirá por transporte cada unidad de generación y por ende será efectivamente consumido. Asimismo, el Estado pre publicó un proyecto destinado a agilizar el mercado secundario de gas natural<sup>2</sup> destinado a facilitar el intercambio de las desviaciones de la capacidad de transporte contratada y que no se prevea ser consumido.

- 
- <sup>1</sup> Mediante la Resolución Ministerial N° 383-2020-MINEM/DM se dispuso la publicación del proyecto de "Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con Gas Natural de Camisea y el pago de la Potencia Firme", en cuyos considerandos se señaló "Que, al exigir que las centrales térmicas a gas natural tengan el 100% de su potencia efectiva respaldada con una Capacidad Reservada Diaria - CRD en el sistema de transporte y distribución de gas natural por ductos, se reduce la oportunidad de contratación de otros clientes que podrían utilizar la capacidad disponible de la infraestructura de forma eficiente, a fin de posibilitar la instalación de nuevas unidades de generación térmica a gas natural o para que la industria la utilice en otros usos productivos".
- <sup>2</sup> "Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas Natural"

Por lo antes expuesto, los costos de transporte y distribución a firme deben incorporarse en el precio del combustible.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No adoptada, dado que el artículo 1° del DS-031 dispone la realización de modificaciones.
- b) Alternativa seleccionada. Considerar que el costo del combustible gaseoso son los referidos a los montos facturados por el gas consumido y los precios unitarios por transporte y distribución (incluido el precio unitario por TOP y SOP) sustentados en los comprobantes de pago entregados por los proveedores mes a mes.
- c) Alternativas descartadas. Se descartó la segunda alternativa respecto a los costos del servicio de transporte y distribución firme, por las razones expuestas precedentemente.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Económico:** Se prevé un incremento significativo del costo del combustible gas natural, tal como se puede observar en el siguiente gráfico:

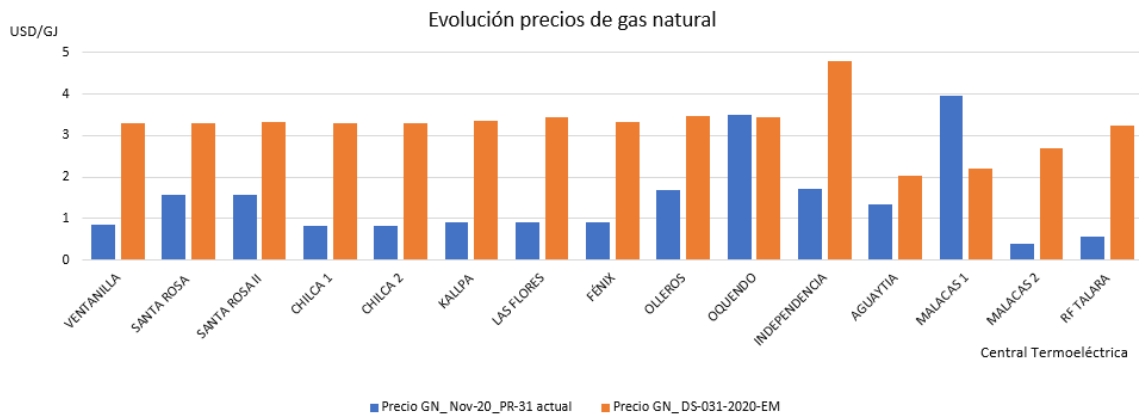


Fig. N° 1.- Evolución de los precios de gas natural.

Monitoreo y Evaluación:

Tal como se precisa en el numeral 3 del anexo 3 del PR-31, el COES realizará mensualmente la revisión y evaluación de la información entregada por los Participantes Generadores termoeléctricos a efectos de determinar el precio del combustible y el costo variable para el mes siguiente.



#### 3.4 Modificación del numeral 3 del anexo 3 del PR-31

Establece la información a ser revisada y evaluada por el COES, en base a la información presentada por los Participantes Generadores termoeléctricos.

##### Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No adoptada, dado que se debe cumplir lo dispuesto en el artículo 1° del DS-031.
- b) Alternativa seleccionada. Revisar y evaluar la información que sustente los costos de combustible gaseoso, en base a la información del Formato 3 y del informe sustentatorio.
- c) Alternativas descartadas. Revisar y evaluar los contratos de los proveedores con los Participante Generadores, por las razones antes indicadas. Otra alternativa descartada es que los precios del combustible gaseoso sean obtenidos en base a una declaración de precios, la cual también fue descartada porque claramente estaría contradiciendo el DS-31 y la Sentencia.

##### Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Técnico:** La revisión y evaluación por parte del COES de la información presentada por el Participante Generador, permitirá que la determinación del costo del combustible gaseoso se realice de acuerdo a lo establecido en Anexo 3 del PR-31, acompañados con su correspondiente sustento, a través de los comprobantes de pago y calidad de combustible, emitido por los proveedores de dicho combustible.

**Aspecto Económico:** No aplica.

##### Monitoreo y Evaluación:

Con el sustento presentado por los Participantes Generadores, nos permitirá monitorear los cambios o actualizaciones de los precios del combustible, correspondiente a los pagos efectuados por los conceptos de suministro, transporte y distribución, según corresponda.

#### 3.5 Modificación del numeral 4 del anexo 3 del PR-31

Se establece el modo y oportunidad de entrega de información por parte de los Participantes Generadores termoeléctricos, así como los lineamientos para los

Generadores que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación termoeléctricas.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No adoptada, dado que se debe cumplir lo dispuesto en el artículo 1° del DS-031.
- b) Alternativa seleccionada. Se estableció la forma de presentación de la información referida a los costos de combustible gaseoso a ser presentada por el Participante Generador, así como la oportunidad de entrega de dicha información, hasta el día 20 de cada mes.
- d) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Técnico:** De la información revisada de los comprobantes de pago, entregados por los proveedores de combustible a los Participantes Generadores, se ha identificado que la información solicitada en el Formato 3, se encuentra indicada en dichos comprobantes de pago, así como la entrega de dichos comprobantes por parte de los proveedores se realizan antes de la fecha límite para la entrega de la información del Generador al COES. Por lo tanto, no se identifica ningún impedimento para cumplir la exigencia de entrega de información del presente numeral.

**Aspecto Económico:** No se prevé un impacto económico para el Participante Generador, debido a que la información solicitada está en su poder y puede ser entregada dentro de los plazos. De incumplir dicho numeral, se le aplicaría una penalización en la remuneración de la Potencia Firme de la siguiente liquidación, considerando para el flujo óptimo, un costo variable igual al Costo de Racionamiento. Por otro lado, para los Participante Generadores que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación termoeléctricas, el incumplimiento de dicho numeral, provocará que su precio sea el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios.

Monitoreo y Evaluación:

El COES realizará el monitoreo a través listados de control del contenido del Formato 3 e informe sustentatorio, así como el plazo límite de envío de información mensual.

### 3.6 Inclusión del numeral 5 del anexo 3 del PR-31

Se establece la metodología para la determinación por parte del COES de los costos variables, así como las acciones a realizar ante un incumplimiento de envío de información.

#### Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. No aplica.
- b) Alternativa seleccionada. Basado en el Formato 3 y el informe sustentatorio remitidos por el Participante Generador, de no haber observaciones o subsanadas estas, el COES actualizará el costo de combustible gaseoso referido al poder calorífico inferior, conforme al numeral 6.2.1.2.3 del PR-31; caso contrario no se actualizará el costo de combustible.  
Adicionalmente, se incorpora el incentivo para que los Generadores cumplan con presentar la información relativa a sus verdaderos costos de producción, el cual consiste en considerar, a efectos del pago de la potencia firme, como costo variable para el flujo óptimo un valor igual al costo de racionamiento.
- c) Alternativas descartadas. Referenciar el costo del combustible gaseoso al poder calorífico superior fue descartada como alternativa porque para la determinación del Costo Variable Combustible (CVC) mediante formula 3 del PR-31, el Consumo específico de calor (Cec) se encuentra referido al poder calorífico inferior.

#### Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

**Aspecto Técnico:** La propuesta permite el reconocimiento de los costos variables de las empresas de generación termoeléctricas en el marco del artículo 99 del RLCE, que no es otro que aquel que contempla la entrega de información sustentada.

**Aspecto Económico:** Se prevé un incremento significativo del costo variable de las unidades de generación termoeléctricas, toda vez que el costo del combustible, según gráfico N° 1 ha sufrido grandes aumentos.

#### Monitoreo y Evaluación:

Mediante la actualización mensual de los costos de combustible de las empresas de generación termoeléctrica con combustibles gaseosos, las mismas que permitirán su utilización en la programación de la operación del SEIN.

## 4. CONCLUSIONES

- 4.1 La presente propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, ha sido elaborado tomando en cuenta las consideraciones expuestas en el presente informe técnico, atendiendo el encargo al COES por el D.S. N° 031-2020-EM, Reglamento del COES, Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos del COES.

### 3) Sustento Legal de la Propuesta

**INFORME LEGAL**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA “PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 31 - CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN” (PR-31)**

**1. ANTECEDENTES**

- 1.1 El 21 de setiembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la sentencia recaída en el proceso de acción popular con Expediente N° 28315-2019-LIMA (en adelante, la “Sentencia”), emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República, mediante la cual se declaró nulo el Decreto Supremo N° 043-2017-EM (en adelante, “DS-43”) y, a su vez, ordenó que el Estado Peruano emita una nueva regulación de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 039-2017-EM (en adelante, “DS-39”).
- 1.2 En atención al mandato jurisdiccional, el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, “MINEM”), a través del Decreto Supremo N° 031-2020-EM (en adelante, “DS-31”) publicado en el Diario Oficial El Peruano el 19 diciembre de 2020, emite nuevas disposiciones referidas a la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica, ordenando la aprobación de procedimientos técnicos a cargo del OSINERGMIN, a propuesta del COES.
- 1.3 Al respecto, de acuerdo con el artículo 1° del DS-31, el COES debe presentar al OSINERGMIN, dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente de la publicación del referido decreto, la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos, acompañado de un informe sustentatorio con la finalidad de aplicar lo contemplado en el artículo 99 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, “RLCE”).
- 1.4 En consideración de lo indicado, se ha elaborado el proyecto de modificación del “Procedimiento Técnico del COES N° 31 - Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (en adelante, la “Propuesta”) con el fin de dar atención a lo ordenado por el DS-31 emitido por el MINEM, en cumplimiento de lo dispuesto por la Sentencia.

**2. SOBRE LOS ALCANCES DE LO DISPUESTO POR EL DS-31**

- 2.1. Para efectos de la aplicación del artículo 99 del RLCE<sup>1</sup>, el DS-31 ordenó al COES la remisión de la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos relacionados con:

- 1.1 *La entrega de la información de calidad de combustible y los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, acompañados de un informe sustentatorio.*



<sup>1</sup> “Artículo 99.- *La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentatorio de los valores entregados. La Dirección de Operaciones respetará la información alcanzada para un período mínimo de dos meses. Cualquier modificación de la misma, que solicite un integrante, dentro del lapso indicado, requerirá del acuerdo de los demás integrantes. La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones.*”

- 1.2 *La revisión y evaluación del COES de la información presentada por los titulares de generación eléctrica;*
  - 1.3 *La determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural;*
  - 1.4 *Otros procedimientos técnicos que correspondan para la aplicación del presente artículo.*<sup>2</sup>
- 2.2. Como se puede apreciar, el DS-31 ha dispuesto que la Propuesta incluya la entrega de **información sustentada** de la calidad y del costo de combustibles para la determinación de los costos variables de las empresas de generación termoeléctricas que utilizan gas natural en el marco del artículo 99 del RLCE<sup>3</sup>.
  - 2.3. En ese sentido, debe entenderse que el MINEM a través del DS-31 ha establecido que el régimen para las empresas de generación a gas natural sea uno de costos auditados, igual al que actualmente se aplica a las centrales térmicas que funcionan con combustibles líquidos, y en general, a las demás centrales de generación. Lo anterior supone que, el MINEM ha descartado un esquema regulatorio de declaración de precios únicos de gas natural, reemplazándolo por un esquema de sustento a ser presentado por las empresas de generación, tal como informa el artículo 99° del RLCE.
  - 2.4. Dicho sustento deberá ser revisado y evaluado por el COES, para cuyos fines la Propuesta deberá consignar el tipo de información que los generadores deberán presentar y los alcances, parámetros y contenido de revisión y evaluación que el COES deberá efectuar sobre dicha información, además de la contemplación de un procedimiento de revisión de esta.
  - 2.5. De otro lado, el DS-31 señala que se deberá contemplar la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural. Sin embargo, dicha norma no incorpora ninguna definición o regulación sobre lo que se debe considerar como costo variable (redactándolo con minúsculas inclusive).
  - 2.6. Dada esta situación, frente a la omisión por parte del MINEM, y para efectos de la Propuesta, corresponde observar lo señalado en la Sentencia.

### 3. SOBRE EL ALCANCE DE LA SENTENCIA

- 3.1 En cuanto a los efectos de la Sentencia, según el artículo 82° del Código Procesal Constitucional se dispone que: *“(...) las sentencias recaídas en los procesos de acción popular que queden firmes tienen autoridad de cosa juzgada, por lo que vinculan a todos los poderes públicos y producen efectos generales (...)”*.
- 3.2 Sobre ello, como se mencionó previamente, el DS-31 no fija posición respecto a la metodología para la determinación de los costos variables de las centrales que operan con gas natural, por lo que corresponde recurrir a lo dispuesto en la Sentencia, que si bien no incluye al COES en su mandato (toda vez que este no forma parte del Poder Ejecutivo y no cuenta con facultades normativas),<sup>4</sup> por sus efectos generales el COES



<sup>2</sup> Artículo 1 del Decreto Supremo No. 031-2020-EM.

<sup>3</sup> “Artículo 99.- *La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentatorio de los valores entregados. (...)”*. *La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones.”*

<sup>4</sup> En efecto, el mandato de la Sentencia va dirigido de forma clara y específica al Estado peruano, para que ejerza su potestad normativa: *“XII. DECISIÓN: Por estos fundamentos; (...) se ordena que el Estado cumpla con regular de conformidad con el Decreto Supremo N° 039-2017-EM”*.

debe tenerla en cuenta en su propuesta de modificación; considerando también que el DS-31 se expide para dar cumplimiento a la Sentencia<sup>5</sup>.

- 3.3 Al respecto, la Sentencia ha establecido que debe tenerse en cuenta a la *ratio decidendi*<sup>6</sup> y al fallo en el razonamiento sobre la determinación del precio de gas natural para las empresas de generación térmica, para que no adolezca de los mismos vicios de ilegalidad e inconstitucionalidad del DS-43. Si bien la Sentencia no precisa cuál es su *Ratio Decidendi*, sí se desprende que la Corte Suprema concluye que el DS-043 fue emitido sin brindar justificación suficiente para la adopción de la elección regulatoria contenida en esa norma, afectando el principio de interdicción de la arbitrariedad, el principio de igualdad y el principio de eficiencia; a su vez, atendiendo a que la Sentencia desarrolla lo que debe evitarse para no incurrir en los vicios indicados, la Propuesta deberá plantearse considerando de dichos límites.
- 3.4 En ese sentido, debe tenerse en cuenta que la Sentencia señaló que el DS-43 declarado nulo, contravenía su propósito al no abordar en forma apropiada y correcta el problema indicado por su antecedente inmediato, el DS-39. Esta última norma es la que identifica y explica en sus considerandos que *“las centrales que utilizan el gas natural, han venido declarando costos bajos, en algunos casos cercanos a cero, ocasionando que el precio del Mercado de Corto Plazo esté en niveles por debajo de los costos reales de generación, y se distorsione la señal de precios”* (el resaltado es nuestro).
- 3.5 En esa línea, la Sentencia cuestionó que el DS-43 posibilite la declaración de precios sin justificación objetiva y razonable a un sector específico de actores del mercado eléctrico, lo cual vulnera el Principio de Interdicción de la Arbitrariedad porque se le otorgaba a un sector de generadores la posibilidad de modificar y manipular el mercado a su conveniencia bajo disposiciones contractuales que no pueden ser controladas por la autoridad (y en perjuicio de los usuarios).
- 3.6 De otro lado, si bien la Sentencia reconoce que un tratamiento diferenciado no contraviene *per se* el Derecho de Igualdad<sup>7</sup>, señala que en el caso del DS-43 se vulneró dicho derecho porque no existe una justificación razonable que avale el régimen de declaración de costos distintos a los que realmente se incurren, más aun si la rigidez de costos que sustenta la norma anulada se basa en condiciones contractuales pactadas ejerciendo su autonomía de voluntad.
- 3.7 Asimismo, la Sentencia considera, específicamente, que el DS-43 vulneró el Principio de Eficiencia recogido en el artículo 42º del Decreto Ley N° 25884, Ley de



<sup>5</sup> De acuerdo con el Fundamento 6.4 de la Sentencia: *“Ahora bien, la llamada por el Código Procesal Constitucional vinculación a la cosa juzgada de “todos los poderes públicos” significa la sujeción de aquellos al fallo y a la ratio decidendi. ¿Quiénes son entonces esos poderes públicos, además de los ciudadanos como ya hemos expresado, los que quedan vinculados a las sentencias en los procesos orgánicos de defensa objetiva de la jerarquía de la Constitución y las leyes? En primer lugar, los órganos de la administración, ya que es doctrina aceptada su sometimiento pleno a la ley y al derecho, sin que tengan posibilidad de cuestionarla. En segundo lugar, al Poder Judicial porque en virtud del artículo VI del Título Preliminar, “los jueces interpretan y aplican las leyes o toda norma con rango de Ley y los reglamentos según los preceptos y principios constitucionales”. Y por último, vincula al legislador si tenemos en consideración que una sentencia estimatoria en un proceso de inconstitucionalidad supone una ley negativa, en el sentido de que deroga o deja sin efecto la norma incompatible con la Constitución”.*

<sup>6</sup> El concepto ha sido desarrollado por el Tribunal Constitucional en la sentencia 0024-2003-AI/TC, indicando que la *ratio decidendi* es el *“fundamento directo de la decisión; que, por tal, eventualmente puede manifestar la base, base o puntal de un precedente vinculante”*. Asimismo, en la misma sentencia se ha indicado que la *ratio decidendi* *“puede encontrarse expresamente formulada en la sentencia o puede ser inferida del análisis de la decisión adoptada, las situaciones fácticas y el contenido de las consideraciones argumentativas”*.

<sup>7</sup> Fundamento 12 de la Sentencia: *“No obstante lo expuesto y como quiera que ha quedado establecido que el trato diferenciado no involucra *per se* una vulneración al principio de igualdad, corresponde ahora analizar si dicho tratamiento encuentra una justificación en nuestro ordenamiento, de manera que pueda determinarse si la norma en cuestión se encuentra acorde con el esquema del Estado Constitucional de Derecho”.*

Concesiones Eléctricas (en adelante, “LCE”)<sup>8</sup>, el cual busca que la electricidad se genere al mínimo costo y se coloque en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) bajo dicho criterio ordenador.

3.8 De otro lado, la Sentencia no se pronuncia sobre si los costos originados por la aplicación de las cláusulas *Take or Pay* o *Ship or Pay* deben ser incluidos en los “costos verdaderos de producción”, ni tampoco dice lo contrario. Es decir, no indica si deben ser incluidas, ni tampoco que deban ser excluidas. Sin embargo, lo que hace la Sentencia es resaltar que el hecho de haber otorgado un régimen especial de declaración de precios de gas natural para las centrales termoeléctricas, y el hecho que los costos asociados a las cláusulas *Take or Pay* o *Ship or Pay* se consideren como costos fijos, constituye una vulneración del principio de interdicción de la arbitrariedad **por ausencia de una justificación razonable**, más aun si ellas provienen de condiciones contractuales asumidas en función de su autonomía de la voluntad.

En vista de lo expuesto, al formular la propuesta normativa, el COES deberá:

- Evitar la formulación de un esquema que atente contra el principio de interdicción de la arbitrariedad identificado por la Sentencia, cual es, **la ausencia de justificación razonable para formular el régimen de costos variables para la generación termoeléctrica.**
- Cumplir con reconocer los “*verdaderos costos de producción*” o “*costos realmente incurridos*”, independientemente a si provienen de la aplicación de las cláusulas *Take or Pay* o *Ship or Pay*, sustentando la propuesta para su determinación, en criterios técnicos y económicos, enmarcados en el principio de eficiencia así como en la normativa sectorial.
- Estos “*verdaderos costos de producción*” o “*costos realmente incurridos*” serán determinados según el mandato del artículo 1 del Decreto Supremo No. 031-2020-EM, el cual dispone la aplicación del artículo 99 del RLCE, y en tal sentido, el deber de las empresas de presentar sus informes sustentatorios para la determinación de sus costos variables.

3.9 Considerando la obligación establecida por el MINEM en el artículo 1° del DS-31, y atendiendo a los parámetros descritos que se desprenden de la Sentencia, se ha elaborado la Propuesta cuyos alcances se detallan en su propio contenido y en el respectivo Informe Técnico Económico.

#### 4. ASPECTOS PRINCIPALES DE LA PROPUESTA

4.1. De acuerdo con el numeral 3.5 del Informe Técnico-Económico, con los cambios efectuados en el numeral 4 del Anexo 3 de la Propuesta, se desarrolla lo señalado en el numeral 1.1 del artículo 1° del DS-31, respecto a que la información (referida a los costos del combustible) deberá ser presentada por los Generadores Participantes, así como sus alcances y la oportunidad de entrega de dicha información de sustento, fijada hasta el día 20 de cada mes.

4.2. Asimismo, conforme lo señala el numeral 3.4 del Informe Técnico-Económico, con los cambios efectuados en el numeral 3 del Anexo 3 de la Propuesta, se desarrolla lo señalado en el numeral 1.2 del artículo 1° del DS-31, respecto a los parámetros y contenido de la revisión y evaluación que el COES deberá efectuar de la información presentada por los Participantes Generadores, sobre la base de los datos remitidos a través del Formato 3 y el informe sustentatorio respectivo.



<sup>8</sup> Decreto Ley N° 25844: “Artículo 42.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.”

- 4.3. Por otra parte, de acuerdo con el numeral 3.3 del Informe Técnico-Económico, con los cambios efectuados en el numeral 2 del Anexo 3 de la Propuesta, se desarrolla lo señalado en el numeral 1.3 del artículo 1° del DS-31, en lo concerniente a la metodología para el cálculo del costo del combustible de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural, entre otros aspectos.

Al respecto, en aplicación de lo dispuesto por el DS-31, y en observancia de la Sentencia, el referido numeral de la Propuesta considera como metodología para el cálculo del costo de combustible, la determinación del precio unitario de suministro, transporte y distribución efectivamente incurrido en la producción de electricidad, de acuerdo con lo sustentado en el numeral 3.3 del Informe Técnico-Económico.

De esta manera, a partir del precio unitario de suministro, transporte y distribución se reflejará el costo real de generación de la energía inyectada al SEIN por dichas centrales de generación. Cabe indicar que este esquema, de acuerdo con el numeral 3.3 del Informe Técnico-Económico, responde y encaja de manera congruente con lo establecido por la Sentencia antes referida, identificando los verdaderos costos de producción según lo detalla el sustento técnico respectivo.

- 4.4. De otro lado, la Propuesta también contiene una modificación al numeral 1 del Anexo 3, respecto a la metodología para la determinación de los costos de combustible gaseoso así como la calidad del combustible gaseoso referida al poder calorífico, por la cual (siguiendo el tratamiento aplicado al resto de generadores en virtud del artículo 99° del RLCE) se requiere como información de sustento los comprobantes de pago entregados por los proveedores de combustible a los Participantes Generadores, tal como se explica en el numeral 3.3 del Informe Técnico-Económico.

- 4.5. Asimismo, la Propuesta cuenta con la inclusión del numeral 5 en su Anexo 3, por el cual se establece la metodología para la determinación por parte del COES de los costos variables, así como las acciones a realizar ante un incumplimiento de envío de información de sustento, de acuerdo con lo explicado en el numeral 3.6 del Informe Técnico-Económico. Así, incorpora penalizaciones aplicables a los Generadores que incumplan con su obligación de remitir información o sustentarla adecuadamente, a efectos de incluir incentivos al cumplimiento, previniendo situaciones en que, por ausencia de información, se alcancen resultados subóptimos en el despacho económico.

- 4.6. Por otra parte, debe tenerse en cuenta que si bien el artículo 2° del DS-31 regula reglas ad hoc para la aprobación de la Propuesta, tales disposiciones no afectan al resto de normas generales que -sin contradecir dicho régimen especial- regulan los procesos de aprobación de procedimientos técnicos del COES. En ese sentido, la presente Propuesta ha sido elaborada siguiendo lo dispuesto en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos COES, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD, en lo que resulta aplicable, lo cual concuerda también con lo señalado en los informes<sup>9</sup> del MINEM que sustentaron el DS-31.



## 5. RECOMENDACIONES

La propuesta de modificación al Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" ha sido elaborada en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 031-2020-EM emitido por el MINEM (en cumplimiento de la Sentencia recaída en el proceso de acción popular signado con el Expediente N°

<sup>9</sup> De acuerdo con lo indicado en el Informe N° 305-2020-MINEM/DGE, que sustentó el DS-31:

Página 13 <<El OSINERGMIN, en aplicación de (...) la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos del COES, a propuesta del COES, aprueba los siguientes procedimientos técnicos (...)>>

28315-2019-LIMA, emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República) y conforme a lo establecido en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos COES, por lo que debe elevarse al Directorio para su aprobación.

El presente Informe deberá ser elevado al Directorio de manera conjunta con la transcripción de la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" y el Informe Técnico – Económico para su consideración.

Lima, 29 de enero de 2021



#### 4) Informe Técnico-Económico Complementario

DIRECCIÓN EJECUTIVA  
SUB DIRECCIÓN DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

COES/D/SGI -INF-030-2021

# INFORME TÉCNICO ECONÓMICO COMPLEMENTARIO

**MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO  
DEL COES N° 31 “CÁLCULO DE LOS COSTOS  
VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN”**



Lima, 04 de febrero de 2021



## CONTENIDO

1. ANTECEDENTES .....	2
2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN, ANALISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, MONITOREO Y EVALUACIÓN .....	3
4. CONCLUSIONES .....	6



## 1. ANTECEDENTES

En la Sesión de Directorio N°569 del 1 de febrero de 2021, la Dirección Ejecutiva expuso el contenido del informe COES/D/SGL -INF-026-2021 acerca de la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 31 del COES.

En dicha Sesión de Directorio, se recibieron comentarios de índole técnico que ameritan hacer aclaraciones respecto del informe COES/D/SGL -INF-026-2021. Así mismo, el Directorio dispuso a la Dirección Ejecutiva de elaborar un informe complementario que sustente las dos Disposiciones Transitorias evaluadas por el Directorio.

## 2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Una de las mayores interrogantes surgidas en la discusión, se puede sintetizar en la siguiente pregunta: ¿Es posible que los costos TOP y/o SOP, cuya naturaleza son de costos fijos, no sean considerados en la formación del costo del combustible gaseoso? A ello, la Dirección Ejecutiva se reafirma al señalar que, del análisis de la Sentencia y de lo dispuesto en el DS-031, se deben considerar, para la determinación del costo del combustible gaseoso, los verdaderos costos de producción al margen que éstos provengan de contratos TOP o SOP.

No obstante, de nuestra afirmación de que los contratos de transporte y distribución a firme dista mucho de ser un mero acuerdo entre privados, debido a que ellos se originan del artículo 110 del RLCE, se analizó lo siguiente:

Tal como el COES manifestó en los comentarios a la prepublicación del proyecto de norma que dio lugar al DS-031-2020-EM, existía la necesidad de que el MINEM como ente normativo y directriz de la política energética, definiera qué conceptos o criterios se debían seguir para la determinación de los costos variables de gas, atendiendo a que el Poder Ejecutivo, a través de decretos supremos estableció el incentivo normativo antes indicado. Norma dada para promover la ampliación del ducto de gas natural como parte de la política energética del Estado. Por tanto, el tratamiento que deba darse entonces a estos costos en el mercado eléctrico se encuentra íntimamente relacionado con estas decisiones y no se deberían desacoplar de las decisiones de política energética que corresponden al Estado, correspondiendo al MINEM determinar el tratamiento que deben darse a los costos de transporte y distribución a firme. Más aún, teniendo en cuenta las consecuencias que tiene esta definición no solo en el mercado eléctrico sino también en el mercado de gas.

Por lo tanto, dado que no existe un pronunciamiento por parte del MINEM sobre qué constituye costo fijo y/o costo variable para el sector eléctrico y que la Sentencia obligaría a considerar los verdaderos costos de producción al margen de que éstos provengan de contratos TOP o SOP, la Dirección Ejecutiva se reafirma en la propuesta remitida al Directorio,

sin embargo, es pertinente presentar un análisis complementario al informe remito anteriormente:

La publicación del DS-003-2021-EM (en adelante DS-003) de fecha 30 de enero del presente, destinado a reducir el incentivo regulatorio señalado<sup>1</sup> en el informe remitido anteriormente, en donde, el nivel de exigencia para la contratación del transporte firme reflejaría la necesidad real de contratación del servicio de transporte para la producción de electricidad de cada unidad de generación, asimismo, que la precitada norma no es aplicable a la capacidad contratada en distribución, es decir, no se exige contar con distribución a firme. En ese sentido, con la publicación del DS-003, el MINEM da una clara señal para minimizar la exigencia impuesta a los Generadores y reducir cualquier efecto económico de los compromisos en firme, ya que la capacidad contratada tendrá correlación con lo que efectivamente se utilizará por transporte de gas por cada unidad de generación y por ende, su costo será lo que efectivamente se utilizó para la producción de electricidad, lo que nos lleva a pensar que, antes de la publicación del DS-003, el incentivo de la regulación era tal, que los costos sufragados por el transporte y distribución firme poseían características de ser costos fijos originados en el artículo 110° del RLCE ya que prácticamente obligaría a la contratación de una reserva de transporte para la operación por el 100% de la potencia efectiva de la unidad de generación por las 24 horas del día por los 365 días al año, cuando se sabe que dicha posibilidad de operación es virtualmente imposible, ya sea porque existen periodos en los que la unidad de generación no será requerida por el despacho económico o porque simplemente se encuentra en mantenimiento preventivo.

No obstante, dicha situación fue subsanada con la emisión del DS-003, es decir, el incentivo a la contratación de transporte firme tendría correlación directa con la producción de electricidad, por tanto, los efectos económicos de los costos de transporte y distribución a firme serían de costos variables, en ese sentido, la propuesta presentada por la Dirección Ejecutiva resulta razonable técnicamente.

Tal como se concluye, la emisión del DS-003 clarificó el tratamiento que debe darse a los costos de transporte y distribución firme, no obstante, se debe tener en cuenta que la aplicación del DS-003 y sus efectos no serán inmediatos. En principio, el factor de referencia a la contratación (FRC) no se conoce, por lo que los Generadores no podrán renegociar sus contratos de transporte a firme, inmediatamente; además, aunque el FRC se conozca, habrá un tiempo prudencial para que los Generadores renegociar sus contratos. Asimismo, siendo de largo plazo los contratos de transporte y distribución a firme de gas y siendo un único proveedor para cada uno de estos servicios, la posibilidad para que una renegociación se concrete podría verse truncada. Por lo tanto, la implementación del DS-003, sería viable cuando el Generador pueda recurrir al mercado secundario de gas natural tal como se indica en la Segunda Disposición Complementaria del DS-003.

En ese sentido, el efecto que aporta el DS-003 no será inmediato, es por ello, que razonablemente la aplicación completa del DS-031 debería desplazarse, es así que, se considera pertinente proponer una la Primera Disposición Transitoria, la cual tendría vigencia hasta la implementación del mercado secundario de gas natural conforme se indica en la Segunda Disposición Complementaria del DS-003.

### 3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN, ANALISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, MONITOREO Y EVALUACIÓN

- 3.1 En ese sentido, esta disposición considera que los costos de transporte y distribución a firme no deben ser parte del cálculo del costo del combustible gaseoso, para lo cual se deberán reemplazar las fórmulas 15 y 16, según el texto propuesto:

#### PRIMERA DISPOSICION TRANSITORIA

*En la aplicación de los numerales 2.2 y 2.3 del Anexo 3 del presente procedimiento y hasta cuando se implemente el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado por Decreto Supremo N° 046-2010-EM o el que lo sustituya, se considerará la siguiente aplicación de las fórmulas 15 y 16:*

$$pt = \frac{mtInterrumpible}{etFirme + etInterrumpible} \dots \dots (15)$$

Donde:

*pt* : Precio unitario del transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)

*mtInterrumpible* : Monto del servicio de transporte Interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)

*etFirme* : Capacidad reservada del servicio de transporte firme (GJ)

*etInterrumpible* : Cantidad del uso de transporte interrumpible (GJ)

$$pd = \frac{mdInterrumpible}{edFirme + edInterrumpible} \dots \dots (16)$$

Donde:

*pd* : Precio unitario de distribución del combustible (S/GJ o USD/GJ)

*mdInterrumpible* : Monto del servicio de distribución Interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)

*edFirme* : Capacidad reservada del servicio de distribución firme (GJ)

*edInterrumpible* : Cantidad del uso de distribución interrumpible (GJ)

Aspecto económico: La alternativa impacta positivamente, dado que permite que las empresas obligadas a incurrir en servicios de transporte firme del 100% se puedan adecuar al cambio normativo, en la misma línea a lo dispuesto en el DS-003.

- 3.2 Asimismo, se propone una segunda Disposición Transitoria destinada a la aplicación del procedimiento en el primer mes, esto es, en caso el Generador no sustente o presente sus costos de combustible en forma y plazo, se determinará que el costo de éste será igual al mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios. Ello es necesario, porque no sería razonable mantener los precios declarados de gas natural, además de que ello se contrapone a la Sentencia.

Aspecto económico: ningún efecto.

Por lo tanto, se propone incorporar el siguiente texto:

## **SEGUNDA DISPOSICION TRANSITORIA**

*Luego de la entrada en vigencia del presente procedimiento técnico, para el más próximo día veinte (20) calendario del mes, los Participantes Generadores que utilicen gas natural como combustible, deberán remitir al COES la información indicada en el Anexo 3 y el Formato 3 del PR-31 a efectos de obtener los valores de combustible a ser aplicados para el mes siguiente. En los casos que los Participantes Generadores no remitan su información en la forma y plazo indicado o ésta no sea subsanada conforme a lo establecido en el procedimiento, se empleará para el siguiente mes, el mayor precio del combustible gaseoso definido*

*por el Osinergmin para el cálculo de los Precios en Barra vigentes al momento de la aprobación del presente procedimiento.*

#### **4. CONCLUSIONES**

- 4.1 La presente propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, ha sido elaborado tomando en cuenta las consideraciones expuestas en el presente informe técnico, atendiendo el encargo al COES por el D.S. N° 031-2020-EM, Reglamento del COES, Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos del COES.