



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - Osinergmin

“Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia”

Lima, 25 de febrero de 2021

Oficio N° 285-2021-GRT

Señor

Ing. Leonardo Dejo Prado

Director Ejecutivo (e)

COES-SINAC

San Isidro

Asunto : Observaciones a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Cotos Variables de las Unidades de Generación”

Referencia : 1) Carta COES/D-096-2021 recibida el 04.02.2021
2) D-490-2015-GRT

De nuestra consideración:

Me dirijo a usted, con relación a su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Cotos Variables de las Unidades de Generación”, presentada mediante documento de la referencia 1), a efectos de trasladarle las observaciones, las cuales se detallan en el anexo adjunto, las mismas que deberán ser tomadas en cuenta en la subsanación correspondiente.

En tal sentido, en conformidad con lo previsto en la Ley N° 28832, el Reglamento del COES, y en el artículo 2 del Decreto Supremo N° 031-2020-EM, se le otorga un plazo hasta el lunes 08 de marzo de 2021, para remitir los descargos correspondientes.

Atentamente,

[Igrajeda]

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **VinP5cAMT6s**. No aplica a notificaciones electrónicas.



ANEXO

Comentarios y Sugerencias a la Propuesta de Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Cotos Variables de las Unidades de Generación”

De conformidad con el proceso de aprobación del Procedimiento Técnico del COES establecido en el artículo 2 del Decreto Supremo N° 031-2020-EM, en la presente etapa corresponde efectuar las observaciones identificadas respecto de 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”) presentada por el COES el 04 de febrero de 2021 mediante Carta COES/D-096-2021.

Las observaciones son planteadas por la Gerencia de Regulación de Tarifas como órgano competente para la conducción y ejecución de las etapas del proceso, así como, para elaborar y presentar la propuesta ante el Consejo Directivo (Art. 10 - Norma Guía COES - Res. 476-2008-OS/CD).

Las observaciones a la propuesta, independientemente de su contenido, no tienen como propósito dotar a los agentes de conclusiones sobre el pronunciamiento institucional, ya sea sobre la propuesta que esta gerencia elaborará y ni de la decisión del Consejo Directivo, siendo este último quien través de su resolución emitirá el proyecto a ser sometido a los comentarios de los interesados.

A continuación, las observaciones referidas del proyecto.

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/SGLI 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.

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.

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.

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/SGL 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/SGL N° 026-2021, en sujeción a lo previsto en el artículo 6.1.a de la Guía COES.

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 6.1c de la Guía COES.

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.



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.
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 incurren 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.
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.

II. Observaciones Específicas sobre el texto de modificación del PR-31

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

1. Sobre la determinación del precio unitario de combustible (ya sea con uno más 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 en dichos comprobantes de pago.

2. 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 cuando se informen en una fecha posterior al cierre de información del mes evaluado.

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

3. 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.

4. En la fórmula 15 se presenta que en 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), con o sin 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 unitarios 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.

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

5. 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.

6. 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.

Sobre la entrega de información

7. El numeral 4.2 del Anexo 3, 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.

Sobre la determinación de los Costos Variables por parte del COES

8. 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 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 se aplique el mayor precio de combustible gaseoso. Sin perjuicio de reportar al Osinergmin para cumplir con su rol supervisor y fiscalizador.

9. 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.

10. 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.
11. 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
12. Si bien la presente propuesta de cálculo de los costos variables, 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 propuesta, 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.

Sobre la Información del Formato 3

13. 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.
14. 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.
15. 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.