

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: 202100050560

Fecha y hora de presentación: 08/03/2021 16:28

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

Correo electrónico: mvelasquez@coes.org.pe

Nro. telefónico: 6118510

Documento: CARTA - COES/D-178- Nro. Folios: 109

Asunto: ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

Anexos: NO

Tipo	Documento	Nombre	Folio	Peso
Documento Principal	D-178-202108.03.2021_Firmado_080	ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES A LA	109	5 Mb

Usted podrá hacer el seguimiento de su trámite a través de <https://consultaexpedientes.osinerghmin.gob.pe/consulta-docs/pages/consulta/inicio>, clave de consulta:GX8hgHr De tener alguna consulta puede efectuarla a través de: ventanillavirtual@osinerghmin.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 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, 08 de marzo de 2021

COES/D-178-2021

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

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

Ref: Oficio N° 285-2021-GRT recibido el 25.02.2021

De mi consideración:

Por expreso encargo del Directorio y en cumplimiento de su acuerdo adoptado en su Sesión N° 571 del 08 de marzo de 2021, remitimos a su Despacho los documentos correspondientes a la absolución de observaciones 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; Absolución de las observaciones a la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico del COES N°31 “Cálculo de los costos variables de las unidades de generación”, aprobado en su Sesión de Directorio N° 571 del 08.03.2021.

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

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Adj.: Lo indicado.
C.c.: P, OPT, DO, DP, SGI, DJR.

ANEXO A

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

SESIÓN DE DIRECTORIO N° 571 DEL 8 DE MARZO DE 2021

2. ORDEN DEL DÍA

O.D.2 ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES DE OSINERGMIN A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 31, "CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN".

ACORDÓ:

1. Autorizar a la Dirección Ejecutiva a remitir al OSINERGMIN la absolución a las observaciones formuladas por dicha Entidad a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", conforme se detalla en el anexo 2 del documento COES/D-177-2021.
2. Aprobar los ajustes efectuados por la Dirección Ejecutiva a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", en atención a las observaciones formuladas por el OSINERGMIN, conforme se detalla en el Anexo 2 de la presente acta, y disponer su remisión a dicha Entidad, conforme a lo dispuesto en el literal c) del numeral 2.2 del Decreto Supremo N° 031-2020-EM.
3. Dispensar del trámite de suscripción de acta los acuerdos adoptados en la presente O.D.2.



ANEXO B



ABSOLUCIÓN COES DE LAS OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

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



Lima, 08 de marzo de 2021



CONTENIDO

I. OBSERVACIONES GENERALES.....	2
II. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS	14
1. Observación 01.....	14
2. Observación 02.....	15
3. Observación 03.....	15
4. Observación 04.....	16
5. Observación 05.....	17
6. Observación 06.....	18
7. Observación 07.....	18
8. Observación 08.....	19
9. Observación 09.....	20
10. Observación 10.....	21
11. Observación 11.....	21
12. Observación 12.....	22
13. Observación 13.....	24
14. Observación 14.....	25
15. Observación 15.....	26



I. OBSERVACIONES GENERALES

1. En aplicación de lo previsto en el artículo 5.1 de la Norma “Guía de Elaboración de los Procedimientos Técnicos del COES” aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias (“Guía COES”) y el artículo 28.2 de los Estatutos del COES, corresponde al Directorio del COES aprobar la propuesta de Procedimiento Técnico del COES elaborada por su Dirección Ejecutiva.

La propuesta de Procedimiento Técnico viene a ser la fórmula legal o parte dispositiva que será vinculante como norma dentro del ordenamiento jurídico.

En particular, la remisión efectuada a Osinergmin mediante Carta COES D/096-2021 el 04 de febrero de 2021, contiene una propuesta de Procedimiento Técnico sin considerar las Disposiciones Transitorias, que sí se encuentran contenidas en el Informe Complementario Informe COES/D/SGI N° 030-2021 de fecha 04 de febrero de 2021.

Siendo que la Sesión del Directorio del COES fue el 01 de febrero de 2021 y en su contenido (Acta publicada el 05 de febrero de 2021), se evidencia que, en la fecha (01/feb) recién solicitaron al Director Ejecutivo “que incluyera la disposición [transitoria] en la propuesta de modificación del PR-31, acompañada de un informe complementario de sustento”; no se encuentra acreditado que el texto de las Disposiciones Transitorias (redactadas y sustentadas en el Informe del 04/feb) hayan cumplido con el requisito de aprobación del Directorio en la Sesión N° 569 o en otra posterior, más aun, como se ha mencionado, no se encuentran dentro del contenido de la propuesta remitida.

En consecuencia, se requiere que acredite que las Disposiciones Transitorias cuenten con la aprobación del Directorio del COES, en sujeción a lo previsto en el artículo 5.1. de la Guía COES.

Respuesta COES:

De acuerdo con la página 6 del acta de la Sesión N° 569 del Directorio del COES, “los directores acordaron solicitar al Director Ejecutivo efectuar los ajustes” a la propuesta del COES, entre ellos la incorporación de las Disposiciones Transitorias, lo que motivó la emisión del Informe Complementario COES/D/SGI N° 030-2021 que ha sido alcanzado a su despacho incluyendo dichas disposiciones.

A manera de comprobar ello se adjunta el acta completa de la Sesión N° 569.

2. En aplicación de lo previsto en el artículo 5.1 de la Guía COES y el artículo 28.2 de los Estatutos del COES, corresponde al Directorio del COES aprobar la propuesta de Procedimiento Técnico del COES elaborada por su Dirección Ejecutiva.

A efectos de la evaluación por parte de Osinergmin de la propuesta del COES, se requiere en esencia, de la aprobación del Directorio mediante un acuerdo; sin embargo, para este caso

concreto, no se puede soslayar el contenido del Acta de la Sesión del Directorio del COES N° 569.

En dicha Acta, dejan constancia expresa 4 de los 5 Directores lo siguiente: *“manifestaron su discrepancia con el diagnóstico efectuado la Dirección Ejecutiva [propuesta principal]”; “señalaron que la propuesta de modificación del PR 31, no debía considerar los costos asociados a las cláusulas SOP dentro de los costos variables de gas [planteamiento contrario a la propuesta principal]”; y, “consideraron necesario proponer una Disposición Transitoria en la propuesta de modificación del PR-31, en la cual se establezca que los costos asociados a las cláusulas SOP seguirán considerándose como fijos hasta que se concrete la implementación del mercado secundario de gas natural”*. No se trata de la expresión de conformidad con la propuesta principal y de conformidad con la propuesta complementaria (transitorias).

De ese modo, independientemente del contenido de la sección “Acuerdo”, se evidencia claramente en el Acta, un desacuerdo con la propuesta principal y sólo mostrarían un consentimiento bajo la consecuencia que la propuesta principal no tenga aplicación en un plazo indeterminado (en la práctica), incluso si eventualmente se llegara a futuro a cumplir la condición transitoria y aplique la propuesta principal, a su entender, se llegaría al resultado con el que sí están conformes; todo lo cual, hace notar una posición en mayoría que no se condice con el acuerdo de aprobar o de conformidad con la propuesta principal.

En ese sentido, el propósito de esta observación, de ningún modo es dirigir en algún sentido las decisiones del Directorio del COES, sino bajo el principio de congruencia, se muestre la decisión clara y concordante con la voluntad expresa del mismo Directorio y no consten aspectos que se contradigan y puedan afectar el proceso de aprobación.

Respuesta COES:

La propuesta presentada por el COES (“Propuesta”) es acorde a la voluntad expresada por el Directorio del COES.

Al respecto, si bien en un inicio no hubo consenso respecto a un aspecto en particular del análisis realizado por la Dirección Ejecutiva (referido a la aplicación inmediata de la Propuesta y las razones técnicas y económicas que la motivaron), dicha discrepancia se resolvió con la incorporación de la PRIMERA DISPOSICIÓN TRANSITORIA en la Propuesta remitida al OSINERGMIN, quedando en la página 6 del Acuerdo del Directorio lo siguiente: “(...) todos los Directores se encontraron de acuerdo con la incorporación de la Disposición Transitoria antes referida, solicitaron al Director Ejecutivo que incluyera dicha disposición en la propuesta de modificación del PR-31, acompañada de un informe complementario de sustento, antes de ser remitida al OSINERGMIN.”

En ese sentido, no existen aspectos que se contradigan que puedan afectar el proceso de aprobación, ya que el Directorio ha aprobado expresamente el texto de procedimiento

propuesto por la Dirección Ejecutiva más las disposiciones transitorias, siendo esta la propuesta final del COES.

3. Según lo previsto en el artículo 6.1 de la Guía COES, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida al Osinergmin, adjuntando los respectivos estudios (económico, técnico y legal) detallados que sustenten su necesidad y fundamentos, en el marco de lo previsto en el artículo 5.2 del Reglamento del COES aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM (Reglamento COES).

Al respecto, sin perjuicio del requerimiento previo sobre la aprobación de las Disposiciones Transitorias, se verifica que la propuesta sustentada en el Informe (Técnico-Económico) COES/D/SGI N° 026-2021, cuenta con el Informe Legal COES/D/DJR-001-2021; no obstante, el Informe Complementario (Técnico-Económico) COES/D/SGI N° 030-2021, que en la práctica reforma y suspende de forma indeterminada la aplicación de toda la propuesta principal remitida por el COES no presenta el respectivo análisis legal.

De ese modo corresponde una evaluación sobre la viabilidad jurídica, la procedencia legal y la congruencia entre el sentido que adopta el Informe Legal y la propuesta principal con la aplicación de la propuesta transitoria. Así también, merecerá especial análisis el sometimiento de aplicación del Procedimiento Técnico COES (principal) a una condición que depende de acciones de una Autoridad superior (Presidente de la República / Ministro de Energía y Minas) no sujeta ni sometida al rango normativo de la norma a emitir; y bajo los hechos de una implementación futura de un mercado (referido al suministro y transporte de gas natural) creado en el 2010, cuyo reglamento ha sido suspendido periódicamente, y requiere de reglas adicionales no existentes, según sus propias disposiciones transitorias.

En consecuencia, se requiere la presentación del Informe Legal que analice el contenido integral de toda la propuesta del COES, en sujeción a lo previsto en el artículo 6.1 de la Guía COES.

Respuesta COES:

Debe quedar claro que, los criterios y conclusiones del informe legal COES/D/DJR-001-2021 alcanzan a la propuesta integral remitida por el COES, el cual incluye las dos disposiciones transitorias remitidas con el Informe Complementario (Técnico-Económico) COES/D/SGI N° 030-2021.

Respecto a la evaluación sobre la viabilidad jurídica, la procedencia legal y la congruencia entre el sentido que adopta el Informe Legal y la propuesta principal con la aplicación de la propuesta transitoria se debe destacar que el Informe Legal señala que se debe cumplir con reconocer los “verdaderos costos de producción” o “costos realmente incurridos”, independientemente si provienen de la aplicación de las cláusulas Take or Pay o Ship or Pay. Basado en ello la incorporación de las disposiciones transitorias son propuestas sustentadas en criterios técnicos y económicos, enmarcados en el principio de eficiencia, así como en la normativa sectorial.

Efectivamente, la propuesta integral cumple con ello al haber determinado, en base a criterios técnicos y económicos, cuáles son los verdaderos costos de producción que se deben incorporar en los costos variables de las centrales térmicas¹.

La incorporación de las disposiciones transitorias se sustentan básicamente en un aspecto técnico-económico a consecuencia de la promulgación del DS-003-2021-EM (DS-003) y en la interpretación económica de las cláusulas Ship or Pay como costos fijos o variables, es decir, el transitorio propuesto adiciona al análisis realizado para la propuesta principal, el criterio de temporalidad en la aplicación del DS-003, que como se indicó, es un criterio técnico-económico y no distorsiona la viabilidad jurídica.

Otro aspecto legal importante a destacar es que el transitorio propuesto no vulnera 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**, ya que el propio acuerdo de Directorio desarrolla el análisis respecto a la naturaleza de las cláusulas Ship or Pay, determinando que las mismas no se derivan de meros contratos entre privados sujetos a su total autonomía de voluntad; sino que son resultado de una disposición del RLCE, lo que limitó la libertad de contratación de las Generadoras y condicionó a éstos a incurrir en costos fijos asociados a los contratos por transporte y distribución a firme, lo mismo que se verá aliviado con la implementación del mercado secundario de gas natural. En ese sentido, el transitorio propuesto cumple con este otro aspecto legal importante.

Con respecto a que la aplicación de la propuesta dependa de acciones de una Autoridad superior (Presidente de la República / Ministro de Energía y Minas) no sujeta ni sometida al rango normativo de la norma a emitir, pensamos que, en principio, la propuesta no intenta, ni impone una nueva obligación al Ejecutivo, sino más bien, su obligación se origina en el Decreto Supremo N° 046-2010-EM. Asimismo, la propuesta integral del COES se ha construido en base a la reciente disposición emitida por el Ejecutivo con el DS-003, en el cual se manifiesta tácitamente² su intención de emitir la reglamentación pertinente para el funcionamiento del mercado secundario de gas natural, en ese sentido, nuestra propuesta está construida de manera coherente con el marco jurídico que se viene desarrollando en torno a las últimas disposiciones sobre hacer más eficiente el uso de los ductos de gas natural.

Finalmente, a efectos de la aprobación de la Propuesta, no debe dejarse de lado el principio de confianza legítima, el cual busca proteger la expectativa que se generan los destinatarios de una

¹ Efectivamente, en la página 4 numeral i) del de la OD1 de la Sesión 569, se precisa la discrepancia con el diagnóstico expresado en el Informe Técnico.

² La Segunda Disposición Complementaria Final del DS 003, suspende la aplicación de la CRD adquirida en el Mercado Secundario de Gas Natural cuando se implemente el DS N° 046-2010-EM o el que lo sustituya.

norma sobre el devenir de esta, sea por la práctica o sus antecedentes normativos; en donde los cambios repentinos de aspectos sensibles en el marco regulatorio podrían afectar su planificación y sus relaciones comerciales, por lo que resulta razonable, que por un lado los cambios consideren los diferentes aspectos que inciden sobre los contratos de gas y se les otorgue a los sujetos afectados con la normativa, plazos razonables para adaptarse al cumplimiento del nuevo marco regulatorio.³

No obstante, si al OSINERGMIN no le es sustentable establecer un periodo transitorio supeditado a la emisión de una norma de mayor jerarquía, debe optar por aprobar la propuesta correspondiente al periodo transitorio dado que ésta es acorde a la coyuntura actual establecida, impulsada o condicionada por el Ejecutivo, esto es, a través del RLCE “obliga” a contratar servicios de transporte y distribución a firme y en contraposición a ello, ha venido postergando la emisión de un Reglamento que permita acelerar el funcionamiento del mercado secundario de gas, lo que permitiría facilitar la negociación de los excedentes de transporte a firme. Una vez que se implemente el mercado secundario de gas natural se podrá modificar el procedimiento conforme a la propuesta principal.

Asimismo, luego de la remisión al OSINERGMIN de la propuesta de modificación del PR-31, hemos tomado conocimiento que, de los informes que sustentaron la promulgación del DS-003, el Ejecutivo mantendrá la “obligación” de contratar el servicio de distribución de gas a firme por el 100% y además, considerando que la distribución no es negociable en un mercado secundario porque ésta solo es aplicable a un específico punto de entrega, por lo que, la propuesta de la Fórmula 16 aplicable al periodo transitorio debe mantenerse inclusive cuando el Reglamento del mercado secundario se implemente.

En ese sentido, la propuesta quedará como sigue:

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

Donde:

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

mdInterrumpible : Monto del servicio de distribución variable o interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)

³ Al respecto, la Sentencia N° 00010-2014-PI/TC señala que para que una norma garantice el cumplimiento del principio de confianza legítima debe ser: (i) adecuadamente accesible, (ii) suficientemente precisa y (iii) previsible.

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

edInterrumpible : Cantidad del uso de distribución variable o interrumpible (GJ)

4. Según lo previsto en el artículo 6.1 de la Guía COES, la propuesta de un Procedimiento Técnico del COES (“PR”) debe contener: (i) Identificación del problema; (ii) Alternativas que enfrenten el problema; (iii) Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada; y (iv) Monitoreo y evaluación para el seguimiento de la alternativa seleccionada.

En cuanto a la identificación del problema, la Guía COES es expresa al requerir se plantee: “lo que se pretende solucionar o mejorar con el Procedimiento Técnico, cuáles son las causas del problema, quienes son los afectados y en qué medida, y cómo evolucionaría el problema sin la respectiva aprobación”.

Los aspectos descritos no se desarrollan en el apartado “Identificación del Problema” del Informe COES/D/SGI N° 026-2021, el cual contiene párrafos descriptivos (hechos) sobre la emisión de la Sentencia y del Decreto Supremo N° 031-2020-EM, más no los problemas o materias controvertidas concretas que finalmente se solucionarían con la propuesta que sustenta dicho informe, junto a sus causas, a los agentes sobre los cuales impacta y las consecuencias de la no aprobación; tópicos sobre los cuales, a efectos de la evaluación, no se puede prescindir, en aplicación de la Guía COES.

En general, toda norma (PR) surge de un mandato y/o necesidad, pues, la mención a ésta no constituye automáticamente la identificación del problema, sino lo será el desagregado (identificación) de los desafíos que aborda la propuesta y los que posteriormente en el planteamiento de alternativas se buscarán solucionar (y se analizan -o deben ser analizados- en los informes), en ese apartado específico.

En consecuencia, se requiere que reformule el apartado “Identificación del Problema” del Informe COES/D/SGI N° 026-2021, en sujeción a lo previsto en el artículo 6.1.a de la Guía COES.

Respuesta COES:

Lo que pretende la Propuesta de modificación del PR-31 es, en primera instancia, dada la Sentencia de la Acción Popular No. 28315-2019-LIMA, se busca solucionar el vacío que se presentaría una vez finalizada la vigencia del precio único de gas natural declarado por las empresas en junio del 2020. Asimismo, tal como lo indica el DS-031, se pretende determinar una nueva forma de cálculo del costo variable de las centrales que utilizan gas natural como combustible. En ese sentido, se toman en cuenta los considerandos que sustentan la Sentencia para elaborar la propuesta, a efectos de no incurrir en los mismos vicios identificados en esta, en concordancia con el marco normativo sectorial.

Respecto a las causas del problema, entendemos que éstas fueron desarrolladas en la Sentencia, por lo que no es necesario hacer un mayor análisis de éstas.

Sobre los afectados y en qué medida y cómo evolucionaría el problema sin la respectiva aprobación, consideramos que el gran afectado es el mercado eléctrico en general, desde el mismo hecho en que no se contaría con costos variables para el despacho de las centrales de gas natural. Esta situación podría generar un caos en el orden del sector.

5. Según lo previsto en el artículo 6.1 de la Guía COES, la propuesta de un Procedimiento Técnico del COES (“PR”) debe contener, particularmente: Alternativas que enfrenten el problema; y Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada.

Al respecto, la Guía COES prevé para estas condiciones que se determine cuáles son alternativas que enfrentan el problema, incluyendo la alternativa de no hacer cambios (analizada) y la alternativa seleccionada (impacto, efectos, afectaciones) y cuáles han sido las alternativas descartadas, en base al comparativo cualitativo de las alternativas;

Como primer punto, si bien, debido al mandato a ser cumplido, por regla no cabría la alternativa de no hacer cambios -ni su análisis-, si se verifica dentro del contenido de los Informes de sustento (principal y complementario), en cuanto a la formulación de alternativas o en el análisis de la alternativa seleccionada menciones como “no se analizó ninguna otra alternativa” y “no aplica análisis de impacto técnico y/o económico”; lo cual, debe ir acompañado de una justificación o, si se hiciera aparte de modo independiente, referenciar la ubicación en donde se sustenta por qué no se analizó otra alternativa o no aplica un análisis de impacto.

A su vez, este análisis debe ser suficiente y motivado, ya que, a modo de ejemplo, sostener que, la Primera Disposición Transitoria [que cambia la aplicación de la propuesta principal elaborada sin transitoriedad hasta la Sesión N° 569], sólo “impacta positivamente...” o que la Segunda Disposición Transitoria “no tienen ningún efecto económico”, no representa un análisis con la debida motivación.

En consecuencia, se requiere presentar el análisis motivado de alternativas y el análisis motivado de impacto de la alternativa seleccionada; o la justificación sustentada de por qué no se realiza, en sujeción a lo previsto en los artículos 6.1.b y 6.1.c de la Guía COES.

Respuesta COES:

La Propuesta de modificación del PR-31 cumple con aplicar lo dispuesto en el artículo 1° del DS-031, el cual remite al régimen de costos auditados del artículo 99° del RLCE en cumplimiento de la Sentencia de acción popular, siendo ésta la única opción. Es decir, el DS-031 ya dispuso el régimen a aplicar, por lo que no corresponde efectuar un análisis de “alternativas”.

Cabe señalar, que el impacto de esta remisión al artículo 99° del RLCE fue analizado en ocasión de la prepublicación del DS-031, en la página 12 del Informe N° 305-2020-MINME/DGE⁴, no correspondiendo repetir dicho proceso para la revisión y elaboración del presente Proyecto.

Sin perjuicio de ello, las dos primeras alternativas⁵ solicitadas por Osinergmin en la observación 7 ya han sido analizadas en los informes técnicos Principal y Complementario que sustentó la propuesta del COES, con la diferencia la primera alternativa solo difiere de lo presentado en la propuesta principal del COES, en que nuestra propuesta no reconoce todo el monto del TOP sino solo la parte correspondiente al consumo para la producción de electricidad. Por lo anterior, consideramos que no viene al caso repetir dicho análisis, quedando únicamente evaluar la tercera alternativa⁶ indicada por Osinergmin presenta los siguientes problemas:

- En esencia no es un costo variable en concordancia con el artículo 1° del DS-031, sino un costo de oportunidad. Es decir, su magnitud no es dependiente de la estructura de costos de la central sino del parque generador del SEIN en su totalidad. Se podría presentar el caso que este valor tome el costo marginal de otra central, con lo cual se le estaría programando con costos diferentes a los que realmente incurre.
- El proceso de optimización del mediano plazo puede ocasionar que, mientras mas inflexible sean las cláusulas de transporte, distribución y suministro de gas (molécula), se obtengan precios sombra más cercanos a cero, lo cual, entendemos que es todo lo contrario a lo que la sentencia trata de evitar.
- Al ser determinado con un modelo estocástico donde intervienen muchos datos pronosticados, será bastante engorroso encontrar la secuencia de cálculos que van a dar origen a los valores resultantes, constituyéndose en una especie de “caja negra”

⁴ “Al respecto, habiendo la Sala Suprema declarado nulo el DS 043-2017-EM, la política regulatoria que se encuentra a nivel reglamentario es el régimen de reporte de precios de combustibles con informe sustentatorio. contemplada en el artículo 99 del RLCE (...)”

⁵ Osinergmin solicita evaluar las alternativas considerando si el Precio de Combustible corresponde a: (i) la suma aritmética de los Precios de gas natural de suministro o boca de pozo, la tarifa de transporte y la tarifa distribución, conforme lo establece al artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, aplicando el 100% de transporte y distribución; (ii) la formulación a la que se refiere en (i) sin incluir el “Take or Pay” de Suministro y tampoco el “Ship or Pay” de Transporte y Distribución, considerando para ello el consumo real para el caso de suministro y uso real de las redes de gas (caso de transporte y distribución).

⁶ Osinergmin solicita evaluar la alternativa consistente en considerar como precios de las centrales que consumen gas natural como los precios sombras de gas natural resultado de una optimización de mediano plazo, tal como la propuesta en el Informe Técnico del Grupo de Trabajo referido al “Régimen de Declaración de Precio de Gas Natural” para la Comisión Multisectorial del Sector Eléctrico.

para la mayoría de los agentes, que podría convertirse en una fuente de discusiones y eventualmente controversias.

Como se observa, la tercera alternativa solicitada por Osinergmin no cumple con lo dispuesto en la sentencia.

6. Uno de los temas esenciales contenidos en la propuesta técnica (principal) que adopta el criterio de considerar todos los costos de transporte y distribución de gas natural (incluyendo las cláusulas *take or pay / ship or pay*) surge y se referencia en particular de la evaluación legal contenida en el Informe Legal COES/D/DJR-001-2021, resumida en su numeral 3.8:

“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.”*

En relación a la Sentencia que sirve de fuente respecto del procedimiento a aprobar junto a la normativa vigente del ordenamiento jurídico; existe coincidencia en que dicha decisión judicial no contiene un pronunciamiento expreso vinculante sobre si los costos por la aplicación de las cláusulas *take or pay o ship or pay* deben ser incluidos en los costos variables asociados a la

producción para la formación de los Costos Marginales, y siendo una alternativa de solución, la que fuera planteada en la propuesta principal, ésta debe cumplir particularmente con los principios de interdicción a la arbitrariedad, a la igualdad y de eficiencia, los cuales, son los principios abordados por la Sentencia, así como aquellas de rango superior vigentes.

La fuerza vinculante de la Sentencia se encuentra en el fallo que, al declarar nula la norma que contemplaba un determinado régimen deja dos temas claros, sin dudas: i) la necesidad de emitir una nueva regulación y ii) la nueva regulación no puede ser igual a la declarada nula, de ese modo, una opción que permita la declaración de parte de los generadores no será una alternativa válida, puesto que, la Corte Suprema ha concluido que el régimen puesto a su revisión, vulneró los principios de interdicción a la arbitrariedad, a la igualdad y de eficiencia, según la Corte Suprema, independientemente del debate o la revisión constitucional en la instancia competente.

Otro texto del fallo viene a ser la orden de “regular de conformidad con el Decreto Supremo N° 039-2017-EM”. Al margen de la imposibilidad jurídica que habría originado el sometiendo de una reglamentación a otra derogada (cuando el control por la Acción Popular es en base a las reglas de rango legal y constitucional vigente), ya la Corte Suprema estableció en su Auto del 13 de octubre de 2020, que la alusión al decreto supremo se hizo de manera referencial. De ese modo, se considera que no existe una fuerza vinculante en el Decreto Supremo N° 039-2017-EM.

Ahora bien, la fundamentación de la Sentencia se relaciona estrictamente con el fallo y no tiene por mérito dotar de fuerza normativa a sus determinados enunciados para que sean parte de las reglas que le corresponde dar al Poder Ejecutivo. De ese modo, la Sentencia pondera el acatamiento a los principios de interdicción a la arbitrariedad, a la igualdad y de eficiencia, y deja fuera al régimen que, a su entendimiento los vulneraba, ergo, la nueva regulación no debe vulnerarlos; pero no existe una nueva regulación ni en la fundamentación ni en el fallo, puesto que, constitucionalmente es una competencia del Poder Ejecutivo. De haber incluido disposiciones normativas en su decisión habría optado por una reglamentación por Sentencia del Poder Judicial y con ningún instrumento del Poder Ejecutivo podría modificarse, congelando así un régimen, apartándose de las reglas constitucionales sobre la separación de poderes.

En ese orden, la parte considerativa del Decreto Supremo N° 039-2017-EM -de carácter referencial-, describe una problemática, mas no plantea o condiciona a una solución, toda vez que, ni el propio decreto en su parte resolutive optó por alguna alternativa; por tanto, no puede considerarse de su contenido un mandato vinculante, sino, en caso sea aplicable, una fuente de interpretación sobre lo que resuelve.

En relación al Decreto Supremo N° 031-2020-EM, éste indica en su artículo 1 que, el procedimiento que proponga el COES, debe estar relacionado con: i) entrega de la información de calidad de combustible y los costos de la cadena del gas natural con un informe sustentatorio (qué debe entregarse); ii) la revisión y evaluación del COES a la información (cómo se evaluará la

información -oportunidad, medios y criterios-; iii) la determinación de los costos variables (el método y criterio de cómo esa información recabada y evaluada por el COES, se adoptará dentro de los costos variables para la formación del CMg).

Es claro de ese modo, que los agentes deberán presentar la información de costos acompañada de un informe sustentatorio (no más declaración), sin embargo, la forma de revisión y los criterios sobre qué y cómo considerar esos costos dentro de los costos variables, no estarían definidos, en espera de una solución técnica que cumplan con los principios y ordenamiento. A modo de ejemplo, en la propuesta principal el reconocimiento del costo de suministro (molécula) considera la opción de reconocer el costo respecto de lo consumido y aquello que, represente a un pago que no esté en función del consumo, no será considerado. Es decir, pese a que, constituiría un costo de suministro a cargo del Generador, el pago adicional a lo consumido (*take or pay*), e incluso forme parte de lo incurrido e informado, el criterio será no tomarlo en cuenta. Esto no ocurre en el segmento de transporte y distribución.

Para tal efecto, en concordancia a lo señalado en el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, "... el Estado Peruano debe ejecutar las acciones para acatar la Sentencia..., considerando también las disposiciones de rango constitucional y legal que no han sido objeto de pronunciamiento en la Sentencia, y que, por el principio de jerarquía normativa, legalidad y distribución de competencias, el Poder Ejecutivo está en la obligación de observar".

Por lo expuesto, en tanto la Sentencia vincula a que exista una nueva regulación y que ésta cumpla con los principios de interdicción a la arbitrariedad, a la igualdad y a la eficiencia (no somete necesariamente a que todos los costos del gas natural se incorporen en los costos variables; tal es así, que el COES no lo ha hecho en todos los casos existentes), se requiere, como se plantea en el numeral siguiente (7), la evaluación de otras alternativas.

Las alternativas sobre este extremo deben contener el detalle de cumplimiento de cada principio contenido en la Sentencia. A su vez, si una de las alternativas, resulta ser la planteada en la propuesta principal remitida, debe tenerse en cuenta lo siguiente, para la evaluación:

- Considerar que, si la declaración representó un esquema arbitrario, por qué la sujeción a costos de contratos que dependen de la voluntad exclusiva de las partes -pudiendo pactar ineficiencias-, y no estén asociados a un consumo o uso útil (reales) para la producción de electricidad, cumpliría con el principio de interdicción a la arbitrariedad.
- Considerar que, la igualdad, tiene como correlato, frente a situaciones diferentes dar tratamientos diferentes justificando tal hecho, por tanto, cómo se cumpliría con el principio de igualdad, si se trata de asemejar el reconocimiento de costos del gas natural con los de otro combustible cuyas características son diferentes (como su aprovisionamiento y almacenaje, y las respectivas reglas).
- Considerar que, con relación a la eficiencia, particularmente los artículos 42 y 43.1 de la LCE, y el 14 de la Ley N° 28832, consideran un modelo marginalista para el Mercado Mayorista de Electricidad, en base a costos marginales de suministro que promueven la

eficiencia del sector; por tanto, cómo la sujeción a costos de contratos que dependen de la voluntad exclusiva de las partes sin asociarlos a un consumo o uso útil (reales) para la producción de electricidad, cumpliría con el modelo marginalista, con la eficiencia y mínimo costo.

Finalmente, en caso se remita la propuesta complementaria (transitoria), además del análisis legal antes solicitado, ésta también debe considerar el cumplimiento de los principios de la Sentencia, lo que debe ser adecuadamente revisado y justificado, dado que sus efectos tienden a ser los mismos del régimen declarado nulo y no fue validado a través de los principios antes citados.

Respuesta COES:

Ver respuesta a las observaciones 3 y 5.

7. En base a lo explicado anteriormente, el COES deberá evaluar alternativas considerando si el Precio de Combustible corresponde a: (i) la suma aritmética de los Precios de gas natural de suministro o boca de pozo, la tarifa de transporte y la tarifa distribución, conforme lo establece al artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, aplicando el 100% de transporte y distribución; (ii) la formulación a la que se refiere en (i) sin incluir el “Take or Pay” de Suministro y tampoco el “Ship or Pay” de Transporte y Distribución, considerando para ello el consumo real para el caso de suministro y uso real de las redes de gas (caso de transporte y distribución); o (iii) los precios sombras de gas natural resultado de una optimización de mediano plazo, tal como la propuesta en el Informe Técnico del Grupo de Trabajo referido al “Régimen de Declaración de Precio de Gas Natural” para la Comisión Multisectorial del Sector Eléctrico; u (iv) otra que considere el COES.

Respuesta COES:

Ver respuesta a la observación 5.

8. En atención al esquema previsto mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM, por el cual, se les compensa a generadores eléctricos los costos de distribución de gas natural, es decir en los casos en que no incurrir en ellos sino ya es asumido por la demanda eléctrica vía un cargo tarifario, se requiere precisar el tratamiento de este caso en la propuesta de Procedimiento Técnico COES, máxime si se mantiene la alternativa de su propuesta principal remitida.

Finalmente es necesario que el sustento que remitan sobre la propuesta de modificación del PR-31, se incluya todos los archivos de cálculos y evaluaciones realizadas, a fin de contar con toda la información necesaria para las siguientes etapas del proceso de aprobación.

Respuesta COES:

El mecanismo de compensación previsto en el DS 035-2013-EM constituye un régimen especial para los generadores eléctricos que transfieren su Ducto de Uso Propio a favor de los

Concesionarios de Distribución de Gas Natural. La relación de dicho régimen con la Propuesta se ha desarrollado en la absolución de la Observación Específica N° 15.

9. Finalmente es necesario que el sustento que remitan sobre la propuesta de modificación del PR-31, se incluya todos los archivos de cálculos y evaluaciones realizadas, a fin de contar con toda la información necesaria para las siguientes etapas del proceso de aprobación.

Respuesta COES:

La información solicitada, podrá ser descargada en el siguiente enlace:

<https://gestiondocumental.coes.org.pe/std/obtnrfl/1aoDS0EY1WA=>

II. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Sobre el Precio de Suministro de gas natural (Numeral 2.1 del Anexo 3)

1. Observación 01

Comentario OSINERGMIN

Sobre la determinación del precio unitario de combustible (ya sea con uno o más comprobantes de pago)

Se debe señalar que los precios de facturación únicos en el mes, son establecidos de acuerdo a los contratos de suministros, por lo que se debe considerar que se tome directamente el precio facturado que se presenta dichos comprobantes de pago.

Respuesta COES

Observación no aceptada.

Si bien en los comprobantes de pago se muestra el precio unitario facturado por suministro de combustible, no siempre éste se encuentra representado con todos los decimales que son utilizados en la facturación, por lo que se debe recurrir a revisar el detalle de la facturación. En ese sentido, con la finalidad de garantizar que el precio unitario facturado por suministro guarde correlación con la energía consumida y el monto de pago, se sugiere mantener la metodología propuesta.

Por otro lado, otra ventaja de lo propuesto es que, permite realizar la determinación de un único precio unitario cuando se tenga más de un comprobante de pago, como resultado de la ponderación del precio unitario de cada comprobante de pago en función de la energía consumida.

2. Observación 02

Comentario OSINERGMIN

En relación a la fórmula 14, se debe precisar cuál sería el tratamiento en el numerador y denominador de la formulación, en caso se presenten notas de débito y/o crédito del mes evaluado, asimismo, como serían considerados estas notas de débito y/o crédito en cuando se informen en una fecha posterior al cierre de información del mes evaluado.

Respuesta COES

El precio unitario de combustible por suministro se obtiene del cociente del monto del pago por la energía consumida entre la cantidad de energía consumida, en función de la información del comprobante de pago emitido por el(los) Proveedor(es) de combustible. Si para dicha determinación se requieren considerar eventualmente información de notas de débito y/o crédito, toda vez que dichos documentos son emitidas en referencia a un determinado comprobante de pago inicialmente emitido, entonces serán considerados. Consideramos que no es necesaria hacer la precisión del tratamiento de las notas de débito y/o crédito en la fórmula 14, debido a que estos estarían incluidos en la denominación general sobre comprobantes de pago.

Finalmente, si estas notas de débito y/o crédito fuesen entregadas o emitidas posterior al cierre de información del mes evaluado por el COES, estas no formarán parte del precio unitario, toda vez que la propuesta de modificación establece que los Participantes Generadores termoeléctricos deben presentar la información indicada en los numerales 1.1 y 1.2, en la forma y oportunidad establecida en el Anexo 3 del PR-31.

Sobre el Precio de Transporte de gas natural (Numeral 2.2 del Anexo 3)

3. Observación 03

Comentario OSINERGMIN

En el primer párrafo se señala que el precio unitario por el transporte del combustible, corresponde al cociente de los montos facturados, entre los volúmenes asociados a los montos facturados.

Al respecto, es necesario evaluar el uso del precio unitario de transporte que se aplica en el comprobante del pago de la facturación mensual, a fin de transparentar el cálculo y representar el precio efectivamente facturado de combustible en el mes.

Respuesta COES

Observación no aceptada.

Ver respuesta a la observación 1.

Asimismo, entendemos que OSINERGMIN desea que se aplique directamente el precio unitario que se aplica en el comprobante de pago. Se ha revisado y evaluado el precio unitario de transporte que se aplica en el comprobante del pago de la facturación mensual, en base a la Tarifa por Red Principal de Transporte de Gas Natural, ajuste por índice de precios, Factor de Descuento (FD), Factor de Aplicación Tarifaria (FAT), y Factor de Uso (FU), tanto para el tipo de servicio Firme e Interrumpible, concluimos que con la aplicación de la fórmula 15, se obtiene los mismos precios unitarios; asimismo una de las ventajas de la metodología propuesta es que permite la representación de un único precio unitario, cuando se utilice en un mismo mes el servicio a firme e interrumpible. En ese sentido, mantenemos nuestra propuesta.

4. Observación 04

Comentario OSINERGMIN

En la fórmula 15 se presenta que el numerador la facturación del monto interrumpible. Sin embargo, la naturaleza de la facturación del servicio interrumpible puede provenir de un consumo elevado en un día operativo que supera la Capacidad Reserva Diaria (CRD), sin o con acuerdos de transferencias, los cuales se evalúan de forma diaria. Sin embargo, en vista que los costos variables serán de naturaleza mensual, se debe evaluar la modificación de la fórmula 15, considerando que solo en caso el consumo del mes total supere la CRD del mes (CRD x número de días del mes), se considere un ponderado de los precios unitario de transporte firme e Interrumpible con los consumos respectivos; y por el contrario en caso no supere dicha condición; sea directamente el precio unitario de transporte firme.

Respuesta COES

Observación parcialmente aceptada.

La capacidad reservada del servicio de transporte firme mensual se obtiene del producto de la Capacidad Reservada Diaria (CRD) por el número de días del mes facturado y la relación de 365/12.

Asimismo, de acuerdo a la observación realizada, se considera razonable la precisión en la fórmula 15, respecto de la consideración del servicio interrumpible, en base al registro de la energía total efectivamente transportado durante el mes de facturación. Por lo tanto, la fórmula 15, se modifica de la siguiente manera:

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

- 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 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 del mes (GJ)

etInterrumpible: Cantidad del uso de transporte interrumpible (GJ)

Para la aplicación de la fórmula 15, se considerarán “mtInterrumpible” y “etInterrumpible” igual a cero (0), si la cantidad registrada total del uso de transporte en el mes es menor a la “etFirme”.

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.

Sobre el Precio de Distribución de gas natural (Numeral 2.3 del Anexo 3)

5. Observación 05

Comentario OSINERGMIN

El primer párrafo, señala que, el precio unitario por servicio de distribución del combustible corresponde al cociente de los montos facturados, entre los volúmenes asociados a los montos del pago.

Al respecto, es necesario evaluar el uso del precio unitario de distribución que se aplica en el comprobante del pago de la facturación mensual, a fin de transparentar el cálculo y representar el precio efectivamente facturado de combustible en el mes.

Respuesta COES

Observación no aceptada.

Ver respuesta a la observación 1.

Además, considerando las modalidades de los contratos de distribución Firme o Interrumpible, también indicados en los comprobantes de pago, se ha concluido que con la aplicación de la fórmula 16, se obtiene los mismos precios unitarios. En ese sentido, no corresponde la modificación de lo indicado en la propuesta.

6. Observación 06

Comentario OSINERGMIN

En relación a la fórmula 16, el numerador presenta la facturación del monto firme e interrumpible. Sin embargo, en las facturas de los distribuidores de gas, no se observa dichos conceptos.

Por lo tanto, se debe evaluar que dicha fórmula se adecue en base a los cargos de las tarifas del servicio de distribución, como son la comercialización fija, distribución fija, y distribución variable, conforme se establece en la regulación de distribución de gas natural.

Respuesta COES

Al respecto, se debe indicar que en fórmula 16, los términos “firme” e “Interrumpible”, equivalen a los cargos del servicio de distribución “Fijo” y “Variable”, respectivamente. En ese sentido, para un mejor entendimiento sobre la aplicación de la fórmula, se ha procedido a adecuar el numeral 2.3 del anexo 3. La propuesta se muestra en la respuesta a la Observación General N° 3.

Sobre la entrega de información

7. Observación 07

Comentario OSINERGMIN

El numeral 4.2 del Anexo 3, se señala que se aplicará el precio de combustible, el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios, al respecto, cabe señalar que, tratándose de gas natural como combustible, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se aplica con un 90% de la tarifa de transporte y distribución, por lo que se estaría

tomando un “precio más económico” que podría afectar el principio de equidad. Por lo tanto, se debe evaluar si resulta conveniente considerar los precios de gas natural de las fijaciones de precios en barra, para el caso mencionado.

Respuesta COES

Observación aceptada.

La idea es subsanar la falta de presentación de la información castigando el costo variable con un valor alto. En ese sentido, algún Generador que tuviese proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación, al considerar el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios, éste sería un valor menor respecto a otras centrales que si cuentan con un valor del 100 % del precio por servicio de transporte y distribución, pudiendo estar en ventaja respecto a otras centrales. En ese sentido, se modifica el numeral 4.2 del anexo 3, para considerar el 100% de la tarifa, de la siguiente manera:

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

(...)

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 considerando el (100/90) % de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior, hasta que la información sea presentada y revisada.*

Lo mismo deberá ser reflejado en la SEGUNDA DISPOSICIÓN TRANSITORIA.

Sobre la determinación de los Costos Variables por parte del COES

8. Observación 08

Comentario OSINERGMIN

El segundo párrafo del numeral 5.1 del Anexo 3, señala que en caso los Participantes Generadores termoeléctricos no presenten la información en los numerales es 1.1 y 1.2 en la forma y oportunidad establecida en el Anexo o no subsanen las observaciones en el plazo indicado, no se actualizará el costo de combustible.

Al respecto, es importante señalar que debe existir alguna medida que incentive o penalice este comportamiento, a fin de que se presente una información precisa y oportuna, por lo que se debe evaluar de similar forma como cuando un generador se va incorporar al SEIN, se busca que sea le aplique el mayor precio de combustible gaseoso. Sin perjuicio de reportar al Osinergmin para cumplir con su rol supervisor y fiscalizador.

Respuesta COES

Observación no aceptada.

Es importante indicar que el valor del precio de combustible no varía de mes a mes, permaneciendo inalterable durante la vigencia del contrato, por lo que, no es necesario incluir un incentivo para el Generador cumpla con entregar la información correspondiente.

9. Observación 09

Comentario OSINERGMIN

En relación, al poder calorífico superior (PCS) utilizado, no se observa que esta información se consigne en todos los comprobantes de pago del servicio de transporte y de distribución; por ello, para fines de la conversión a GJ

Por tanto, se recomienda evaluar que sólo en caso no se consigne el PCS en el comprobante de pago, será el correspondiente PCS promedio mensual del gas natural suministrado por el Productor.

Respuesta COES

Observación aceptada.

En caso el valor del promedio mensual del poder calorífico superior (PCS) del combustible, no se consigne en el comprobante de pago entregado por el proveedor de combustible, este valor será igual al promedio mensual del PCS entregado por el proveedor de combustible al Participante Generador.

En ese sentido, se ha incluido en el numeral 5.2 del anexo 3 lo siguiente:

5. DETERMINACIÓN POR PARTE DEL COES DE LOS COSTOS VARIABLES

(...)

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, de no

encontrarse dicha información en el (los) comprobante(s) de pago deberá utilizar el reporte mensual de calidad de combustible entregado por el (los) proveedor (es) de combustible, 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.

10. Observación 10

Comentario OSINERGMIN

En relación a los comprobantes de pago, se indica que en algunos casos los comprobantes de pago agrupan costos, volúmenes (consumidos e interrumpibles), cantidades y/o capacidades de más de una central de generación termoeléctrica sin ninguna segmentación o distinción, en tal sentido se debe de establecer la metodología respecto a la asignación de los conceptos antes señalados en estos casos.

Respuesta COES

En algunos comprobantes de pago, no se identifica la energía consumida o pago realizado a nivel de central termoeléctrica, toda vez que el contrato entre el participante Generador y el proveedor de combustible, se realizan a nivel de empresa de generación, por ejemplo, en los contratos por servicio de transporte gas natural, asimismo algunas centrales de generación comparten un solo comprobante de pago, es decir cuentan con un solo punto de suministro, sin precisar cuáles son las centrales termoeléctricas suministradas. En ese sentido, queda a potestad del Participante Generador la segmentación o distinción para cada central termoeléctrica esto es, en el Formato 3, la empresa indicará qué comprobantes corresponde a una determinada central.

11. Observación 11

Comentario OSINERGMIN

Asimismo, respecto a los precios de cada componente (Ps, Pt, Pd) según las fórmulas de facturación, no deben superar a la facturación según los contratos de concesión o procedimientos de facturación aprobados por el regulador; esta última condición, es recomendable a fin de no incluir otros cargos que no corresponden ser reconocidos en los precios facturados.

Respuesta COES

Al respecto, se debe tener en cuenta que, con la metodología propuesta, se busca representar el costo del combustible realmente incurrido, tal como lo indica el informe legal presentado, toda vez que utiliza para su determinación los comprobantes de pago entregado por los proveedores de combustible. En ese sentido, no corresponde establecer un límite máximo.

12. Observación 12

Comentario OSINERGMIN

Si bien la presente propuesta de cálculo del costo variable, se basa en la determinación mensual de dicho costo utilizando las facturas del mes anterior, esta propuesta puede generar variaciones mensuales de los costos variables considerados para las centrales de generación. Por lo tanto, es conveniente que se realice un análisis de sensibilidad del cálculo de los costos variables determinados para las centrales usando la presente propuestas, comparado con la utilización de un valor de costo variable, calculado utilizando el promedio de los costos de la central durante los meses de estiaje y los meses de avenida del año anterior, para tener una mejor predictibilidad del costo variable de la central.

Respuesta COES

Con la finalidad de realizar la sensibilidad de los costos variables, en la figura N° 1, se muestra la evolución del costo promedio del gas natural por central termoeléctrica en los periodos de avenida y estiaje, correspondiente a los meses de diciembre 2019 a noviembre 2020; mediante la cual se observa que el costo promedio en el periodo de avenida es 2,73 USD/GJ, mientras para el periodo de estiaje presenta un costo promedio de 2,75 USD/GJ.

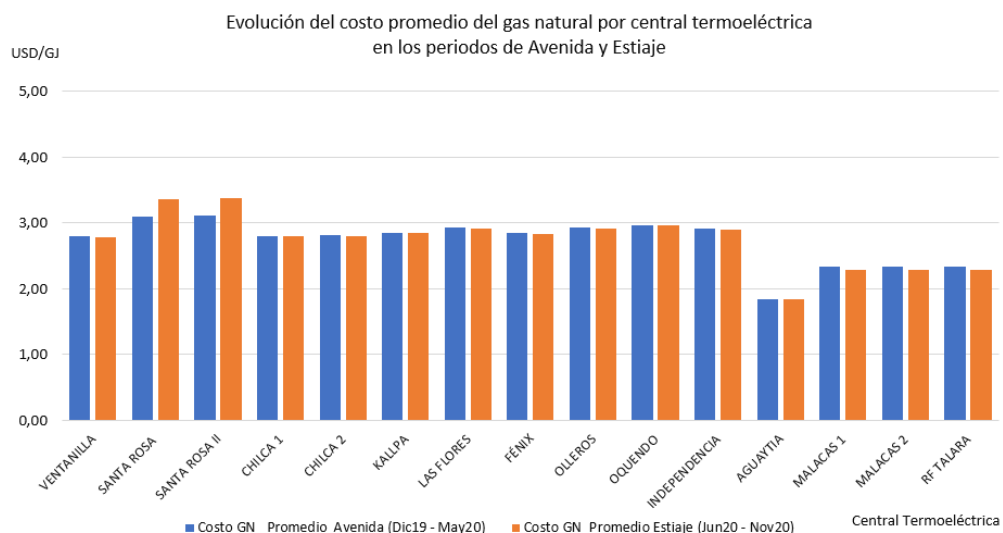


Fig. N° 1.- Evolución del costo promedio del gas natural por central termoeléctrica en los periodos de Avenida y Estiaje

Asimismo, en la figura N° 2, se muestra el comportamiento del Costo Variable Combustible (CVC) por central termoeléctrica para los meses de avenida y estiaje, considerando en el proceso de cálculo, el Consumo específico de calor (Cec) del modo de operación de mayor potencia efectiva. Como resultado de ello, se observa que para el periodo de avenida el promedio del CVC es igual a 23,78 USD/MWh, mientras que para el periodo de estiaje es 23,99 USD/MWh.

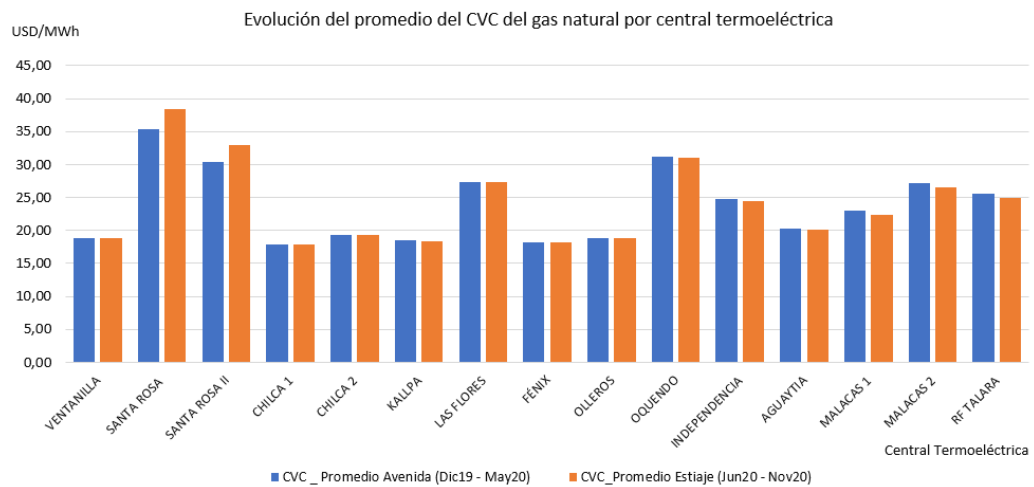


Fig. N° 2.- Evolución del promedio del CVC del gas natural por central termoeléctrica

En la figura N° 3, se muestra el promedio del CVC del gas natural, correspondiente a los periodos de avenida y estiaje, obteniendo un valor aproximado de 23,88 USD/MWh.

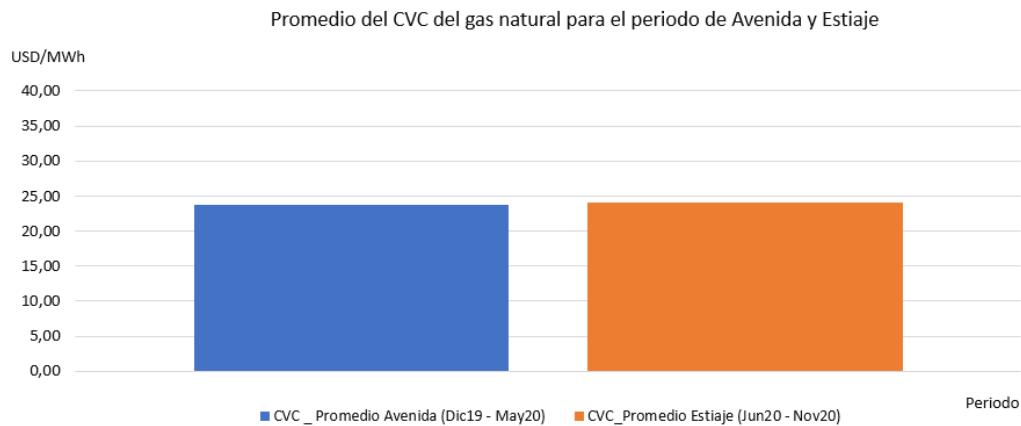


Fig. N° 3.- Promedio del CVC del gas natural para el periodo de Avenida y Estiaje

En ese sentido, como resultado del análisis de sensibilidad del CVC, que en promedio la variación para el periodo de avenida (dic19 – may20) es aproximadamente 0,88% menor respecto al periodo de estiaje (jun20 – nov20). Por lo tanto, se concluye que el CVC es cuasi constante durante todos los meses del año.

Además, hacer este tipo de promedio se alejaría de lo considerado en la Sentencia, que es el reconocimiento de los costos realmente incurridos.

Sobre la Información del Formato 3

13. Observación 13

Comentario OSINERGMIN

En relación al ítem 2 del Formato 3 “Información de precios, costos y calidad de combustible gaseoso”, es necesario consignar la información de los factores de aplicables al precio unitario del suministro, tanto el Factor A referido al nivel de contratación de las cantidades diarias de gas natural, y el Factor B, referido al nivel de Take or Pay contratado; u otros factores que se apliquen al precio de suministro de gas natural.

Respuesta COES

Tal como se menciona en el numeral 2.1 del anexo 3, el precio unitario de combustible por suministro se obtiene del cociente del monto del pago por la energía consumida entre la cantidad de energía consumida, en función del comprobante de pago emitido por el(los) Proveedor(es) de combustible; sin embargo, de manera informativa se está incluyendo en el ítem 2 del Formato 3, el precio base ajustado, factor A, factor B y factor de descuento, según información disponible en los comprobantes de pago; asimismo en



dicho formato se incluye la precisión que tanto el monto pagado y la energía consumida deben corresponder al uso del combustible para generación eléctrica.

La modificación del ítem 2 del Formato 3, antes mencionada, se muestra a continuación:

2.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR SUMINISTRO			
2.1	Central(es) Termoeléctrica(s) suministrada(s)		Corresponded a todas las centrales térmicas 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	Precio Base Ajustado	USD/GJ	Según corresponda.
2.6	Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual		Según corresponda.
2.7	Factor B: Por Take or Pay		Según corresponda.
2.8	Factor por descuento (contrato)		Según corresponda.
2.9	Energía consumida	GJ	Para uso de generación eléctrica.Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.5).
2.10	Pago realizado por la energía consumida	USD	Mostrado en el comprobante de pago.Pago realizado por la energía consumida para el uso de generación eléctrica.
2.11	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.
2.12	Precio unitario por suministro de cada proveedor	USD/GJ	Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem (2.10) y (2.11) entre la energía consumida indicada en el ítem (2.9).
2.13	Precio unitario por suministro de combustible	USD/GJ	Cuando se presente un solo comprobante de pago, corresponde al valor del ítem (2.12). Cuando se presente más de un comprobante de pago, corresponde al promedio ponderado de los precios unitarios ítem (2.12) en función de la energía consumida ítem (2.9).

Asimismo, en consideración a lo indicado en la observación específica 9, se ha modificado el texto de detalle de obtención del poder calorífico superior de combustible:

1.0 INFORMACIÓN GENERAL			
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 ³	Corresponde al promedio ponderado mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.6	Poder Calorífico Superior Transporte (PCS)	kJ/m ³	Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.7	Poder Calorífico Superior Distribución (PCS)	kJ/m ³	Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.

14. Observación 14

Comentario OSINERGMIN

En relación al ítem 3 del Formato 3 “Información de precios, costos y calidad de combustible gaseoso”, es necesario consignar la información de los factores al precio unitario del transporte, tanto el Factor de Uso, Factor de ajuste por Índices de Precios, Factores de descuento; u otros factores que se apliquen al precio de transporte de gas natural.

Respuesta COES

De acuerdo a la metodología propuesta para la determinación del precio unitario de transporte, según fórmula 15, el monto del servicio de transporte Firme e interrumpible obtenido del comprobante de pago ya incluye los diversos factores y/o ajustes (Factor de Uso (FU), ajuste por índice de precios, Factor de Descuento (FD) y Factor de Aplicación Tarifaria (FAT)) aplicados al precio por servicio de transporte. Por tanto, no es necesario consignar dicha información en el ítem 3 del Formato 3.

Por otro lado, con el fin de representar el volumen transportando de unidades volumétricas (ítem 3.6 del Formato 3) a unidades de energía, se ha procedido a crear el ítem 3.7, para una mejor identificación y aplicación de la fórmula 15. Asimismo, para facilitar el llenado de información del Formato 3, se ha adicionado algunos comentarios en los ítems 3.6, 3.7 y 3.10. A continuación se muestra los cambios antes mencionados:

3.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR TRANSPORTE				
3.1	Central(es) que utilizan el combustible transportado			Corresponde a todas las centrales térmicas que estén incluidas dentro de un mismo comprobante de pago por transporte.
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 ³		Corresponde a la suma de la capacidad reservada del servicio de transporte firme (Capacidad Reservada Diaria (CRD)*número de días del mes * 365/12) y la cantidad del uso de transporte interrumpible.
3.7	Volumen transportado mensual	GJ		Referido al Poder Calorífico Superior, utilizando el poder calorífico del ítem (1.6).
3.8	Pago por servicio de transporte	USD		Pago por el servicio de transporte de combustible.
3.9	Impuestos por servicio de transporte	USD		Impuestos que no genera crédito fiscal. No incluye recargos que por algún mecanismo se compense al Participante Generador, como el FISE u otros.
3.10	Precio unitario por transporte de combustible	USD/GJ		Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem (3.8) y (3.9) entre la energía consumida indicada en el ítem (3.7).

15. Observación 15

Comentario OSINERGMIN

En relación al ítem 4 del Formato 3 “Información de precios, costos y calidad de combustible gaseoso”, es necesario consignar toda la información de los factores que apliquen al precio unitario de distribución, u otros mecanismos de compensación equivalentes, como lo aplicado actualmente en el mecanismo de compensación aprobado por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM, siendo la CT Independencia (EGESUR) la única central beneficiaria y que actualmente esté operando, y cuyo valor del Pd sería igual a cero (0) hasta el 31 de diciembre de 2027.

Respuesta COES



En el ítem 4 del Formato 3, si se encuentra consignada toda la información necesaria para el cálculo del precio unitario de distribución.

Por otro lado, con el fin de representar el volumen distribuido en unidades de energía (GJ), tal como lo establece la fórmula 16, se ha procedido a crear el ítem 4.17. Asimismo, para facilitar el llenado de información del Formato 3, se ha adicionado algunos comentarios en los ítems 4.6 al 4.1, 4.13 al 4.18 y 4.20. A continuación se muestra los cambios antes mencionados:

4.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR DISTRIBUCIÓN			
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		
4.4	Identificación del comprobante de pago		
4.5	Mes de facturación		
4.6	Margen Comercialización Fijo	USD/(m ³ /d)-mes	Mostrado en el comprobante de pago.
4.7	Margen de Distribución Fijo	USD/(m ³ /d)-mes	Mostrado en el comprobante de pago.
4.8	Margen de Distribución Variable	USD/sm ³ -d	Mostrado en el comprobante de pago.
4.9	Margen de Comercialización Variable	USD/sm ³ -d	Mostrado en el comprobante de pago.
4.10	Capacidad Reservada Diaria (Distribución)	sm ³ /d	Mostrado en el comprobante de pago.
4.11	Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada (FCC)		Ajuste del valor del ítem (4.10).
4.12	Número de días	D	Numero de días del mes facturado.
4.13	Volumen consumido a condiciones estándar	sm ³	Mostrado en el comprobante de pago como Volumen Facturado.
4.14	Volumen facturado por servicio de distribución firme	sm ³	Corresponde al producto del ítem (4.10), (4.11) y (4.12).
4.15	Volumen facturado por servicio de distribución Interrumpible	sm ³	Volumen del ítem (4.13) por encima del volumen del ítem (4.14).
4.16	Volumen Mínimo Diario (VMD)	sm ³ /d	Mostrado en el comprobante de pago, según corresponda.
4.17	Volumen por servicio de distribución	GJ	Suma de los ítems (4.14), (4.15) y (4.16). Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.7).
4.18	Pago por servicio de distribución	USD	Mostrado en el comprobante de pago.
4.19	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.
4.20	Precio unitario por distribución de combustible	USD/GJ	Corresponde a la suma del ítem (4.18) y (4.19) entre el ítem (4.17). Referido al Poder Calorífico Superior.

Asimismo, respecto del mecanismo de compensación previsto en el DS 035-2013-EM, el cual constituye un régimen especial para los generadores eléctricos que transfieren su Ducto de Uso Propio a favor de los Concesionarios de Distribución de Gas Natural, el mismo que es beneficiario CT Independencia aprobado mediante Resolución Ministerial N° 168-2015-MEM/DM, se ha procedido a incluir en el numeral 2.3 del anexo 3, la siguiente precisión:



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

(...)

2.3 (...)

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.

En caso el Participante Generador cuenten con la aplicación del Mecanismo de Compensación regulado por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM y/o sus modificatorias, el valor "pd" será igual a cero (0).

Por último, se adjunta el texto completo de la propuesta de modificación del PR-31 con las adecuaciones indicadas en el presente documento.

Acta de Sesión de Directorio N° 569 del 1 de febrero de 2021



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

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

En Lima, el día 1 del mes de febrero de 2021, siendo las 9:00 horas, se llevó a cabo, por videoconferencia, la Sesión N° 569 del Directorio del COES, bajo la Presidencia del Ing. César Butrón Fernández y con la asistencia de los señores Directores, Ing. César Raúl Tengan Matsutahara, Dra. Mariana Cazorla Quiñones, Ing. Alberto Matías Pérez Morón e Ing. Jesús Tamayo Pacheco. Asimismo, asistieron en calidad de invitados el Ing. Leonardo Dejo Prado, Director Ejecutivo del COES, la Dra. Maritza González Chávez, Asesora Legal del Directorio, y el Abg. José Carlos Zavaleta Olguín, quien actuó como Secretario del Directorio, especialmente designado para tal fin.

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.

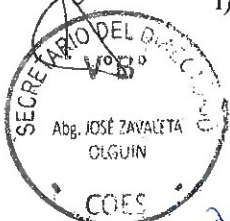
El Presidente cedió el uso de la palabra al Director Ejecutivo, quien dio cuenta del documento **COES/D-091-2021**, que contiene la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (en adelante, "PR-31").

Al respecto, el Director Ejecutivo señaló que el 21.09.2020 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la sentencia de Acción Popular emitida por la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema de Justicia de la República en el Expediente N° 28315-2019-LIMA (en adelante, "Sentencia de Acción Popular"), que declaró nulo el Decreto Supremo N° 043-2017-EM, que contenía disposiciones para la determinación del precio de gas natural por las generadoras termoeléctricas, y ordenó que el Estado peruano emita una nueva regulación sobre la materia, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 039-2017-EM.

Señaló que, en atención a lo dispuesto en la Sentencia de Acción Popular, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 19.12.2020, el cual contiene nuevas disposiciones referidas a la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica.

Indicó que, de conformidad con el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, 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 OSINERGMIN debe aprobar la modificación de los procedimientos técnicos relacionados con:

- i) La entrega de información sobre la calidad de combustible y los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, acompañados de un informe sustentatorio;





- ii) La revisión y evaluación del COES de la información presentada por los titulares de generación eléctrica;
- iii) La determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural; y,
- iv) Otros procedimientos que correspondan.

Precisó que, para efectos de tal aprobación, el COES debía presentar a OSINERGMIN, dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente la publicación del Decreto Supremo N° 031-2020-EM (plazo que culmina el 04.02.2021), la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos, teniendo en cuenta los aspectos citados en el considerando precedente.

Manifestó que, en atención a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 031-2020, emitido en cumplimiento de la Sentencia de Acción Popular, la Dirección Ejecutiva había elaborado la propuesta de modificación del PR-31.

Señalo que, para efectos de la elaboración de la propuesta de modificación del PR-31, la Dirección Ejecutiva había tenido en cuenta las siguientes premisas:

- i) Que, en la Sentencia de Acción Popular se resalta que el hecho de haber otorgado un régimen especial de declaración de precios de gas natural para las centrales termoeléctricas, y el hecho de que los costos asociados a las cláusulas *Take or Pay* (en adelante, "TOP") o *Ship or Pay* (en adelante, "SOP") se consideren como costos fijos, constituía una vulneración del principio de interdicción de la arbitrariedad, por ausencia de justificación razonable, más aún si estas cláusulas provenían de condiciones contractuales asumidas en función de la autonomía de la voluntad.
- ii) Que, la propuesta de modificación del PR-31 debía evitar la formulación de un esquema que atentara contra el principio de interdicción de la arbitrariedad, identificado en la Sentencia de Acción Popular, materializado en la ausencia de una justificación razonable para formular el régimen de costos variables para la generación eléctrica.
- iii) Que, en virtud de lo dispuesto en la Sentencia de Acción Popular, en la propuesta de modificación del PR-31 se debían reconocer los "*verdaderos costos de producción*" o "*costos realmente incurridos*", independientemente de que estos provengan de la aplicación de cláusulas TOP o SOP, sustentando la propuesta para su determinación, en criterios técnicos y económicos, enmarcados en el principio de eficiencia, así como en la normativa sectorial.
- iv) Que, los "*verdaderos costos de producción*" o "*costos realmente incurridos*" debían ser determinados según el mandato del artículo 1 del Decreto Supremo N° 031-2020, el cual dispone la aplicación del artículo 99 del RLCE, y, en tal sentido, el deber de las generadoras termoeléctricas de presentar informes sustentatorios para la determinación de sus costos variables.





Refirió que, partiendo de las premisas antes expuestas, los principales alcances de la propuesta de modificación del PR-31, elaborada por la Dirección Ejecutiva, eran los siguientes:

- En primer lugar, la propuesta de modificación detalla la información que las generadoras termoeléctricas que utilizan combustibles gaseosos, participantes del Mercado Mayorista de Electricidad (en adelante, "MME"), deben entregar mensualmente al COES, precisando que esta información debe ser acompañada de su respectivo sustento.

Al respecto, el Director Ejecutivo indicó que las generadoras termoeléctricas que utilizan combustibles gaseosos, Participantes del MME, debían presentar al COES, como información de sustento, entre otros, los comprobantes de pago entregados por los proveedores de combustible.

- En segundo lugar, la propuesta de modificación establece una nueva metodología para que las generadoras termoeléctricas que utilizan combustibles gaseosos, participantes del MME, determinen los precios unitarios por concepto de suministro, transporte y distribución del combustible gaseoso, así como el contenido del informe sustentatorio que deben presentar al COES.

Al respecto, el Director Ejecutivo indicó que la propuesta de modificación pretende otorgar a las generadoras termoeléctricas que usan combustibles gaseosos el mismo tratamiento que las generadoras termoeléctricas que usan combustibles líquidos y sólidos. En ese sentido, señaló que la propuesta reconocía como costos de suministro de las generadoras termoeléctricas los costos reales en los que había incurrido para la producción de electricidad, considerando dentro de estos la parte del TOP que efectivamente había sido usada en el periodo correspondiente y que había sido facturada a la generadora termoeléctrica por su proveedor de combustible.

Por otro lado, el Director Ejecutivo señaló que la propuesta de modificación establecía que los costos de servicio de transporte y distribución firme (SOP) e interrumpible, en la parte realmente utilizada en la producción de electricidad, debían ser considerados en la formación del costo variable de las centrales termoeléctricas a gas natural. Preciso que de esta manera se cumplía con incorporar todos los costos de producción en la determinación del precio de combustible y, por tanto, en el costo variable de las centrales termoeléctricas a gas natural.

Sobre este punto, el Director Ejecutivo señaló que no era factible sustentar técnica o económicamente que los costos asociados a las cláusulas SOP no formen parte de los costos variables de las centrales térmicas que utilizan gas natural (y, por tanto, que sean considerados como costos fijos), ya que los titulares de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan gas natural cuentan con distintos mecanismos de contratación para este servicio e, inclusive, pueden acudir al mercado secundario de gas natural.

- En tercer lugar, la propuesta de modificación establece los parámetros que debe observar el COES para evaluar los informes sustentatorios y la información que presenten las generadoras termoeléctricas al COES.





- Por último, la propuesta de modificación establece la metodología para que el COES determine los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que operan con combustibles gaseosos.

Finalmente, el Director Ejecutivo señaló que en el anexo 1 del documento COES/D-091-2021 se encontraba la propuesta de modificación del PR-31, elaborada por la Dirección Ejecutiva; mientras que, en sus anexos 2 y 3, se encontraban, respectivamente, los Informes N° COES/D/DJR-001-2021 y N° COES/D/SGI-INF-026-2021, que sustentaban legal y técnicamente dicha propuesta.

Vista la propuesta de modificación del PR-31 elaborada por la Dirección Ejecutiva y sus informes de sustento, los Directores expresaron sus opiniones al respecto, manifestando lo siguiente:

- i) Los directores César Butrón Fernández, Jesús Tamayo Pacheco, César Raúl Tengan Matsutahara y Mariana Cazorla Quiñones manifestaron su discrepancia con el diagnóstico efectuado la Dirección Ejecutiva en el Informe Técnico N° COES/D/SGI-INF-026-2021, en el que se sostiene que no es factible sustentar técnica o económicamente que los costos fijos asociados a las cláusulas SOP del servicio de transporte y distribución de gas natural no formen parte de los costos variables de las centrales térmicas que usan gas natural.

Sobre el particular, los referidos Directores consideraron pertinente dejar constancia de su opinión sobre los costos asociados al transporte y distribución de gas natural, señalando que, si bien provienen de acuerdos privados, no se puede afirmar que los generadores contratantes tuvieran plena libertad o posibilidad para elegir cualquier otra condición comercial para contratar que no fuera la SOP, por las siguientes razones:

- El numeral VII) del literal c) del artículo 110 del RLCE, emitido por el Poder Ejecutivo, condicionó los Ingresos por Potencia de las centrales termoeléctricas a gas natural a que estas contaran con contratos de transporte a firme de gas natural para cubrir el 100% de su capacidad. Ello, a fin de permitir la ampliación de la capacidad del ducto de transporte de gas natural.
- De otro lado, con respecto a la distribución de gas natural, diversas normas conllevaron a que las centrales termoeléctricas ubicadas en el distrito de Chilca se conectaran al sistema de distribución de gas natural de la empresa Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante, "CÁLIDDA") y pagaran la tarifa de distribución, de modo que las tarifas sean más competitivas y se impulse el proceso de masificación de gas natural.

Al respecto, mediante el Decreto Supremo 048-2008-EM, se creó la Tarifa Única de Distribución (unión de las tarifas de Red Principal y Otras Redes) disponiéndose que esta debía ser pagada, sin excepción, por todos aquellos consumidores que se encontraran ubicados dentro del área de concesión de CÁLIDDA.

En vista de que esta situación originó un conflicto con las centrales termoeléctricas, ubicadas en el distrito de Chilca, que contaban con autorización





para operar un ducto de uso propio que las conectaba directamente con las instalaciones de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. - TGP, mediante el Decreto Supremo N° 082-2009-EM, se estableció que dichos permisos de ducto de uso propio quedarían sin efecto cuando CÁLIDDA construyera su propia infraestructura para brindar el servicio a dichas centrales, o cuando se llegase a un acuerdo por medio del cual las generadoras transfirieran a CALIDDA sus ductos de uso propio.

Cabe precisar que las generadoras llegaron a un acuerdo con CÁLIDDA sobre la transferencia de sus ductos, dando lugar a que empiecen a pagar la tarifa de distribución de gas natural.

En ese sentido, puede apreciarse que la conexión de las centrales termoeléctricas a gas natural que estaban en el distrito de Chilca a las instalaciones de CÁLIDDA y el subsecuente pago de la tarifa de distribución fueron consecuencia de una decisión regulatoria, que tenía como propósito fomentar el proceso de masificación de gas natural dispuesto por el Estado peruano.

- Las actividades de transporte y distribución de gas natural en el Perú se desarrollan bajo condiciones monopólicas y, por tanto, los márgenes de negociación son muy estrechos en estos casos, a diferencia de lo que señala la Dirección Ejecutiva.
 - Los contratos de suministro y transporte de gas natural requieren ser de largo plazo y con ingresos garantizados para poder financiar las inversiones necesarias para la magnitud del ducto requerida y que, por economías de escala, son sobredimensionadas con respecto a los consumos de los primeros años de su vida útil.
 - Finalmente, el desarrollo del mercado secundario de gas natural en el Perú es muy limitado.
- ii) Sin perjuicio de lo expuesto, los Directores en discrepancia consideraron importante resaltar lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 30.01.2021 (dos días antes de la presente Sesión), mediante el cual se habían flexibilizado las condiciones de contratación de transporte y distribución de gas natural, descritas en el numeral precedente.

Atendiendo a estas consideraciones, señalaron que la propuesta de modificación del PR 31, no debía considerar los costos asociados a las cláusulas SOP dentro de los costos variables de gas. Sin embargo, señalaron que había que tener presente que mediante Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado recientemente, se había modificado el condicionamiento legal que exigía contratos a firme de transporte de gas a los generadores para remunerar potencia, habiéndose establecido que para efectos de la aplicación del numeral VII) del literal c) del artículo 110 del RLCE, ya no será necesario que las generadoras termoeléctricas contraten capacidad de transporte firme para poder cubrir el 100% de su necesidad de gas natural a plena carga, durante 24 horas del día, y, asimismo, ya no se tomará en cuenta la capacidad a firme de distribución.





Asimismo, consideraron que había que tener en cuenta las medidas que viene considerando el Ministerio de Energía y Minas a fin de dinamizar el mercado secundario de capacidad de transporte, lo que se evidenciaba en la publicación de un proyecto de Decreto Supremo sobre la materia, aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 360-2020-MINEM/DM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 09.12.2020.

Señalaron que a partir de las nuevas condiciones regulatorias impuestas por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM y de las relativas al mercado secundario de gas ya no habría justificación razonable para seguir considerando los costos asociados a las cláusulas SOP como fijos.

- iii) Sin embargo, los Directores consideraron pertinente destacar que los efectos del Decreto Supremo N° 003-2021-EM no serán inmediatos, debido a que su implementación llevará cierto tiempo así como para la implementación del mercado secundario de gas natural, conforme a lo señalado en su Segunda Disposición Complementaria Final del referido Decreto Supremo.

Teniendo en cuenta esta circunstancia, los Directores mencionados consideraron necesario proponer una Disposición Transitoria en la propuesta de modificación del PR-31, en la cual se establezca que los costos asociados a las cláusulas SOP seguirán considerándose como fijos hasta que se concrete la implementación del mercado secundario de gas natural, en aplicación de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 003-2021-EM.

- iv) Finalmente, el director Alberto Pérez Morón manifestó su desacuerdo con el diagnóstico realizado por los demás Directores, descrito en los considerandos precedentes, pero su acuerdo con la necesidad de incorporar la Disposición Transitoria propuesta por estos en el proyecto de modificación del PR-31, elaborado por la Dirección Ejecutiva.

En tanto todos los Directores se encontraron de acuerdo con la incorporación de la Disposición Transitoria antes referida, solicitaron al Director Ejecutivo que incluyera dicha disposición en la propuesta de modificación del PR-31, acompañada de un informe complementario de sustento, antes de ser remitida al OSINERGMIN.

- v) Por otro lado, los Directores señalaron lo siguiente con respecto a ciertos aspectos específicos de la propuesta presentada por la Dirección Ejecutiva:

- Que no estaban de acuerdo con la consecuencia propuesta por la Dirección Ejecutiva en caso los generadores no presentaran la información mensual, referida a la aplicación del costo de racionamiento, por considerarla desproporcionada.
- Consideraron que en caso los generadores no cumplan con presentar la información cuando inicie la aplicación de las nuevas reglas, se utilice como precio del gas un valor alternativo que sería precio definido por OSINERGMIN para el cálculo de los Precios en Barra.





Estando a lo señalado, los directores acordaron solicitar al Director Ejecutivo efectuar los ajustes señalados.

Estando a los considerandos precedentes, el Directorio, por unanimidad,

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.

O.D.2 RECURSO DE APELACIÓN PRESENTADO POR COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A. EL 28.12.2020 CONTRA LA DECISIÓN COES/D-850-2020, QUE DECLARÓ INFUNDADO SU RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LOS INFORMES QUE APROBARON LOS PROGRAMAS DIARIOS DE OPERACIÓN ELABORADOS PARA EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 03.10.2020 HASTA EL 17.10.2020, EN EL EXTREMO RELATIVO A LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 043-2017-EM.

Solicitud de Incorporación presentada por KALLPA GENERACIÓN S.A. (en adelante, “KALLPA”) el 19.01.2020.

Solicitud de Incorporación presentada por ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (en adelante, “ENGIE”) el 20.01.2020.

El Presidente indicó que **COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.** (en adelante, “CELEPSA”) presentó recurso de apelación el 28.12.2020 contra la Decisión COES/D-850-2020 (en adelante, “Decisión Impugnada”), que declaró infundado su recurso de reconsideración contra los informes COES/D/DO/SPR-IPDO-277-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-278-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-279-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-280-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-281-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-282-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-283-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-284-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-285-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-286-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-287-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-288-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-289-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-290-2020 y COES/D/DO/SPR-IPDO-291-2020, que aprobaron los Programas Diarios de Operación elaborados para el periodo comprendido entre el 03.10.2020 hasta el 17.10.2020 (en adelante, “PDO”), en el extremo relativo a la aplicación del Decreto Supremo N° 043-2017-EM.

Señaló que KALLPA y ENGIE solicitaron su incorporación al procedimiento de impugnación iniciado por CELEPSA.

Indicó que mediante documento COES/P-0019-2021 se invitó a CELEPSA, KALLPA y ENGIE a sustentar su recurso de apelación y sus solicitudes de incorporación, respectivamente, en la presente Sesión; no obstante, las referidas empresas no dieron respuesta a la invitación cursada.

A continuación, el Directorio, considerando lo siguiente:






1. El recurso de apelación, materia de la presente Orden del Día, ha sido presentado por CELEPSA dentro del plazo previsto en el numeral 11.5 del artículo Décimo Primero del Estatuto del COES.
2. Mediante el recurso de apelación, CELEPSA solicita que se revoque la Decisión Impugnada, en el extremo que declaró infundado su recurso de reconsideración contra los PDO, debido a que, según su posición, estos PDO consideran "(...) lo establecido en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, conforme a su última modificación realizada a través del Decreto Supremo N° 043-2017-EM, norma que fue declarada nula [por inconstitucional] y dejada sin efecto con alcances generales mediante Sentencia de Acción Popular N° 23815-2019 (...) publicada en el Diario Oficial El Peruano, con fecha 21 de septiembre de 2020". En línea con ello, CELEPSA solicita que se "declare la existencia de un error" en los PDO.
3. CELEPSA señala que la Decisión Impugnada le causa agravio debido a que, para efectuar el despacho económico en los PDO, el COES ha aplicado lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 043-2017-EM, norma que ha sido declarada nula mediante la Sentencia de Acción Popular N° 23815-2019. Señala que el referido Decreto Supremo permite que los generadores térmicos que utilizan gas natural participen en el despacho económico en condiciones que los ponen en ventaja sobre todos los demás generadores, incluyendo a CELEPSA.

4. Fundamentos del Recurso de Apelación de CELEPSA

- a. Según CELEPSA, la Sentencia de Acción Popular N° 23815-2019 (en adelante, "Sentencia de Acción Popular"), publicada en el Diario Oficial El Peruano el 21.09.2020, declaró nulo el Decreto Supremo N° 043-2017-EM (en adelante, "DS 043-2017"), que modificó por última vez el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM (en adelante, "DS 016-2000"), debido a que este había vulnerado los siguientes principios constitucionales y dispositivos legales:
 - Principio de interdicción de la arbitrariedad: Según CELEPSA, en la Sentencia de Acción Popular se estableció que el DS 043-2017, en la práctica, otorgaba una ventaja injustificada a un sector de las empresas generadoras, en perjuicio de los demás actores, debido a que, en sus declaraciones de precios del gas natural, les permitía asumir que las obligaciones de compra *take or pay* o *ship or pay* eran costos fijos y, con ello, les permitía manipular el mercado a su conveniencia, en base a acuerdos entre privados. Agrega que esto había ocurrido aun cuando el propio Ministerio de Energía y Minas (en adelante, "MINEM") había reconocido que las empresas generadoras debían declarar sus verdaderos costos de producción.
 - Principio de igualdad: Según CELEPSA, en la Sentencia de Acción Popular se estableció que no existía ninguna disposición en el ordenamiento jurídico que justificara la diferenciación efectuada por el MINEM en el DS 043-2017, por la cual un sector específico de actores del mercado eléctrico podía declarar costos distintos a los que realmente incurrían.
 - Artículos 8, 42, 47 y 51 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 12 de la Ley N° 28832: Según CELEPSA, en la Sentencia de Acción Popular se estableció que el DS 043-2017 vulneraba los artículos 8, 42, 47 y 51 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el principio de eficiencia (que exige la generación de electricidad al mínimo costo), regulado en el artículo 12 de la Ley N° 28832, debido a que modificaba su contenido y alteraba el esquema que rige el mercado eléctrico peruano.





- b. CELEPSA afirma que la Sentencia de Acción Popular es vinculante para el COES desde el 22.09.2020, y, por tanto, el COES no puede considerar la aplicación del DS 043-2017 en el despacho económico, ni en la determinación de los costos marginales de corto plazo, por haber sido declarado nulo.
- c. Sobre el particular, CELEPSA señala que, de conformidad con el artículo 82 del Código Procesal Constitucional, las sentencias firmes recaídas en los procesos de acción popular tienen autoridad de cosa juzgada, vinculan a todos los poderes públicos y producen efectos generales (*erga omnes*) desde el día siguiente a la fecha de su publicación. En tal sentido, en vista de que la Sentencia de Acción Popular fue publicada en el Diario Oficial El Peruano el 21.09.2020, todos los poderes públicos y, en general, todas las personas (incluyendo al COES), se encuentran obligadas a cumplir con lo dispuesto en ella desde el 22.09.2020.
- d. En línea con ello, CELEPSA afirma que los efectos de la cosa juzgada en la Sentencia de Acción Popular impiden la emisión de cualquier acto o pronunciamiento que contravenga lo decidido a través de ella. CELEPSA precisa que estos efectos no se limitan al fallo (parte resolutive) de la Sentencia de Acción Popular, sino que también comprenden su parte considerativa; por lo que ambas partes (considerativa y resolutive) son las vinculantes para el COES.
- e. CELEPSA señala que en los PDO el COES ha incumplido manifiestamente con lo dispuesto en la Sentencia de Acción Popular, ya que ha aplicado de forma indebida el DS 043-2017, al considerarse precios de gas natural distintos para empresas generadoras que tienen los mismos proveedores sujetos a precios regulados (de suministro y transporte), basándose en contratos privados, lo que ha distorsionado el despacho eficiente.
- f. Continuando con su argumentación, CELEPSA sostiene que, con la declaratoria de nulidad del DS 043-2017 efectuada por la Sentencia de Acción Popular, la última modificación del artículo 5 del DS 016-2000 fue expulsada del ordenamiento jurídico. En tal sentido, en vista de que el artículo 5 del DS 016-2000 establecía una regla de excepción para los precios de generación con gas natural, respecto de la norma general establecida en el artículo 99 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, "RLCE"), hasta que no se promulgue un nuevo decreto supremo que regule la declaración de precios de gas natural para generación eléctrica, tal declaración debe efectuarse siguiendo las reglas que se aplican a todos los demás combustibles conforme al referido artículo 99 del RLCE.
- g. Sobre este punto, CELEPSA afirma que el COES cuenta con información sobre el precio efectivamente pagado por las centrales térmicas por el suministro, transporte y distribución de gas natural, y que, con esta información, puede realizar el despacho económico conforme a lo establecido en el artículo 99 del RLCE.
- h. En la misma línea, CELEPSA señala que, al haberse excluido del ordenamiento jurídico el DS 043-2017, que modificó el artículo 5 del DS 016-2000, también se han excluido del ordenamiento jurídico todas las normas que desarrollan su aplicación, en especial, el Anexo 3 del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación, aprobado por Resolución N° 156-2016-OS/CD (en adelante, "PR-31"), por lo que el COES no puede aplicar estas normas para la determinación del despacho económico y el cálculo de los costos marginales de corto plazo.
- i. Por otro lado, CELEPSA afirma que, si bien la Sentencia de Acción Popular ha ordenado que el MINEM emita una nueva norma que regule la declaración de precios de gas natural para generación eléctrica, ello no suspende los efectos de la nulidad y la expulsión del ordenamiento jurídico del DS 043-2017 y del artículo 5 del DS 016-2000.





- j. Al respecto, CELEPSA señala que la Sentencia de Acción popular es absolutamente clara al establecer que el régimen especial para la determinación de los costos variables de las centrales de generación térmica con gas natural es inconstitucional.
- k. En ese sentido, CELEPSA afirma que el COES no puede ni debe esperar a la emisión de una nueva norma por el MINEM para acatar lo establecido en la Sentencia de Acción Popular. De ser este el caso, según CELEPSA, las decisiones del COES devendrían en nulas al estar fundamentadas en una norma reglamentaria que ha sido dejada sin efecto a partir del 22.09.2020, a través de una sentencia firme; máxime cuando existe un régimen general, regulado por el artículo 99 del RLCE, para todas las centrales de generación que puede ser aplicado por el COES hasta que el MINEM emita una nueva norma.

5. Fundamentos de la Solicitud de Incorporación de KALLPA

- a. KALLPA solicita que el recurso de apelación presentado por CELEPSA sea declarado infundado.
- b. Al respecto, KALLPA señala que, de conformidad con el artículo 78 del Código Procesal Constitucional, la inconstitucionalidad de una norma (y, por ende, su expulsión del ordenamiento jurídico) no puede ser tácita, sino que debe ser expresamente indicada en la sentencia.
- c. En este caso, KALLPA sostiene que la Sentencia de Acción Popular declaró nulo únicamente el DS 043-2017 y no declaró nula ninguna otra norma. Por tanto, según KALLPA, el COES no habría podido dejar de aplicar lo dispuesto en el PR-31 en los PDO, dado que esta norma no se encuentra dentro de los alcances de la Sentencia de Acción Popular.
- d. Por otro lado, KALLPA afirma que la Sentencia de Acción Popular no tiene efectos retroactivos, por lo que el COES debe seguir aplicando las normas que dicha sentencia no ha derogado y considerar vigente los actos consumados durante la vigencia del DS-043-2017.
- e. Al respecto, KALLPA señala que, de acuerdo con el artículo 81 del Código Procesal Constitucional, la sentencia que declara fundada una demanda de acción popular no tienen efectos retroactivos, salvo que los jueces que la expiden digan expresamente lo contrario.
- f. Según KALLPA, en este caso, la Sentencia de Acción Popular no tiene ninguna disposición que establezca el efecto retroactivo del pronunciamiento contenido en ella. Por tanto, en aplicación del artículo 82 del Código Procesal Constitucional, la Sentencia de Acción Popular produjo efectos a partir del 22.09.2020 (día siguiente a su publicación en el Diario Oficial El Peruano) y es a partir de esta fecha que el DS 043-2017 (y solamente esta norma) no pertenece más al ordenamiento jurídico peruano.
- g. En línea con ello, KALLPA sostiene que la Sentencia de Acción Popular no puede modificar hechos que hayan surtido efectos y/o se hayan consumado en fecha anterior a su publicación. Dentro de estos hechos o actos consumados, anteriores a la publicación de la Sentencia de Acción Popular, KALLPA identifica la última declaración del precio único de gas natural efectuada por las empresas generadoras en junio de 2020, así como las declaraciones anteriores a esta; la última modificación del PR-31 aprobada por la Resolución N° 193-2018-OS/CD del 17.12.2018; y, el Informe COES/D/SGI-106-2020, emitido el 26.06.2020, por el que el COES determinó los precios de gas natural de los generadores termoeléctricos aplicables para el periodo junio 2020- junio 2021.






- h. Finalmente, KALLPA señala que, en virtud de lo dispuesto en la parte resolutive de la Sentencia de Acción Popular, el Estado debe emitir una norma. Sin embargo, KALLPA indica que, hasta que ello ocurra, el COES debe seguir determinando los costos variables de gas natural de las centrales termoeléctricas para el despacho económico, tomando como base la información ya declarada por los titulares de dichas centrales.

6. Fundamentos de la Solicitud de Incorporación de ENGIE

- a. ENGIE solicita que el recurso de apelación presentado por CELEPSA sea declarado infundado.
- b. Al respecto, ENGIE señala que los argumentos del recurso de apelación son incorrectos respecto a la interpretación de la Sentencia de Acción Popular y respecto a los efectos de dicha sentencia, en la medida que CELEPSA pretende atribuirle efectos que no han sido dispuestos por la Corte Suprema de Justicia de la República.
- c. Sobre el particular, ENGIE sostiene que, si bien la Sentencia de Acción Popular dispuso la nulidad del DS 043-2017, ello no significa que tenga efectos retroactivos como pretende CELEPSA. En esa línea, sostiene que, si la Corte Suprema de Justicia de la República le hubiese querido dar efectos retroactivos a la declaración de nulidad del DS 043-2017, la Sentencia de Acción Popular así lo habría declarado, conforme a lo dispuesto en el artículo 81 del Código Procesal Constitucional.
- d. Por ese motivo, ENGIE señala que la declaración de nulidad del DS 043-2017 debe operar hacia futuro y no afecta la validez de los actos adoptados mientras el DS 043-2017 estuvo vigente.
- e. Finalmente, ENGIE sostiene que el artículo 78 del Código Procesal Constitucional establece que la sentencia que declara la ilegalidad o inconstitucionalidad de la norma impugnada declarará igualmente la de aquella otra a la que debe extenderse por conexión o consecuencia. Indica que, en el presente caso, la Sentencia de Acción Popular solo ha declarado la nulidad DS 043-2017 y no de otras normas, como pretende que se interprete CELEPSA.

ANÁLISIS DEL RECURSO DE APELACIÓN:

7. En el recurso de apelación, CELEPSA sostiene que los PDO contienen “errores”, debido a que consideran la aplicación del DS 043-2017, que modificó el artículo 5 del DS 016-2000, a pesar de que este fue declarado nulo, por inconstitucional, mediante la Sentencia de Acción Popular, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 21.09.2020; así como, también, la aplicación de las disposiciones del PR-31, que desarrollan el DS 043-2017. En ese sentido, CELEPSA solicita que se “declare la existencia de un error” en los PDO, en tanto estos debieron ser elaborados considerando lo dispuesto en el artículo 99 del RLCE.
8. A fin de contextualizar la pretensión de CELEPSA, es necesario precisar que el DS 043-2017, declarado nulo por la Sentencia de Acción Popular, regulaba la declaración del precio único de gas natural, en el caso de las unidades de generación que operan con dicho combustible, con la finalidad de determinar sus costos variables. Estos costos variables son utilizados en la programación del despacho, que se determina en los PDO.
9. Asimismo, el PR-31, en su Anexo 3, regula la forma y oportunidad en la que los titulares de las unidades de generación que operan con gas natural deben presentar al COES el precio único de gas natural, así como la metodología para su determinación.





10. Precisado ello, corresponde señalar que los PDO no han considerado, en ningún extremo, la aplicación del DS 043-2017-EM, debido a la declaración de su nulidad por la Sentencia de Acción Popular, la cual tiene efectos vinculantes desde el 22.09.2020 (día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano), conforme a lo dispuesto en el artículo 82 del Código Procesal Constitucional.
11. Lo que sí ha considerado para la elaboración de los PDO son los costos variables calculados a partir de los precios de gas natural recogidos en el Informe N° COES/D/SGL-106-2020, de fecha 26.06.2020, que contiene la "Determinación de Precio de Gas Natural para el período julio 2020 - junio 2021" (en adelante, "Informe de Precios de Gas Natural"), los cuales fueron determinados de acuerdo con las disposiciones del PR-31. Ello, en vista de que, ni el Informe de Precios de Gas Natural, ni las disposiciones del PR-31 en las que se sustenta, se encuentran dentro del alcance de los efectos de la Sentencia de Acción Popular.
12. En este contexto, es importante precisar que las disposiciones del PR-31 no han sido objeto de análisis y/o cuestionamiento en el proceso en el que se emitió la Sentencia de Acción Popular, pues la única norma impugnada en dicho proceso fue el DS 043-2017.
13. Asimismo, las disposiciones del PR-31 no han sido expresamente declaradas por el órgano jurisdiccional, por conexión o consecuencia, como ilegales o inconstitucionales. Así se puede apreciar en la partes considerativa y resolutive de la Sentencia de Acción Popular.
14. Ahondando en este punto, el artículo 78 del Código Procesal Constitucional, referido a la ilegalidad o inconstitucionalidad de normas conexas en procesos de acción popular e inconstitucionalidad, establece lo siguiente: *"La sentencia que declare la ilegalidad o inconstitucionalidad de la norma impugnada, declarará igualmente la de aquella otra a la que debe extenderse por conexión o consecuencia"*.
15. Como puede apreciarse, si bien las sentencias emitidas en procesos de acción popular o inconstitucionalidad pueden establecer, por conexión o consecuencia, la ilegalidad o inconstitucionalidad de una norma que no ha sido invocada por el demandante, tal supuesto requiere de una declaración expresa del órgano jurisdiccional en la propia sentencia.
16. Esta interpretación ha sido desarrollada por el Tribunal Constitucional en el proceso de inconstitucionalidad recaído en el Expediente 0012-2014-PI/TC, en donde sostiene que *"el órgano competente para hacer uso de la denominada 'inconstitucionalidad por conexidad o consecuencia' es el Tribunal Constitucional, y la etapa procesal para realizar dicho examen, es al momento de sentenciar, siempre que se trate de una norma no invocada por el demandante y que la misma complementa, precise o concrete el supuesto o la consecuencia de la norma declarada inconstitucional (fundamento 77 de la STC 0045-2004-PI/TC; fundamento 8 de la STC 0017-2013-PI/TC y fundamento II del ATC 0023-2013-PUTC)"*.
17. En el presente caso, a pesar de que la Sentencia de Acción Popular pudo declarar expresamente la ilegalidad o inconstitucionalidad de las disposiciones del PR-31, por conexión o consecuencia del DS 043-2017, no lo hizo. En consecuencia, no hay motivos para asumir que las disposiciones del PR-31 no se encuentran vigentes en virtud de lo dispuesto en la Sentencia de Acción Popular y, por tanto, son plenamente aplicables.
18. Por otro lado, corresponde señalar que la Sentencia de Acción Popular no ha dispuesto efectos retroactivos, por lo que no podría modificar o alterar normas o actos emitidos previos a su publicación el 21.09.2020, en el Diario Oficial El Peruano, tales como las disposiciones del PR-31 o el Informe de Precios de Gas Natural.





19. Sobre el particular, el artículo 82 del Código Procesal Constitucional establece que las sentencias emitidas en procesos de acción popular "(...) vinculan a todos los poderes públicos y producen efectos generales desde el día siguiente a la fecha de su publicación".
20. En ese sentido, la regla general es que las sentencias emitidas en proceso de acción popular tienen efectos constitutivos. Así, la norma declarada ilegal o inconstitucional por la sentencia es expulsada del ordenamiento jurídico peruano a futuro, desde el día siguiente de la publicación de la sentencia en el Diario Oficial El Peruano.
21. No obstante, el artículo 81 del Código Procesal Constitucional contiene una excepción a esta regla general al establecer que "*Las sentencias fundadas recaídas en el proceso de acción popular podrán determinar la nulidad, con efecto retroactivo, de las normas impugnadas. En tal supuesto, la sentencia determinará sus alcances en el tiempo (...)*".
22. En virtud de la excepción establecida en el artículo 81 del Código Procesal Constitucional, las sentencias emitidas en procesos de acción popular pueden tener efectos declarativos y, de esta manera, hacer que las normas declaradas inconstitucionales y/o ilegales lo sean de forma previa a la sentencia. Para tal efecto, la sentencia que "declara" la inconstitucionalidad y/o ilegalidad de la norma, debe establecer expresamente que lo hace con efectos retroactivos y determinar sus efectos en el tiempo.
23. En el presente caso, la Sentencia de Acción Popular no contiene ninguna disposición que establezca su efecto retroactivo y tampoco señala sus alcances en el tiempo. Por lo tanto, en concordancia con lo dispuesto por el artículo 82 del Código Procesal Constitucional, debe considerarse que la Sentencia de Acción Popular produjo efectos desde el 22.09.2020, día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano y, así, no podría afectar los actos previos a sus efectos, tales como el PR-31 y el Informe de Precios de Gas Natural.
24. En el recurso de apelación, CELEPSA interpreta que, desde el 22.09.2020, día siguiente de la publicación de la Sentencia de Acción Popular, el COES ya no puede aplicar las normas que desarrollan las disposiciones del DS 043-2017 declarado nulo y los actos emitidos en el marco de dicho decreto supremo. Sin embargo, dicho razonamiento no toma en cuenta que la Sentencia de Acción Popular no ha dispuesto su efecto retroactivo en relación con a las disposiciones del PR-31 y el Informe de Precios de Gas Natural.
25. En concordancia con lo expuesto, ni las disposiciones del PR-31, ni el Informe de Precios de Gas Natural, que sustentan los PDO, han perdido sus efectos, ya que la Sentencia de Acción Popular no tiene efectos retroactivos; y, porque tanto el PR-31 como el Informe de Precios de Gas Natural se emitieron antes de la publicación de la Sentencia de Acción Popular en el Diario Oficial "El Peruano".
26. Por otro lado, en el recurso de apelación, CELEPSA sostiene que, como consecuencia de la nulidad del DS 043-2017 declarada por la Sentencia de Acción Popular, "*en tanto no se promulgue un nuevo decreto supremo para el reporte de precios de gas natural para generación eléctrica, este debe hacerse siguiendo las mismas reglas que aplican a todos los demás combustibles conforme al referido artículo 99° del RLCE*".
27. No obstante, la Sentencia de Acción Popular no contempla lo solicitado por CELEPSA en su recurso de apelación, en el sentido de disponer la aplicación del artículo 99 del RLCE para la declaración de los precios de gas natural por parte de los titulares de las unidades de generación que operan con dicho combustible. Por el contrario, en su parte resolutive, la Sentencia de Acción Popular ha ordenado al Ministerio de Energía y Minas que emita un Decreto Supremo que regule nuevamente la materia abordada por el DS 043-2017 declarado nulo.





28. En línea con ello, si en la Sentencia de Acción Popular se hubiese tenido la decisión de aplicar automáticamente el régimen dispuesto en el artículo 99 del RLCE frente a la nulidad del DS 043-2017, no se habría ordenado al Ministerio de Energía y Minas que emita una nueva regulación. Habría bastado que se declare la nulidad del DS 043-2017 y que se ordene la aplicación del artículo 99 del RLCE.
29. En ese sentido, se puede concluir que no corresponde aplicar el artículo 99 del RLCE en la declaración de precios de gas natural, ya que ello no ha sido dispuesto por la Sentencia de Acción Popular.
30. En este contexto, es importante señalar que, con la finalidad de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Sentencia de Acción de Popular, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado el 19.12.2020. De acuerdo con este Decreto Supremo, el COES debe presentar al OSINERGMIN una propuesta de modificación de los procedimientos técnicos relacionados con, entre otros, la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural. Por su parte, corresponde a OSINERGMIN evaluar y aprobar la referida propuesta.
31. Ahora bien, hasta que el OSINERGMIN apruebe la modificación de los procedimientos técnicos dispuesta por el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, y dado que la Sentencia de Acción Popular ha declarado únicamente la nulidad del DS 043-2017, corresponde que el COES aplique las disposiciones del PR-31 vigente, así como los precios de gas natural determinados en el Informe de Precios de Gas Natural.
32. Al respecto, el COES debe continuar aplicando las disposiciones del PR-31 vigente, ya que, al ser una entidad privada, no puede ejercer control difuso con la finalidad de inaplicar lo regulado por dicho procedimiento técnico, en tanto que tal facultad es exclusiva de los órganos jurisdiccionales.
33. Asimismo, el COES no podría dejar de aplicar las disposiciones del PR-31 vigente, ya que, conforme a lo dispuesto en su Estatuto, se encuentra obligado a aplicar lo dispuesto en los procedimientos técnicos aprobados por OSINERGMIN; máxime si se considera que las disposiciones del PR-31 no han sido derogadas ni dejadas sin efecto por algún órgano jurisdiccional.
34. Este razonamiento también es aplicable al Informe de Precios de Gas Natural, ya que este no ha sido declarado nulo o ilegal por algún órgano jurisdiccional.
35. En concordancia con lo señalado, no se advierte que los PDO incumplía, de alguna manera, lo expresamente resuelto en la Sentencia de Acción Popular.
36. Por lo expuesto, este Colegiado no encuentra elementos que justifiquen la revocación de la Decisión Impugnada, conforme a lo pretendido por CELEPSA. En consecuencia, corresponde declarar infundado el recurso de apelación presentado por dicha empresa.

Estando a las consideraciones que anteceden, el Directorio, por unanimidad,

ACORDÓ:

Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación presentado por **COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.** el **28.12.2020** contra la Decisión COES/D-850-2020, que declaró infundado su recurso de reconsideración contra los informes COES/D/DO/SPR-IPDO-277-





2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-278-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-279-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-280-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-281-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-282-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-283-2020, COES/D/DO/SPRI-PDO-284-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-285-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-286-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-287-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-288-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-289-2020, COES/D/DO/SPR-IPDO-290-2020 y COES/D/DO/SPR-IPDO-291-2020, que aprobaron los Programas Diarios de Operación elaborados para el periodo comprendido entre el 03.10.2020 hasta el 17.10.2020, en el extremo relativo a la aplicación del Decreto Supremo N° 043-2017-EM.

Siendo las 12:00 horas, el Presidente dio por concluida la sesión.

Luego de redactada y leída el acta, los Directores la suscriben en señal de aprobación, a los cuatro días del mes de febrero de 2021.

Ing. César Butrón Fernández

Ing. César Raúl Tengán Matsutahara

Ing. Alberto Pérez Morón

Dra. Mariana Cazorla Quiñones

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Abg. José Carlos Zavafeta Olguín
Secretario del Directorio



ANEXO 1 DEL ACTA DE LA SESIÓN DE DIRECTORIO N° 569

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"> ▪ Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD del 16 de junio de 2016. ▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 201-2017-OS/CD del 26 de setiembre de 2017. ▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 193-2018-OS/CD del 17 de diciembre de 2018. ▪ Corregido por el Fe de Erratas de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 29.12.2018. <p>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.</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 Generadores¹, 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

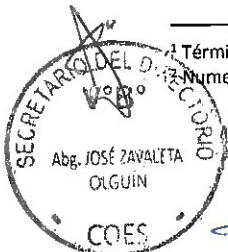
El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

- 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)².
- 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

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





Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

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

4 RESPONSABILIDADES

4.1 De los Participantes Generadores³

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 Generadores⁴ para el cálculo de los CV.
- 4.2.2 Proveer la plataforma virtual (Extranet) para que los Participantes Generadores⁵ 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 GENERADORES⁶ AL COES

- 5.1 Los Participantes Generadores⁷ 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 Generadores⁸ 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 Generadores⁹ 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

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

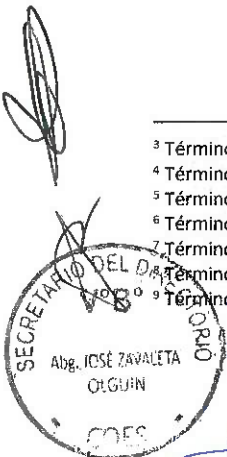
⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

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

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

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

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





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.

5.2 Los Participantes Generadores¹⁰ termoeléctricos deberán entregar al COES determinada información y documentación según lo siguiente:

5.2.1 En el caso de Participantes Generadores¹¹ 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 1¹².
- (ii) **Derogado¹³**
- (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 Generadores¹⁴ 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) **Derogado¹⁵**

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 3.¹⁶

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

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

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

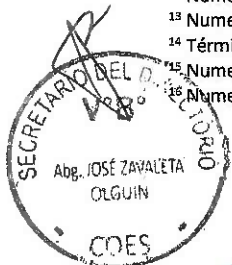
¹² Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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

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

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

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





registrado en la base de datos del COES al momento de su aplicación, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos correspondientes.¹⁷

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.¹⁸

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)¹⁹

Se determinará con la fórmula (3).

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

Dónde:

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

cc : Costo del combustible de la Unidad de Generación (S/ /kg, USD/kg, S/ /l, USD/l, S/ /m³, USD/m³).²¹

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/m³).

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.²²

¹⁷ Numeral modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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

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

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

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

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





6.2.1.1 Consumo específico de calor (Cec)²³

El Cec, para efectos de la programación, se determina en función de la relación "Cec 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 Generador²⁴ 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 (ccl)

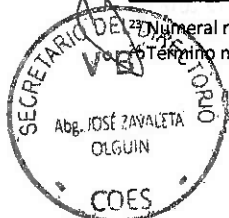
Calculado con información proporcionada según Anexo 1, con la fórmula 5

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

Dónde:

- cc_l* : 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).

²³ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.
²⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.





6.2.1.2.2 Costo de combustible sólidos (ccs)²⁵

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

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

Dónde:²⁶

- 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 (ccg)

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

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

Dónde:

- ccg : 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_g 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.

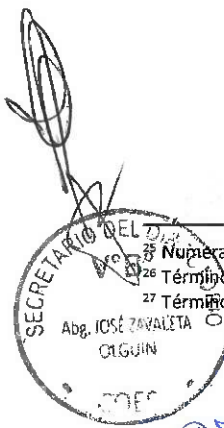
6.2.2 Costo Variable No Combustible (CVNC)

Se determinará con la fórmula 7 8.

$$CVNC = CVONC + CVM \dots \dots \dots (07) (8)$$

Dónde²⁷:

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



²⁵ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.
²⁶ Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.
²⁷ Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.



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 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 Generador²⁸ y evaluados por el COES, en la misma oportunidad en que se sustenten el costo variable de mantenimiento.

$$CVONC = \sum_{j=1}^n ga_j \times ca_j \dots \dots \dots (8) 9$$

Dónde:

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

ga_j : Consumo específico del agregado j (kg/kWh, l/kWh, m³/kWh) calculado sobre el período de los últimos cuatro años.³⁰

ca_j : Costo unitario del agregado j (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m³ o USD/m³).³¹

j : Número total de agregados.

Sustentados por el Participante Generador³² 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.

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

Dónde:³³

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

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

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

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

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

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

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





- CCbefa** : Costo de combustible de arranque y de baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (S/ o USD).
- 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)³⁴

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.

$$CCbefa = cc \times (G^a + G^c) \dots \dots \dots \quad \text{~~(10)~~ 11}$$

Dónde:

- CCbefa** : Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (S/ o USD).³⁵
- cc** : Costo del combustible (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m³ o USD/m³).³⁶
- G^a** : Consumo de combustible desde el arranque hasta antes de la puesta en paralelo (kg, l, m³), 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, m³), 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)³⁷

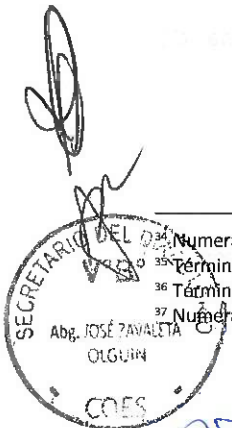
Son los costos por el combustible consumido en los procesos de parada, y los reconocidos por consumo a baja eficiencia en las Rampas de Disminución de Generación de la Unidad de Generación termoeléctrica. Se determina con la fórmula ~~11~~ 12.

$$CCbefp = cc \times (G^d + G^p) \dots \dots \dots \quad \text{~~(11)~~ 12}$$

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/m³).



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

³⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergrmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

³⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergrmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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



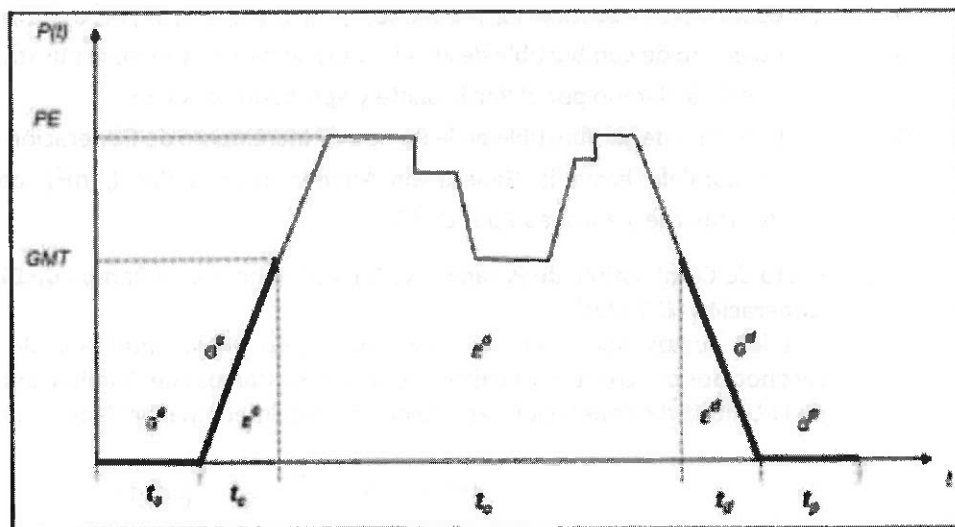
G^d : Consumo de combustible en la Rampa de Disminución de Generación desde Generación Mínima Técnica hasta fuera de paralelo (kg, l, m^3), declarado por el Participante y aprobado por COES.

G^p : Consumo de combustible desde que sale de paralelo hasta la parada de la Unidad de Generación (kg, l, m^3), 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 Generador³⁸ en base a pruebas y documentación del fabricante verificados por el COES.

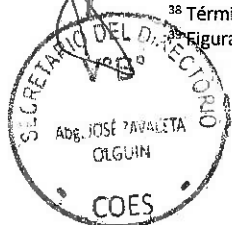
En la Figura N° 1 se muestran los procesos de consumo de combustible de arranque, Rampa de Incremento de Generación, operación, Rampa de Disminución de Generación y parada de la Unidad de Generación termoeléctrica.

Figura N° 1³⁹



- 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.

³⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergrmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.
³⁹ Figura modificada por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergrmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.





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.

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 decimales⁴⁰

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 ³	2
7	Densidad líquido	kJ/m ³	2
8	Densidad gas natural	kJ/m ³	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 ³	0,02831685	m ³
3		bbl	0,1589873	m ³
4	Peso	lb	0,45359237	kg
5	Energía	BTU	1,05506	kJ
6		kcal	4,1868	kJ

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



DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

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)

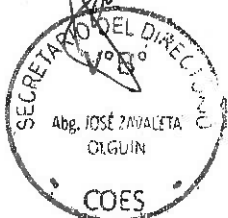
$$pd = \frac{mdInterrumpible}{edFirme + edInterrumpible} \dots \dots (16)$$

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)

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.





ANEXO 1

SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁴¹ TERMOLÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores⁴² 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 Generadores⁴³ 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 Generadores⁴⁴ 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 Generadores⁴⁵ 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 GENERADORES⁴⁶

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores⁴⁷ 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 Generadores⁴⁸

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

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

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

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

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

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

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

⁴⁸ 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 Generadores⁴⁹ 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.⁵⁰
- 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 Generador⁵¹. 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.⁵²

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

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

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

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

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





del combustible adquirido⁵³.

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 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 transportado⁵⁴.

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 Generador⁵⁵ 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 Generador⁵⁶ 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.

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

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 GENERADORES⁵⁷ TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible líquido (ccl) determinados de

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

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

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

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

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





acuerdo a lo establecido en el punto 2 del presente Anexo, serán ingresados vía Extranet por el Participante Generador⁵⁸ termoeléctrico.

- 4.2 Basado en la documentación de sustento remitida por el Participante Generador⁵⁹, 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 Generador⁶⁰, la observación no es subsanada, se realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo.
- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador⁶¹ de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁶² mediante carta efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁶³ 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 la 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 PETROPERÚ⁶⁴.
- 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 Generador⁶⁵.

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

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

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

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

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

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

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

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





- 5.3 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 COES⁶⁶.
- 5.4 Para el combustible adquirido a proveedor internacional. En caso que el Participante Generador⁶⁷ adquiera combustible líquido de un proveedor internacional se aplicará el método señalado en el numeral 3 del Anexo 2 del presente Procedimiento.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 1

FORMATO 1 INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS				
1.0 INFORMACIÓN DE ALMACÉN				
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
2.0 INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE LÍQUIDO				
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.
3.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS				
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.

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

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





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.
4.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DEL TRATAMIENTO MECÁNICO Y QUÍMICO				
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.
5.0 OTROS COSTOS				
5.01	Costo por pruebas de calidad de combustible	USD		Esta 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 (pc)	S//l o USD/l		
6.02	Impuestos que no generan crédito fiscal	S//l o USD/l		
6.03	Costo Unitario de Transporte (ctc)	S//l o USD/l		
6.04	Costo unitario de tratamiento mecánico (ctmc)	S//l o USD/l		
6.05	Costo unitario de tratamiento químico (ctqc)	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	Costo Total del combustible	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 Generador⁶⁸ deberá utilizar el siguiente factor de conversión: 1 gal = 3,785412 l.

⁶⁸ 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 GENERADORES⁶⁹ TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN CARBÓN COMO COMBUSTIBLE

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores⁷⁰ 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 Generadores⁷¹ 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 Generadores⁷² 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 Generadores⁷³ 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 GENERADORES⁷⁴

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores⁷⁵ 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

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

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

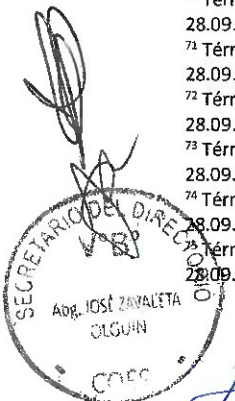
⁷¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

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

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

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

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





Generador⁷⁶.

- 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 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 Generadores⁷⁷ 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*)

⁷⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28/09/2017.

⁷⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28/09/2017.





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 del 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 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.

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

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 GENERADORES⁷⁸ 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



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



vía extranet por el Participante Generador⁷⁹ termoeléctrico.

- 4.2 Basado en la información de sustento remitida por el Participante Generador⁸⁰ termoeléctrico, el COES revisará la consistencia de los cálculos de los precios ingresados. En caso haya alguna observación, el COES correrá traslado al Participante Generador⁸¹ de dicha observación, para que en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles cumpla con subsanarla. Si transcurrido este plazo el Participante Generador⁸² 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 Generador⁸³ termoeléctrico de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁸⁴ termoeléctrico efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁸⁵ 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

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

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

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

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

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

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

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





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 Generador⁸⁶.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 2

FORMATO 2 INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL CARBÓN					
1.0 INFORMACIÓN DE ALMACÉN					
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.
2.0 INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE CARBÓN					
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.
3.0 INFORMACIÓN DE FLETES MARÍTIMOS					
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
4.0 INFORMACIÓN DE SEGUROS MARÍTIMOS					
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.
5.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE ADUANAS Y OTROS COSTOS DE DESADUANAJE					
5.01	Identificación del comprobante de pago por				
5.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa			

86 Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmín N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28/09/2017.





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		
6.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE SUPERVISIÓN DE EMBARQUE Y DESEMBARQUE				
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
GENERADORES⁸⁷ 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:

$$ps = \frac{ps1 \times ec1 + ps2 \times ec2 + \dots + psN \times ecN}{ec1 + ec2 + \dots + ecN} \dots \dots (14)$$

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.

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



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 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.

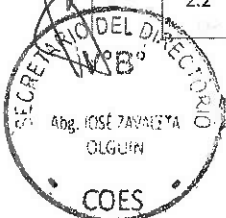
En los casos que los Participantes Generadores termoeléctricos no presenten la información indicada en los numerales 1.1 y 1.2, en la forma y oportunidad establecida en el presente Anexo o no subsanen las observaciones en el plazo indicado, no se actualizará el costo de combustible por lo que se mantendrá 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 \$/ 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					
1.0	INFORMACIÓN GENERAL				
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 ³		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 ³		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 ³		Corresponde al promedio del PCS obtenido del comprobante de pago del mes anterior, entregado por el proveedor.
2.0	INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR SUMINISTRO				
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.
3.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR TRANSPORTE					
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 ³			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.
4.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR DISTRIBUCIÓN					
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 ³ /d)-mes			
4.6	Margen de Distribución Fijo	USD/(m ³ /d)-mes			
4.7	Margen de Distribución Variable	USD/sm ³ -d			
4.8	Margen de Comercialización Variable	USD/sm ³ -d			
4.9	Capacidad Reservada Diaria (Distribución)	sm ³ /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 ³			





4.13	Volumen facturado por servicio de distribución Firme	sm ³			
4.14	Volumen facturado por servicio de distribución Interrumpible	sm ³			
4.15	Volumen mínimo diario	sm ³ /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.
5.0 RESULTADOS PRECIO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE GASEOSO					
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.
-------------------	--



Texto completo de la Propuesta de Modificación del PR-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"> ▪ Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD del 16 de junio de 2016. ▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 201-2017-OS/CD del 26 de setiembre de 2017. ▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 193-2018-OS/CD del 17 de diciembre de 2018. ▪ Corregido por el Fe de Erratas de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 29.12.2018. <p style="color: red;">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.</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 Generadores¹, 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)².
- 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”,

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

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



aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

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

4 RESPONSABILIDADES

4.1 De los Participantes Generadores³

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 Generadores⁴ para el cálculo de los CV.
- 4.2.2 Proveer la plataforma virtual (Extranet) para que los Participantes Generadores⁵ 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 GENERADORES⁶ AL COES

5.1 Los Participantes Generadores⁷ 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 Generadores⁸ 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 Generadores⁹ 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.

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

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

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

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

⁹ 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 Generadores¹⁰ termoeléctricos deberán entregar al COES determinada información y documentación según lo siguiente:

5.2.1 En el caso de Participantes Generadores¹¹ 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 1¹².
- (ii) **Derogado**¹³
- (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 Generadores¹⁴ 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**¹⁵

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 3.¹⁶

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.¹⁷

6.1 Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas

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

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

¹² Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

¹³ Numeral derogado por el artículo 8° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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

¹⁵ Numeral derogado por el artículo 8° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

¹⁶ Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

¹⁷ Numeral modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.



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.¹⁸

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)¹⁹

Se determinará con la fórmula (3).

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

Dónde:

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

cc : Costo del combustible de la Unidad de Generación (S/ /kg, USD/kg, S/ /l, USD/l, S/ /m³, USD/m³).²¹

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/m³).

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.²²

6.2.1.1 Consumo específico de calor (Cec)²³

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

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

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

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

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

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

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



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 Generador²⁴ 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 (ccl)

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

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

Dónde:

- cc_l* : 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 (ccs)²⁵

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

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

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

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



Dónde:²⁶

- 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 (ccg)

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

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

Dónde:

- ccg* : 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 *ccg* 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.

$$CVNC = CVONC + CVM \dots \dots \dots (7) (8)$$

Dónde²⁷:

- 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 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

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

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



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 Generador²⁸ y evaluados por el COES, en la misma oportunidad en que se sustenten el costo variable de mantenimiento.

$$CVONC = \sum_{j=1} ga_j \times ca_j \dots \dots \dots \quad (9) \quad 9$$

Dónde:

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

ga_j : Consumo específico del agregado j (kg/kWh, l/kWh, m3/kWh) calculado sobre el período de los últimos cuatro años.³⁰

ca_j : Costo unitario del agregado j (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m3 o USD/m3).³¹

j : Número total de agregados.

Sustentados por el Participante Generador³² 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.

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

Dónde:³³

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).

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

²⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

³⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

³¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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

³³ Términos modificados por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin 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*)³⁴

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.

$$CCbefa = cc \times (G^a + G^c) \dots\dots\dots \quad \text{11}$$

Dónde:

- CCbefa* : Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (S/ o USD).³⁵
- cc* : Costo del combustible (S/ /kg o USD/kg, S/ /l o USD/l, S/ /m³ o USD/m³).³⁶
- G^a* : Consumo de combustible desde el arranque hasta antes de la puesta en paralelo (kg, l, m³), 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, m³), 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*)³⁷

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.

$$CCbefp = cc \times (G^d + G^p) \dots\dots\dots \quad \text{12}$$

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/m³).
- G^d*: Consumo de combustible en la Rampa de Disminución de Generación desde Generación Mínima Técnica hasta fuera de paralelo (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

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

³⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

³⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

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

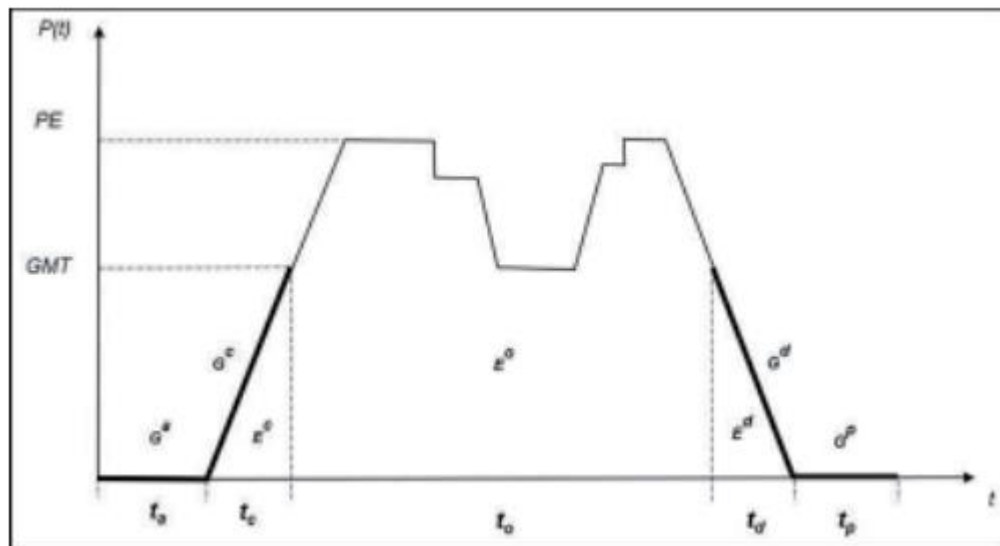


G^p : Consumo de combustible desde que sale de paralelo hasta la parada de la Unidad de Generación (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

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 Generador³⁸ 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° 1³⁹



- 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.

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

³⁹ Figura modificada por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin 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 decimales⁴⁰

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 ³	2
7	Densidad líquido	kJ/m ³	2
8	Densidad gas natural	kJ/m ³	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 ³	0,02831685	m ³
3		bbl	0,1589873	m ³
4	Peso	lb	0,45359237	kg
5	Energía	BTU	1,05506	kJ
6		kcal	4,1868	kJ

⁴⁰ Numeral agregado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin N° 193-2018-OS-CD, publicado el 20.12.2018.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

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 **del mes**(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 **variable o interrumpible** del comprobante de pago (S/ o USD)
edFirme : Capacidad reservada del servicio de distribución **fijo o firme** (GJ)
edInterrumpible : Cantidad del uso de distribución **variable o interrumpible** (GJ)

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, **considerando el (100/90) % de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior.**



ANEXO 1

SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁴¹ TERMOLÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores⁴² 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 Generadores⁴³ 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 Generadores⁴⁴ 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 Generadores⁴⁵ 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 GENERADORES⁴⁶

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores⁴⁷ 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 Generadores⁴⁸

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

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

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

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

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

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

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

⁴⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinermin 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 Generadores⁴⁹ 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.⁵⁰
- 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 Generador⁵¹. 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.⁵²

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

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

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

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

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



del combustible adquirido⁵³.

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 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 transportado⁵⁴.

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 Generador⁵⁵ 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 Generador⁵⁶ 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.

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

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 GENERADORES⁵⁷ TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible líquido (ccl) determinados de

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

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

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

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

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



acuerdo a lo establecido en el punto 2 del presente Anexo, serán ingresados vía Extranet por el Participante Generador⁵⁸ termoeléctrico.

- 4.2 Basado en la documentación de sustento remitida por el Participante Generador⁵⁹, 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 Generador⁶⁰, la observación no es subsanada, se realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo.
- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador⁶¹ de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁶² mediante carta efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁶³ 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 la 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 PETROPERÚ⁶⁴.
- 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 Generador⁶⁵.

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

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

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

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

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

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

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

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



- 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 COES⁶⁶.
- 5.4 Para el combustible adquirido a proveedor internacional
En caso que el Participante Generador⁶⁷ adquiera combustible líquido de un proveedor internacional se aplicará el método señalado en el numeral 3 del Anexo 2 del presente Procedimiento.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 1

FORMATO 1					
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS					
1.0	INFORMACIÓN DE ALMACÉN				
	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
2.0	INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE LÍQUIDO				
	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.
3.0	INFORMACIÓN DE COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS				
	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.

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

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



	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//l 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.
4.0 INFORMACION DE COSTOS DEL TRATAMIENTO MECÁNICO Y QUÍMICO					
	4.01	Costo unitario de tratamiento mecánico (<i>ctmc</i>)	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 (<i>ctqc</i>)	S//l o USD/l		Proviene del informe anual presentado basado en información de los últimos 3 años.
5.0 OTROS COSTOS					
	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	Costo Total del combustible	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 Generador⁶⁸ deberá utilizar el siguiente factor de conversión: 1 gal = 3,785412 l.

⁶⁸ 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 GENERADORES⁶⁹ TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN CARBÓN COMO COMBUSTIBLE

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores⁷⁰ 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 Generadores⁷¹ 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 Generadores⁷² 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 Generadores⁷³ 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 GENERADORES⁷⁴

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores⁷⁵ 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

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

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

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

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

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

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

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



Generador⁷⁶.

- 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 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 Generadores⁷⁷ 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*)

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

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



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 del 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 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 (*cf*): 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.

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

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 GENERADORES⁷⁸ 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

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



vía extranet por el Participante Generador⁷⁹ termoeléctrico.

- 4.2 Basado en la información de sustento remitida por el Participante Generador⁸⁰ termoeléctrico, el COES revisará la consistencia de los cálculos de los precios ingresados. En caso haya alguna observación, el COES correrá traslado al Participante Generador⁸¹ de dicha observación, para que en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles cumpla con subsanarla. Si transcurrido este plazo el Participante Generador⁸² 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 Generador⁸³ termoeléctrico de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁸⁴ termoeléctrico efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁸⁵ 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

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

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

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

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

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

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

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



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 Generador⁸⁶.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 2

FORMATO 2					
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL CARBÓN					
1.0	INFORMACIÓN DE ALMACÉN				
	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.
2.0	INFORMACIÓN DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE CARBÓN				
	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.
3.0	INFORMACIÓN DE FLETES MARÍTIMOS				
	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
4.0	INFORMACIÓN DE SEGUROS MARÍTIMOS				
	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.
5.0	INFORMACIÓN DE COSTOS DE ADUANAS Y OTROS COSTOS DE DESADUANAJE				
	5.01	Identificación del comprobante de pago por			
	5.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		

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



	5.03	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		
6.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE SUPERVISIÓN DE EMBARQUE Y DESEMBARQUE					
	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 GENERADORES⁸⁷ 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:

$$ps = \frac{ps1 \times ec1 + ps2 \times ec2 + \dots + psN \times ecN}{ec1 + ec2 + \dots + ecN} \dots \dots (14)$$

Donde:

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

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



ps_1, ps_2, \dots, ps_N : Precio unitario del suministro de combustible de cada comprobante de pago (S/GJ o USD/GJ)

ec_1, ec_2, \dots, ec_N : 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 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 del mes (GJ)

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

Para la aplicación de la fórmula 15, se considerarán “ $mtInterrumpible$ ” y “ $etInterrumpible$ ” igual a cero (0), si la cantidad registrada total del uso de transporte en el mes es menor a la “ $etFirme$ ”.

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.

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

Donde:

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

mdInterrumpible : Monto del servicio de distribución variable o interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)

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

edInterrumpible : Cantidad del uso de distribución variable o 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.

En caso el Participante Generador cuenten con la aplicación del Mecanismo de Compensación regulado por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM y/o sus modificatorias, el valor “pd” será igual a cero (0).

- 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 *considerando el (100/90) % de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior*, 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 resolverla.
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, *de no encontrarse dicha información en el (los) comprobante(s) de pago deberá utilizar el reporte mensual de calidad de combustible entregado por el (los) proveedor (es) de combustible*, 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 \$/ 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					
1.0 INFORMACIÓN GENERAL					
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 ³			Corresponde al promedio ponderado mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.6	Poder Calorífico Superior Transporte (PCS)	kJ/m ³			Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.7	Poder Calorífico Superior Distribución (PCS)	kJ/m ³			Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
2.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR SUMINISTRO					
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	Precio Base Ajustado	USD/GJ			Según corresponda.
2.6	Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual				Según corresponda.
2.7	Factor B: Por Take or Pay				Según corresponda.
2.8	Factor por descuento (contrato)				Según corresponda.
2.9	Energía consumida	GJ			Para uso de generación eléctrica. Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.5).
2.10	Pago realizado por la energía consumida	USD			Mostrado en el comprobante de pago. Pago realizado por la energía consumida para el uso de generación eléctrica.
2.11	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.
2.12	Precio unitario por suministro de cada proveedor	USD/GJ			Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem (2.10) y (2.11) entre la energía consumida indicada en el ítem (2.9).



2.13	Precio unitario por suministro de combustible	USD/GJ		Quando se presente un solo comprobante de pago, corresponde al valor del ítem (2.12). Cuando se presente más de un comprobante de pago, corresponde al promedio ponderado de los precios unitarios ítem (2.12) en función de la energía consumida ítem (2.9).
3.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR TRANSPORTE				
3.1	Central(es) que utilizan el combustible transportado			Corresponde a todas las centrales térmicas que estén incluidas dentro de un mismo comprobante de pago por transporte.
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 ³		Corresponde a la suma de la capacidad reservada del servicio de transporte firme (Capacidad Reservada Diaria (CRD)*número de días del mes * 365/12) y la cantidad del uso de transporte interrumpible.
3.7	Volumen transportado mensual	GJ		Referido al Poder Calorífico Superior, utilizando el poder calorífico del ítem (1.6).
3.8	Pago por servicio de transporte	USD		Pago por el servicio de transporte de combustible.
3.9	Impuestos por servicio de transporte	USD		Impuestos que no genera crédito fiscal. No incluye recargos que por algún mecanismo se compense al Participante Generador, como el FISE u otros.
3.10	Precio unitario por transporte de combustible	USD/GJ		Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem (3.8) y (3.9) entre la energía consumida indicada en el ítem (3.7).
4.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR DISTRIBUCIÓN				
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			
4.4	Identificación del comprobante de pago			
4.5	Mes de facturación			
4.6	Margen Comercialización Fijo	USD/(m ³ /d)-mes		Mostrado en el comprobante de pago.
4.7	Margen de Distribución Fijo	USD/(m ³ /d)-mes		Mostrado en el comprobante de pago.
4.8	Margen de Distribución Variable	USD/sm ³ -d		Mostrado en el comprobante de pago.
4.9	Margen de Comercialización Variable	USD/sm ³ -d		Mostrado en el comprobante de pago.



4.10	Capacidad Reservada Diaria (Distribución)	sm ³ /d		Mostrado en el comprobante de pago.
4.11	Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada (FCC)			Ajuste del valor del ítem (4.10).
4.12	Número de días	D		Número de días del mes facturado
4.13	Volumen consumido a condiciones estándar	sm ³		Mostrado en el comprobante de pago como Volumen Facturado.
4.14	Volumen facturado por servicio de distribución Firme	sm ³		Corresponde al producto del ítem (4.10), (4.11) y (4.12).
4.15	Volumen facturado por servicio de distribución Interrumpible	sm ³		Volumen del ítem (4.13) por encima del volumen del ítem (4.14).
4.16	Volumen mínimo diario	sm ³ /d		Mostrado en el comprobante de pago, según corresponda.
4.17	Volumen por servicio de distribución	GJ		Suma de los ítems (4.14), (4.15) y (4.16). Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.7).
4.18	Pago por servicio de distribución	USD		Mostrado en el comprobante de pago.
4.19	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.
4.20	Precio unitario por distribución de combustible	USD/GJ		Corresponde a la suma del ítem (4.18) y (4.19) entre el ítem (4.17). Referido al Poder Calorífico Superior.
5.0	RESULTADOS PRECIO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE GASEOSO			
5.1	Precio unitario por suministro	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem (2.13). Referido al PCS.
5.2	Precio unitario por transporte	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem (3.10). Referido al PCS.
5.3	Precio unitario por distribución	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem (4.20). Referido al PCS.

SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

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

