

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

DECRETO SUPREMO QUE MODIFICA EL ARTÍCULO 5 DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM

I. MARCO LEGAL

I.1. Disposiciones normativas aplicables a la determinación de los Costos Marginales

- 1.1 El Decreto Ley N° 25844¹ (en adelante "LCE"), establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- 1.2 En lo que respecta a los principios que rigen el sistema de precios en el sector eléctrico, el artículo 42 de la LCE dispone que los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector. Entre los precios sujetos a regulación de precios, el literal a) del artículo 43 de la LCE, incluye a las transferencias de potencia y energía entre generadores, las cuales son iguales a los Costos Marginales de Corto Plazo, cuando estas se requieran para el abastecimiento a mínimo costo de la demanda.

De acuerdo al literal e) del artículo 14 corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) determinar los Costos Marginales de Corto Plazo.

- 1.3 Con relación al sistema de precios marginalista para la determinación del precio de la energía en el mercado spot, en el numeral 5 de la LCE, se define como Costo Marginal, al costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. En desarrollo de dicha disposición, el artículo 105 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "Reglamento de la LCE") establece que el Costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición N° 5 del anexo de la LCE, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES.

- 1.4 Sobre los costos para suministrar la unidad adicional de energía en la barra el sistema, el Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES define al Costo Variable, como los costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES, incluyéndose dentro de su concepto a los Costos Variables Combustibles y los Costos Variables No Combustibles. Se define como Costo Variable Combustible al gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.

I.2 Disposiciones normativas aplicables al despacho económico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

¹ Ley de Concesiones Eléctricas

- 1.5 El literal a) del artículo 14 de la Ley 28832², establece que el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.
- 1.6 En desarrollo de dicha disposición legal, el Procedimiento Técnico COES PR-01 "Programación de la Operación de Corto Plazo", aprobado con Resolución N° 244-2014-OS/CD ("PR-01"), establece como objetivo:

"Establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente."

- 1.7 En el mismo sentido, el numeral 1 del anexo 2 del PR-01, prescribe que la programación de operación de corto plazo tiene el siguiente objetivo:

"El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. Lo cual implica que la referida programación considere la operación de Unidades de Generación, minimizando el costo incurrido en la generación incluido el Racionamiento, durante un periodo de tiempo determinado y considerando las Restricciones Operativas impuestas."

1.3. Disposiciones normativas aplicables a la información de precios que declaran los titulares de centrales termoeléctricas para la determinación de sus Costos Variables

- 1.8 El artículo 99 del Reglamento de RLCE³, establece que la información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentario de los valores entregados.

- 1.9 Como excepción a la regla establecida en el citado artículo 99 del RLCE, mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁴, se dispone para efectos de lo dispuesto en el artículo 99 del Reglamento, que respecto de las entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consiste en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible, que considera los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.



² Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

³ Aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM

⁴ Fijan horas de regulación y probabilidades de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas de punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones. Eléctricas

- 17
- 1.10 Mediante Decreto Supremo N° 019-2017-¿EM, se modificó el citado artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, con la finalidad de establecer que la declaración del precio único de gas natural, sea presentada por las entidades de generación dos veces al año, para el período de avenida (desde el 1 de diciembre hasta el 31 de mayo del siguiente año), y para el período de estiaje (desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre).
- 1.11 Mediante Decreto Supremo N°039-2017-EM, se suspendió hasta el 31 de diciembre de 2017, la aplicación del numeral 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM y normas modificatorias, indicándose en los considerandos que la suspensión duraría hasta que el Ministerio de Energía y Minas apruebe en un plazo perentorio las nuevas disposiciones normativas para la declaración de precios de combustibles de centrales termoeléctricas que utilizan gas natural.
- 1.12 Mediante Resolución Ministerial N° 532-2017-MEM/DM se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto de Decreto Supremo que modifica el artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, con la finalidad de modificar el proceso de declaración del precio único de gas natural, otorgándose un plazo de siete días calendarios para que los interesados remitan su comentarios, habiéndose recibido dentro del plazo otorgado, los siguientes comentarios y sugerencias:

- Luis Espinoza Quiñonez.
- Termochilca S.A.
- Enel Generación Perú S.A.
- Engie Energía Perú S.A.
- Kallpa Generación S.A.
- Statkraft Perú S.A.
- Luz del Sur S.A.A.
- Fénix Power Perú S.A.
- Compañía Eléctrica El Platanal S.A.
- Orazul Energya Perú S.A.
- Empresa Electricidad del Perú S.A.
- Unión Andina de Cementos S.A.A.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- Marco Pizaaro Lazo
- Lorena Infante
- Instituto Peruano de Economía S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A.
- Interconexión Eléctrica Perú S.A.
- San Gabán S.A.



II. DESCRIPCIÓN DE PROBLEMÁTICA

- 2.1. El mercado eléctrico peruano tuvo un alto crecimiento de oferta y demanda hasta el año 2016, fecha en la que se redujo los índices de crecimiento de la demanda; no obstante ello, la oferta de generación eléctrica siguió en plena expansión, llegándose a contar con capacidad de generación eléctrica (aproximadamente 12 000 MW) que casi duplica la máxima demanda (6492 MW), conforme se aprecia en el siguiente gráfico:

Figura N° 1

Evolución de la oferta y demanda del SEIN	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017P	2018P	2019P
Renovable	0	0	0	0	0	20	23	55	154	311	274	274	274	588	624
Petróleo	814	797	650	648	690	500	455	362	1052	1478	1360	2613	2613	2613	2613
Carbón	141	142	142	142	142	142	141	141	140	140	142	142	142	142	142
Gas Natural	731	1073	1556	1542	2158	2641	2625	3198	3258	3233	3967	4057	4108	4206	4206
Hidráulica	2785	2789	2804	2816	2858	3098	3109	3140	3171	3299	3850	4887	4972	5208	5385
Reserva	34%	33%	30%	23%	36%	39%	28%	29%	37%	42%	47%	80%	74%	66%	61%
Demanda	3335	3619%	3970	4198	4294	4596	4961	5291	5575	5738	6331	6492	6821	7319	7649

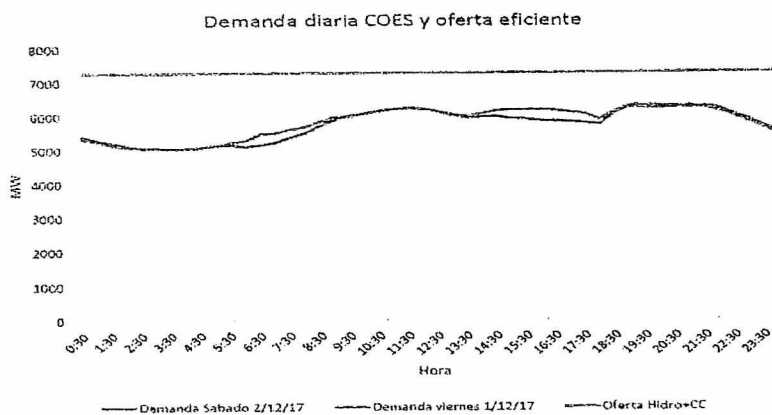
Fuente: COES

Elaboración: Dirección General de Electricidad

- 2.2. De la revisión de los informes de evaluación diaria de la operación correspondiente a los días 01 y 12 de diciembre de 2017, es claro que el sector eléctrico peruano tiene sobrecapacidad de generación eficiente, ya que, centrales que deberían operar solo en base (hidroeléctricas y ciclos combinados) llegan a cubrir la máxima demanda, inclusive con exceso de capacidad, conforme se acredita en el siguiente gráfico:

Figura N° 2

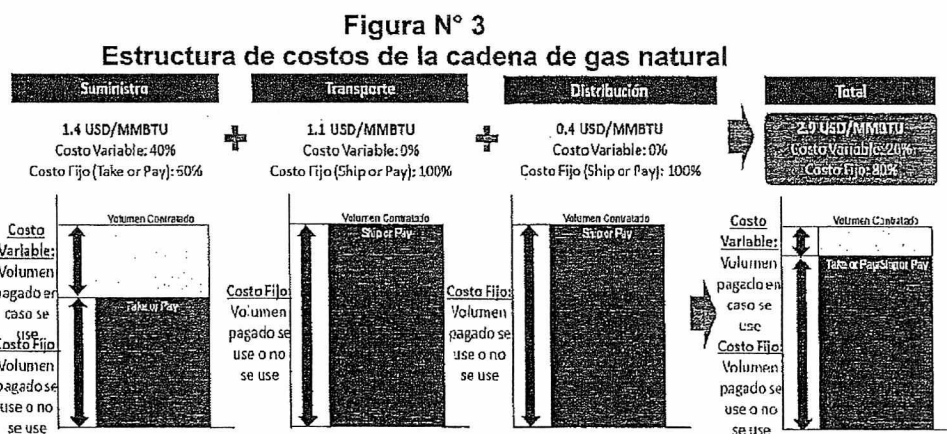
Evolución de la oferta y demanda del SEIN



Fuente: COES

Elaboración: Dirección General de Electricidad

- 2.3. De la figura 1 puede apreciarse que, desde el año 2005 hasta el 2016, se ha expandido en más de cinco veces la oferta de generación eléctrica que utiliza gas natural (año 2005 731 MW y año 2016 4057 MW), situación que se explica por el bajo precio del recurso energético, y el desarrollo del proyecto Camisea.
- 2.4. Para que un generador eléctrico que utiliza gas natural pueda operar su central, debe asegurar el suministro, transporte y distribución de gas natural, cuyos mecanismos de contratación son bastantes rígidos, al incluir cláusulas "take or pay" (molécula) y ship or pay (transporte y distribución), de acuerdo al siguiente detalle:



Fuente: COES

Elaboración: Dirección General de Electricidad



2.5. A tal esquema de contratación rígida, hay que agregar que en el caso de los contratos de suministro suscritos entre el productor del yacimiento Camisea y los generadores eléctricos, se ha incluido cláusulas que prohíben la posibilidad de que el Generador revenda volúmenes de gas natural que no sean utilizados. En lo concerniente de la capacidad de transporte de gas natural, el marco regulatorio obliga al Generador tener contratos de transporte a firme que garanticen el total de su capacidad para percibir el íntegro de sus ingresos por potencia firme, no habiéndose desarrollado un mercado secundario para las transferencias de capacidad que no se requiere utilizar en el corto y mediano plazo. Para el servicio de distribución de gas natural, el Generador debe contratar el servicio en caso se encuentre dentro del área de concesión de un Distribuidor, no pudiendo instalar ductos que lo conecten directamente a la red de transporte.



2.6. Como se advierte, los contratos de suministro, transporte y distribución requeridos por el Generador, incorporan altos costos fijos de naturaleza inflexible, dado que el costo de oportunidad del uso del gas natural es igual a cero. En otros términos, el generador eléctrico paga por el recurso energético sea llamado a despachar o no por el COES.

- 2.7. Ante el escenario antes descrito, los generadores térmicos que utilizan gas natural han adoptado comportamientos estratégicos en los últimos años, al declarar como precio único de gas natural, valores iguales a cercanos a cero, tal como se demuestra en el siguiente gráfico:

**Cuadro N° 1
Declaración de Precios Gas Natural**

RESULTADOS DE LA DECLARACIÓN DE PRECIOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL
Períodos (01-Jul-16 al 30-Jun-17) (01-Jul-17 al 30-Nov-17)

No.	Generadora	Central	Precio Único del GN USD /GJ		Variación (%)
			2017	2016	
1	TERMOCHILCA S. A.	Sto. Domingo de los Ollereros	0.00	0.00	
2	ILLAPU ENERGY S. A.	Planta Huachipa	3.81	3.20	19%
3	ENGIE	Chilca 1	0.32	0.19	66%
		Chilca 2	0.32	1.43	-78%
4	FENIX POWER S.A.	Fenix	0.00	0.00	
5	TERMOSELVA S.R.L.	Aguaytia	1.26	3.68	-66%
6	EGESUR S.A.	Independencia	0.00	0.00	
7	SDF ENERGÍA S.A.C.	Oquendo TG1 C Simple	0.00	0.00	
8	ENEL GENERACIÓN PERÚ	Santa Rosa 1	1.52	3.17	-52%
		Santa Rosa 2	0.76	1.60	-52%
		Ventanilla	0.00	1.52	-100%
9	ENEL GENERACIÓN PIURA	Malacas 2 (TGN4)	0.00	0.49	-100%
		Malacas (TG5)	3.15	0.92	243%
		Malacas 3 (TGN5)	0.00	0.76	-100%
10	KALLPA	Kallpa	1.52	1.59	-5%
		Las Flores	1.36	3.04	-55%
11	EGASA	Pisco	0.00	0.00	
12	SDE PIURA	Tablazo Colan		0.00	

Fuente: COES

Elaboración: Dirección General de Electricidad

- 2.8. Se entiende que la declaración de precios con valores iguales o cercanos a cero, tiene por objetivo asegurar que la central térmica a base de gas natural, sea incluida en el despacho económico, caso contrario, deberá pagar por el volumen, capacidad de transporte y distribución de gas natural no utilizado, sin perjuicio de la necesidad de comprar en el mercado de corto plazo, la electricidad necesaria para honrar sus contratos de suministro de potencia y energía con sus clientes.

- 2.9. Al respecto, el profesor chileno Ronald Fischer⁵ ha señalado que la sobreoferta de capacidad de generación, combinada con la posibilidad de declarar en forma libre los costos de suministro de gas natural, genera el denominado "dilema del prisionero", dado que las empresas se ven forzadas a declarar un precio de gas cero, para evitar ser desplazadas del despacho en forma permanente durante el período de la declaración, por otros titulares de generación termoeléctricas.⁶

- 2.10. El inconveniente de mantener el esquema actual de declaración de precios, es que origina distorsiones en la operación económica del sistema, ya que, centrales a ciclo simple que declaran como combustible el valor de cero, llegan a



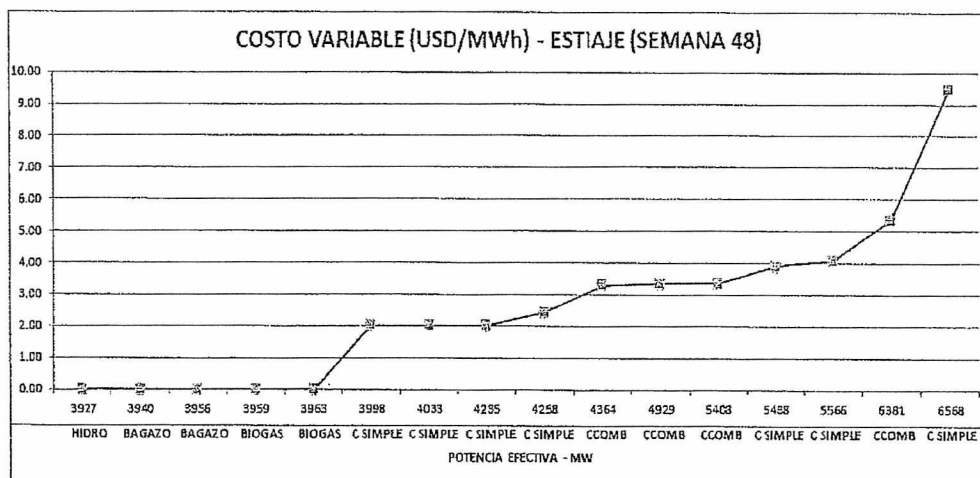
⁵ Ingeniero Civil Matemático, Universidad de Chile, M.A. en Economía, University of Pennsylvania y Ph.D. en Economía, University of Pennsylvania.

Ha sido consultor del FMI, Banco Mundial, BID y CAF así como del International Growth Centre, del gobierno y de empresas privadas. Participó en las Comisiones de Estabilidad Financiera; de Desarrollo Eléctrico; de Competencia; y Energía 2050. Fue miembro de Panel Eléctrico y actualmente es miembro del Panel Técnico de Concesiones. Ingeniero civil Matemático de la U. de Chile. PhD en Economía de la Universidad de Pennsylvania.

⁶ "Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano" de fecha 12 de diciembre de 2017 por encargo del Ministerio de Energía y Minas.

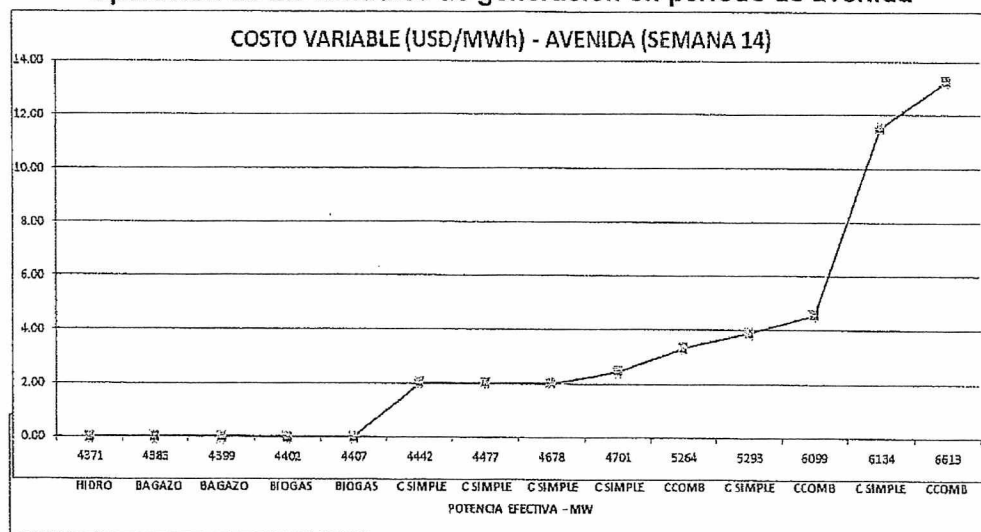
operar antes que centrales de ciclo combinado que declararon un valor superior, como se muestra en el siguiente gráfico:

Figura N° 4
Operación de las centrales de generación en periodo de estiaje



Fuente: COES
Elaboración: Dirección General de Electricidad

Figura N° 5
Operación de las centrales de generación en periodo de avenida



Elaboración: Dirección General de Electricidad

Fuente: COES

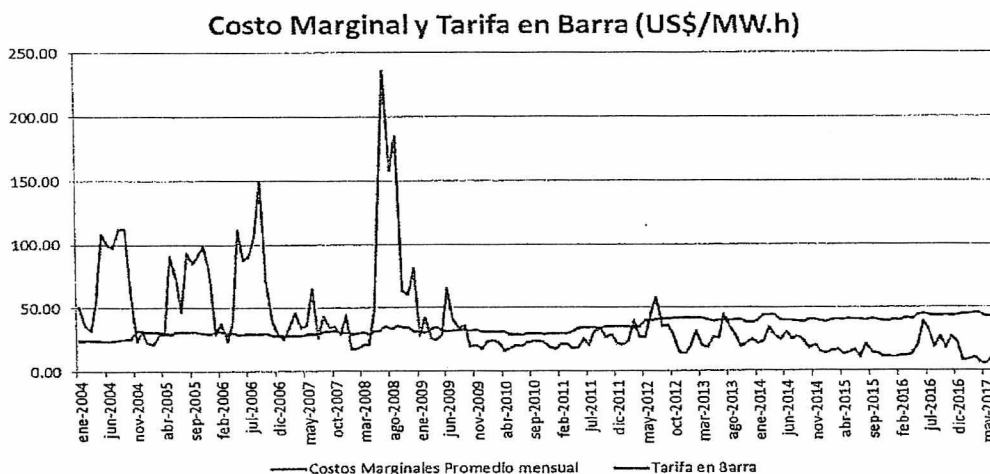
No solamente ello, debido a la importante presencia del gas natural en la producción de energía eléctrica (la cual bordea el 36.7% del total⁷), declaraciones del precio único de gas natural con valores iguales o cercanos a

⁷ Boletín mensual 2017 B-SGI-1017 publicado por el COES



cero, influyen directamente en el precio spot del mercado de corto plazo, tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

Figura N° 6
Evolución de los precios del mercado de corto plazo en el SEIN



Fuente:

COES

Fuente: COES

Elaboración: Dirección General de Electricidad

- 2.11. La situación actual, genera el incentivo para que los Generadores, que tienen la posibilidad de declarar como precio único de gas natural valores iguales o cercanos a cero, arbitren en el mercado libre, al existir una diferencia elevada entre el costo marginal de corto plazo y los precios pactados con los contratos de los Usuarios Libres.
- 2.12. Adicionalmente, si el precio spot del mercado de corto plazo es bajo, se incrementa el monto de la prima RER pagado por los usuarios finales, ya que, su valor resulta de la diferencia entre los ingresos garantizados de los generadores RER y los ingresos que ellos obtienen en el mercado spot. Cabe señalar que el Osinergrmin ha señalado en las observaciones formuladas al proyecto, que con la aplicación de la propuesta normativa prepublicada, habría una disminución de las tarifas reguladas a los Usuarios.
- 2.13. Es importante mencionar que, la problemática identificada en los anteriores apartados, ha sido objeto de análisis en estudios recientes de consultoría tales como el informe denominado "Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico"⁸ e "Informe de la sobreoferta de generación en el SEIN, sus impactos y alternativa de solución"⁹. En los mismos, se ha identificado que existe una relación directa entre la evolución de los precios spot, las inflexibilidades que enfrentan las generadoras en la compra de gas natural y el mecanismo de declaración del precio único de gas natural.



⁸ Elaborado por el consorcio de Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes SAC (NEGLI) por encargo de OSINERGMIN
⁹ Elaborado por la empresa Luis Espinoza Quiñones & Asociados S.A.C por encargo de la Dirección General de Electricidad

III. NECESIDAD DE LA PROPUESTA

- 3.1 El escenario de sobreoferta de generación eficiente ha generado la necesidad de revisar el marco regulatorio del sector eléctrico, con la finalidad de identificar oportunidades de mejora en materias que, en otro contexto, no hubieran sido fuente de conflictos entre los agentes del sector eléctrico y en el correcto funcionamiento del sector.
- 3.2 En el caso particular del mecanismo de declaración del precio único del gas natural vigente, hasta antes del inicio del periodo de sobreoferta de generación eficiente, no generaba externalidades en la operación del sector eléctrico.
- 3.3 Ello nos demuestra que, el referido mecanismo ha sido diseñado para ser aplicado en un escenario de balance demanda-oferta y no en un contexto de sobreoferta de generación eficiente. Apoya la afirmación, si consideramos la estructura del sector eléctrico cuando se aprobó el Decreto Supremo N° 016-2000-EM y que el mecanismo de declaración de precios de gas natural para los generadores que utilizan el gas proveniente del gas del lote 88, tuvo por finalidad crear la demanda necesaria para viabilizar el proyecto Camisea.
- 3.4 Ante la evidencia de las falencias del mecanismo de declaración del precio único del gas natural en un contexto de sobreoferta de generación eficiente, el MINEM en el marco de sus competencias, debe adecuar el marco regulatorio aplicable, para lo cual debe evaluarse si los costos por suministro, transporte y distribución tienen la naturaleza de costos fijos o variables, ya que, la LCE establece claramente que el Costo Marginal es el costo de producir una unidad adicional de energía en un periodo determinado
- 3.5 Para ello, resulta necesario evaluar la situación actual del mercado primario y secundario de gas natural, que es donde los generadores térmicos que utilizan dicho combustible, tienen relaciones contractuales con el productor, transportista y distribuidor de gas natural. Dicha estructura y las condiciones de contratación que tienen los generadores permiten determinar si los costos por el abastecimiento del gas natural que los generadores a sus proveedores, tienen la naturaleza de costos fijos o variables.
- 3.6 Si luego de la evaluación de las condiciones del mercado de gas natural, se considera que los costos por el suministro, transporte y distribución son fijos, entonces dichos costos no deben ser considerados en la determinación del costo marginal, ya que su pago no depende de si la unidad es llamada a despachar. En sentido contrario, si se determina que se trata de costos variables, al depender de la producción de la central de generación, entonces deben ser considerados para la determinación de los costos marginales.
- 3.7 Considerando que la LCE no precisa los alcances de la definición "costos de producción de una unidad adicional de electricidad", corresponde determinar su contenido, a la luz de criterios discrecionales técnicos inherentes a la autoridad administrativa.
- 3.8 Al respecto, el Tribunal Constitucional reconoce la facultad de la Administración de resolver un asunto, en aplicación de un criterio técnico discrecional, siempre que la aplicación del mismo sea debidamente motivada; y respete los principios de razonabilidad y proporcionalidad:



"La actividad estatal se rige por el principio de legalidad, el cual admite la existencia de los actos reglados y los actos no reglados o discrecionales. Respecto a los actos no reglados o discrecionales, los entes administrativos gozan de libertad para decidir sobre un asunto concreto dado que la ley, en sentido lato, no determina lo que deben hacer o, en su defecto, cómo deben hacerlo. En puridad, se trata de una herramienta jurídica destinada a que el ente administrativo pueda realizar una gestión concordante con las necesidades de cada momento

(...) La discrecionalidad tiene su justificación en el propio Estado de Derecho, puesto que atañe a los elementos de oportunidad, conveniencia, necesidad o utilidad; amén de las valoraciones técnicas que concurren en una gran parte de las actuaciones de la administración estatal (...) La discrecionalidad técnica Se define como el arbitrio para valorar o seleccionar, dentro de una pluralidad de opciones, un juicio perito o un procedimiento científico o tecnológico. (...) Es por ello que la prescripción de que los actos discrecionales de la Administración del Estado sean arbitrarios, exige que éstos sean motivados; es decir, que se basen necesariamente en razones y no se constituyan en la mera expresión de la voluntad del órgano que los dicte. Dichas razones no deben ser contrarias a la realidad y, en consecuencia, no pueden contradecir los hechos relevantes de la decisión. Más aún, entre ellas y la decisión necesariamente debe existir consistencia lógica y coherencia"¹⁰

3.9 En esa línea, el profesor Roberto Dromi señala lo siguiente:

"Hay poder discrecional cuando en determinadas circunstancias de hecho, la autoridad administrativa tiene libertad de decidir y de tomar tal o cual medida. En otros términos, cuando el derecho no le ha impuesto por anticipado un comportamiento a seguir "...las facultades del órgano son discrecionales cuando el orden jurídico le otorga cierta libertad para elegir"¹¹

3.10 Queda definir entonces, si el caso que nos avoca, constituye un tema que merece la aplicación discrecionalidad de un criterio técnico, debiéndose tener en cuenta que "(...) lo que se denomina "técnica" -como bien conocen los técnicos en general- se rige por su misma naturaleza por unas pautas objetivas de aplicación en cada momento perfectamente contrastables"¹²; y que el hecho que "(...) la discrecionalidad que las normas jurídicas otorguen al administrador no significa que éste pueda actuar en contra de las reglas de la técnica [en este caso matemática y/o física], cuando éstas sean claras y uniformes"¹³.

3.11 Es claro que, la naturaleza fija o variable de los costos incurridos por las cláusulas *take or pay* y *ship or pay*, está relacionada con los alcances de la teoría marginalista, por ello, requiere de la aplicación de conceptos económicos, cuya aplicación no implica arbitrariedad, ya que el propio Tribunal Constitucional ha reconocido a favor de la Administración la facultad de emplear criterios de índole técnico para resolver los asuntos que sean materia de su competencia,

¹⁰ Sentencia recaída en el Expediente N° 0090-2004-AA/TC Fundamentos jurídicos 8, 9 y 15.

¹¹ DROMI, Roberto; "Derecho Administrativo". 1998. página 509. 7ª edición actualizada.

¹² Luis Carlos Fernández-Espinar. El control judicial de la discrecionalidad administrativa. La necesaria revisión de la construcción dogmática del mito de la discrecionalidad y su control. Revista jurídica de Castilla y León. N° 26. enero 2012, página 225.

¹³ Agustín Gordillo. Tratado de derecho administrativo y obras selectas. Tomo I. Capítulo X. 1ª ed., ahora como 1ª ed. del Tratado de derecho administrativo y obras selectas, Buenos Aires, F.D.A., 2013, página X- 19.



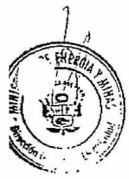
más aún si se tiene en cuenta que "(...) una técnica es científica y por lo tanto, por definición, cierta, objetiva, universal, sujeta a reglas uniformes que no dependen de la apreciación personal de un sujeto individual, siendo obvio que no puede en este aspecto hablarse de completa discrecionalidad (...)"¹⁴

3.12 Sobre el particular, la teoría económica es uniforme en sostener que los costos fijos no pueden ser incluidos como parte de los costos variables de un proceso productivo. Al respecto, Robert H. Frank en su libro "Microeconomía y Conducta", muestra que el costo variable crece con el nivel de producción, mientras que el costo fijo es constante y no depende del nivel de producción.

3.13 En el caso peruano, asumir obligaciones de compra *take or pay* y *ship or pay* genera que estos costos sean fijos al no depender del nivel de producción. Si el despacho o producción de la empresa es cero, igual asumirá el pago *take or pay*. De acuerdo a ello, tal como está estructurado el mercado de gas natural peruano¹⁵, es una realidad incontrastable que los costos por suministro (la parte correspondientes al *take or pay*) transporte y distribución son costos fijos, ya que, serán pagados por el generador con independencia de su nivel de producción.

3.14 Recientemente, este mismo tema ha sido objeto de discusión en el mercado de generación eléctrico chileno, donde acogiendo la posición que se propone, en el artículo 3-8 de la norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, aprobada por Resolución Exenta N° 638-2016 del 29 de agosto de 2016, se establece que "*las Unidades GNL que se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costo variable combustible igual a cero.*"

3.15 Cabe agregar que los contratos de suministro de gas natural suscritos por los Generadores con el productor del Consorcio Camisea, no permiten la reventa de la molécula de gas natural. De esta forma, los Generadores que no tienen la opción de utilizar la molécula de gas natural tampoco tienen la opción de revenderlo.



3.16 En el caso de los contratos de transporte de gas natural, si los Generadores desean evitar que sus ingresos por potencia firme se vean reducidos, el Reglamento de la LCE exigen que suscriban contratos de transporte de gas natural en la modalidad de firme por toda su capacidad. Si bien el marco normativo permite la reventa de capacidad de transporte, el mercado secundario está en fase de desarrollo, ya que las subastas electrónicas aún no han sido implementadas, dado que el reglamento aplicable se encuentra suspendido. Adicionalmente, las transacciones bilaterales en el mercado secundario son escasas, al no existir suficiente demanda que adquiera la capacidad de transporte ofertada por los Generadores que tienen exceso del recurso.



3.17 Para los contratos de distribución de gas natural, los generadores ubicados dentro del área de concesión de un Distribuidor, están obligados a solicitar el servicio de distribución, no pudiendo tener instalaciones de uso propio de forma permanente.

¹⁴ Agustín Gordillo. Op cit, página X-21.

¹⁵ Monopolio en la cadena de producción, transporte y distribución (proyecto Camisea)

- 3.18 Como se aprecia, los Generadores que utilizan gas natural, están obligados a asumir compromisos contractuales inflexibles para el aprovisionamiento del gas natural, cuya contraprestación no depende de la producción de sus centrales de generación.
- 3.19 Sin perjuicio de lo expuesto, en la medida que los contratos de suministro de la molécula de gas natural, prevén un componente flexible, como el volumen que depende exclusivamente del consumo efectivo, y las cláusulas de recuperación definida del gas natural pagado y no consumido (*make up*), dicho componente si debe ser considerado como parte de los costos variables de la central generadora, al ser consumido cuando la central es llamada a despachar.
- 3.20 En esa medida, la necesidad de aprobar la propuesta normativa, se fundamenta en el hecho de que el marco regulatorio vigente, no establece la metodología para que el componente variable de los contratos de suministro sean considerados en la determinación del costo marginal de las centrales de generación que utilizan gas natural.
- 3.21 Es importante mencionar que de acuerdo a la jurisprudencia constitucional, el principio de seguridad jurídica no constituye un impedimento para que el legislador pueda modificar el marco normativo vigente, siempre que se considere sus efectos entre sus destinatarios, encontrándose vedado los cambios irrazonables o arbitrarios:

“Ahora bien, la garantía de certeza y predictibilidad del (y en el) comportamiento de los poderes públicos y de los ciudadanos no es lo mismo que inmutabilidad o petrificación del ordenamiento jurídico. El principio de seguridad jurídica no constitucionaliza la estática social. La vida en comunidad está en constante transformación y, con ella, también las reglas que aspiran a disciplinarla. Por ello, constituyendo el nuestro un ordenamiento jurídico esencialmente dinámico, el principio de seguridad jurídica no impide que el legislador pueda modificar el sistema normativo [Cf. STC 0009-2001- AUTC, Fund. N° 18]. En realidad, lo que demanda es que cuando se tenga que modificarlo esta deba necesariamente considerar sus efectos entre sus destinatarios, encontrándose vedado de efectuar cambios irrazonables o arbitrarios.”

- 3.22 Dado que el principio de seguridad jurídica constituye un principio general del derecho consustancial a otros estados constitucionales, consideramos oportuno indicar la doctrina sentada por el Tribunal Constitucional español, para la controversia que surgió, a raíz de la modificación del marco retributivo de las generadoras que utilizan recursos energéticos renovables:



“En palabras de este Tribunal, los principios de seguridad jurídica y confianza legítima no permiten consagrar un pretendido derecho a la congelación del ordenamiento jurídico existente (SSTC 182/1997, de 28 de octubre, FJ 13; y 183/2014, de 6 de noviembre, FJ 3) ni evidentemente pueden impedir la introducción de modificaciones legislativas repentinas, máxime cuando lo hace el legislador de urgencia (STC 237/2012, de 13 de diciembre, FJ 6). En estos casos, es precisamente la perentoriedad de la reacción legislativa –cuya concurrencia en este caso ya ha sido examinada– la que abre la puerta a la injerencia del Gobierno en la legislación vigente, al amparo del art. 86.1 CE (STC 81/2015, de 30 de abril, FJ 8). No sería coherente con el carácter dinámico del ordenamiento jurídico y con nuestra doctrina constante acerca de



que la realización del principio de seguridad jurídica, aquí en su vertiente de protección de la confianza legítima, no puede dar lugar a la congelación o petrificación de ese mismo ordenamiento (por todas, STC 183/2014, FJ 3), por lo que no cabe sino concluir que la regulación impugnada se enmarca en el margen de configuración del legislador, que tiene plena libertad para elegir entre las distintas opciones posibles, dentro de la Constitución.» [FJ 7 a)]¹⁶

3.23 A mayor abundamiento, diversos tribunales arbitrales internacionales en materia de inversiones en el sector energético, han avalado el derecho del Estado a modificar la regulación vigente, a fin de adaptarse a las circunstancias económicas, políticas y legales cambiantes:

“En ausencia de compromisos explícitos directamente extendidos a los inversores y que garanticen que los Estados no modificarán sus leyes y reglamentos, los tratados en materia de inversiones no eliminan el derecho de los Estados a modificar sus regímenes regulatorios para adaptarse a circunstancias y necesidades públicas cambiantes⁴⁵⁰. Tal como advirtieran otros tribunales, “[a] fin de adaptarse a las circunstancias económicas, políticas y legales cambiantes, las facultades regulatorias del Estado se mantienen en su lugar⁴⁵¹. “[E]l estándar de trato justo y equitativo no otorga un derecho de estabilidad regulatoria per se. El estado tiene un derecho a regular, y los inversores deben esperar que la legislación cambiará, si no existe una cláusula de estabilización u otra garantía específica que genere una expectativa legítima de estabilidad”¹⁷

3.24 De acuerdo a ello, hay suficiente consenso tanto a nivel doctrinario como jurisprudencial, que como regla general, ningún inversionista tiene derecho a una petrificación del orden jurídico¹⁸, ya que el derecho debe adecuarse a la realidad social y económica donde corresponda ser aplicada y no al revés.¹⁹

3.25 En el caso que nos avoca, se ha descrito ampliamente el sustento para modificar el esquema de declaración de precios de gas natural vigente, con la finalidad de que se reflejen los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica, acreditándose con ello la necesidad y razonabilidad de las modificaciones normativas propuestas. De acuerdo a ello, la modificación normativa es necesaria para adecuar el esquema de declaración de precios de gas natural vigente al modelo marginalista contemplado en la LCE.

3.26 Por otra parte, si bien hay propuestas orientadas a variabilizar todo los costos fijos por suministro (volumen *take or pay*), transporte y distribución, dichas propuestas únicamente serían viables si las condiciones del mercado primario y secundario de gas natural vuelven flexibles tales costos fijos.

3.27 Una interpretación en contrario, trastocaría el modelo marginalista previsto en la LCE, ya que, en la determinación de los costos marginales se estaría introduciendo componentes fijos, no teniendo competencia la Administración



¹⁶ Sentencia 42/2016, de 3 de marzo de 2016 del Tribunal Constitucional de España.
¹⁷ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 00010-2014-PI/TC.
¹⁸ Michele Potesta. Legitimate Expectations in Investment Treaty Law: Understanding the Roots and the Limits of a Controversial Concept. En ICSID Review, Vol. 28, No. 1 (2013), p.112. El autor cita para sustentar su afirmación el caso Saluka Investments BV v. La República Checa, la CNUDMI-PCA, Premio parcial 17 de marzo 2006, párrafos. 305, 351.
¹⁹ Michele Potesta. Op cit, p. 26. El autor cita para sustentar su afirmación el caso El Paso Compañía Internacional de Energía v. Argentina (n 6) párrafo 352.

para aprobar disposiciones normativas que contravengan los principios establecidos en la LCE.

- 3.28 Adicionalmente, para flexibilizar las condiciones impuestas por el mercado primario y secundario de gas natural, se requieren de cambios regulatorios estructurales en el mediano y largo plazo, a través de la aprobación de una norma con rango de ley, que es competencia exclusiva del Congreso de la República, salvo que medie una delegación de facultades al Poder Ejecutivo.
- 3.29 A modo de ejemplo, una de las propuestas que cuentan con mayor fundamento económico y está basada en experiencias internacionales, es la figura del comprador único de gas natural, que actúa como representante de la demanda de gas natural frente al suministrador, transportista y distribuidor. Para implementar esta opción, entre otros temas que debe definirse son: a) entidad que asumirá las funciones de comprador único frente al Productor, Transportista y Distribuidor de gas natural, b) derechos y obligaciones entre la entidad que asuma el papel de compradora única y los generadores c) evaluación si debe suscribirse acuerdos con titulares de contratos ley suscritos por el Estado Peruano relacionados al mercado de gas natural, d) otros aspectos operativos y comerciales.

IV. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

- 4.1 Efectuada la evaluación integral de la problemática mencionada, propuestas de consultores especializados nacionales e internacionales²⁰, reuniones con diferentes agentes del sector eléctrico (para garantizar el principio de participación ciudadana) y *bechmarking* de marcos regulatorios similares al peruano; se ha identificado una serie de oportunidades de mejora en el marco regulatorio aplicable a la declaración del precio único de gas natural, a fin de lograr que los Costos Marginales del SEIN reflejen adecuadamente los costos variables de las unidades de generación a gas natural del sistema.

Opción A

Propuesta:

Establecer que cuando opere una central térmica a gas, el costo marginal (CMg) no podrá ser inferior al costo unitario de generación modelado en base a una unidad de generación teórica de ciclo combinado con características específicas mínimas de potencia, de eficiencia neta y *heat rate*. Este podría usarse para la valorización de los retiros e inyecciones en el mercado spot y permitir la declaración de precios para el despacho.

Evaluación:

El literal b) del artículo 2 de la Ley 28832 establece que el objetivo de la Ley 28832, es reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado.

La opción de considerar para los costos variables de las centrales a gas natural, un costo de una central teórica, supone una intervención del Estado en el

²⁰ Para mayor detalle ver el informe del profesor Ronald Fischer denominado "Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano" de fecha 12 de diciembre de 2017, realizado por encargo del Ministerio de Energía y Minas.



mercado de generación eléctrica, el cual por definición está sujeto a las normas de la competencia.

La opción incrementaría artificialmente el Costo Marginal I, ya que, la LCE establece que dicho concepto es el costo de producir una unidad adicional de energía.

Al considerar el precio unitario nominal del gas para calcular el costo variable de la central, no se estaría teniendo la existencia de costos fijos que no dependen del nivel de producción.

Al permitir la declaración de precios sin límites, no se soluciona el tema de que los generadores puedan seguir declarando precios del gas natural cercanos a cero, y por ello se genera la posibilidad de un despacho ineficiente, si una central a ciclo simple declara menos valor que una central a ciclo combinado. Como puede advertirse, este tipo de situaciones es contraria al artículo 12 de la Ley N° 28832, el cual dispone que la operación del sistema deba ejecutarse, con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Opción B

Propuesta:

Establecer la obligación de presentar un reporte anual de precios nominales de suministro, transporte y distribución de gas, con los que se calcula un precio único nominal del gas y se despacha por eficiencia considerando dicho precio único nominal. En esta alternativa es el COES el que establece un precio único que refleja los precios nominales de las generadoras a gas y con ello se determina el precio del mercado SPOT, de tal manera que se reflejarían los costos.

Evaluación:

Como beneficio, la propuesta permite tener un despacho eficiente. No obstante ello, el esquema no se condice con el modelo marginalista previsto en la LCE, pues supone tratar costos fijos como variables.

Por otra parte, dado que los Generadores no tendrían opción de manejar sus inflexibilidades, incurrirían en el pago de gas no consumido, situación que configura la alteración de las condiciones del mercado, y por ello la contravención del principio de seguridad jurídica.

Opción C

Propuesta:

Establecer una obligación de reporte anual de precios nominales de los contratos de gas (suministro, transporte y distribución) y sus respectivas cantidades diarias contratadas fijas, que determinan el nivel de capacidad (output) a costo cero de gas de la unidad. De esta manera, se despacha primero toda la capacidad a costo cero (TOP) y luego se despacha la capacidad que presenta costos variables (por eficiencia).

Evaluación:



La principal desventaja de la propuesta es que se generará una alta volatilidad del precio spot, ya que, el costo marginal de las centrales a gas sería por determinados periodos igual a cero, y por otro, igual a su costo nominal.

Como se advierte, la propuesta no es concordante con el objetivo de la Ley 28832 de evitar la volatilidad de los Costos Marginales, sin perjuicio de que en para su implementación tendría que otorgarse un periodo de adaptación relativamente extenso, para efectos de que tanto el COES como los agentes del sistema adecúen sus procedimientos, software operativos, etc.

Por otra parte, dado que se requiere la adecuación del despacho económico.

La opción requeriría modificaciones a los procedimientos del COES relacionados con el despacho, para poder hacerse un uso eficiente del gas natural.

Opción D

Propuesta:

Utilizar como costo variable de las centrales el costo nominal de los contratos de explotación y transporte vigentes. El valor del gas natural "pagado pero no consumido" (por los contratos de explotación) será "socializado" por el parque generador en proporción a la energía producida u algún otro indicador.

No se compensa transporte ni distribución pues los generadores reciben un pago por potencia asociado a mantener contratos en firme.

Evaluación:

La propuesta tiene como beneficios que variabiliza ex – post los costos fijos, pues los generadores no pagarían gas sin consumir, y el despacho sería eficiente.

Sin embargo, la compensación que tendrían que asumir los generadores, debe ser por todos los costos fijos, y no solo por el suministro de gas natural, con lo cual los costos de esta opción serían mayores a sus posibles beneficios.

Sin perjuicio de lo expuesto, dado que la medida supondría que los generadores que no utilizan el gas natural, asuman los costos de combustible de otros generadores, ello constituiría una expropiación indirecta, ya que, a través de la regulación económica, se está generando una obligación de pago, a favor de terceros.

Opción E

Propuesta:

Identificar el costo marginal del precio del gas natural considerando que los contratos de suministro no son completamente fijos. En particular, en el suministro la principal inflexibilidad de los generadores es el factor "take or pay" (FTOP) que ellos asumen; cabe señalar, que la proporción pagada del gas con *take or pay* es mitigada cuando existen cláusulas *make up* o período de recuperación del gas pagado pero no tomado. De esta manera, en la práctica del



mercado, una parte de la proporción *take or pay* no sea fija debido a que se puede recuperar parte del gas pagado y no consumido.

Con ello se propone permitir la declaración pero con un precio base por central que considere el costo marginal promedio asociado a la parte del gas natural que compran los generadores de forma variable

Evaluación:

Este mecanismo tiene cuatro posibles ventajas:

- i) Mejora la eficiencia en el despacho (al mismo factor *take or pay*, con lo cual despacharía primero la central más eficiente.
- ii) Refleja mejor los niveles de inflexibilidad de los contratos de suministro, permitiendo una menor declaración para los generadores que tienen mayor "take or pay" y por lo tanto menor costo de oportunidad del uso del gas natural.
- iii) Es factible de implementar en el corto plazo sin modificaciones a nivel de ley o que requieran un plazo de adecuación a la nueva normativa.
- iv) Acorde a principios del modelo marginalista, ya que, según la teoría económica, el costo marginal por definición es aquel costo que puede ser evitado, pues depende del nivel de producción.

Opción F

Propuesta:

Implementar un mecanismo de comprador único de gas natural, que se encargue de asignar el gas eficientemente entre las unidades de generación del SEIN

Evaluación:

El principal problema de la opción es que requiere de altos costos de transacción, ya que, deberá adecuarse los contratos actuales suscritos por los generadores con el productor y el transportista de gas natural.

Por otra parte, dado que no hay una entidad que se encargue de centralizar los requerimientos de gas natural de las entidades de generación, se requiere de la aprobación de normas con rango de ley, y un periodo de adecuación para los agentes involucrados.

V. FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA NORMATIVA

V.1 Objetivos de la Iniciativa

- 5.1 El objetivo principal de la propuesta de modificación del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, es establecer un precio mínimo de gas natural, que refleje los costos variables de los generadores que utilizan gas natural, lo cual es concordante con el sistema marginalista previsto en la LCE.



- 5.2 En efecto, los costos variables están representados por el componente variable del volumen de gas natural contratado con el productor, y la inclusión de las cláusulas make up en los contratos de suministro. En el caso del volumen contratado bajo la modalidad take or pay y la capacidad de transporte y distribución contratada bajo la modalidad ship or pay, se mantiene el esquema de declaración al tratarse de costos fijos que no dependen del nivel de producción de la central.
- 5.3 Como objetivos específicos, la propuesta normativa al imponer un precio mínimo de gas natural, procura obtener los siguientes resultados: i) recuperar el nivel de eficiencia en el despacho económico, ya que, ante igual factor take or pay contratado, el orden de mérito del despacho se regirá por la eficiencia de la central, ii) desincentivar comportamientos estratégicos de los generadores que son compradores netos en el mercado spot y que tenían la posibilidad de declarar cero como precio del gas natural; y, iii) reducir el impacto tarifario del Cargo Prima RER, ya que, al reflejar los costos variables de los generadores eléctricos que actualmente no son considerados en la declaración de precio único de gas natural, se incrementará el Costo Marginal del mercado de corto plazo

V.2 Análisis de la propuesta de modificación normativa

Los cambios propuestos al Decreto Supremo N° 016-2000-EM, se detallan a continuación:

i) Establecimiento de un precio mínimo de gas natural

- 5.4 La propuesta normativa busca que el Costo Marginal refleje adecuadamente los costos variables de las unidades de generación termoeléctricas a base de gas natural. Para ello es necesario establecer un precio mínimo de gas natural, que represente el componente variable del contrato de suministro. Las generadoras podrán declarar por encima de este valor hasta el valor nominal del precio de sus contratos tal como lo venían haciendo con el actual mecanismo.
- 5.5 De acuerdo a ello, luego de la evaluación técnica y económica, se propone que el COES verifique que el valor declarado por cada unidad de generación a gas natural, tenga como mínimo el siguiente valor:

$$PMGN_i = \left(1 - \left[\frac{CDC_i}{24 \times \sum_j^n (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right] TOP \right) PSG$$

Dónde:

$PMGN_i$: Precio mínimo de gas natural para el Generador i (USD/MMBTU), entendiéndose por "Generador i " al titular de generación.

CDC_i : Cantidad diaria contractual del Generador " i " (MMPCD).

Pef_{ij} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación " j " utilizando gas natural, determinada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 18 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador " i " (kW).

CeC_{ij} : Consumo específico de calor de la Unidad de Generación " j ", determinado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 18 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador " i " (convertido en MPC/MWh).



Para estos efectos, el poder calorífico inferior será el registrado en la prueba de potencia efectiva, conforme al procedimiento técnico respectivo.

TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición "take or pay", o cualquier otra denominación estipulada en el respectivo contrato de suministro, que el generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

PSG: Es el precio de suministro de gas natural (no incluye transporte y distribución) aplicable según el respectivo contrato de suministro de gas natural, incluido los descuentos aplicables. En el caso que las centrales de un mismo generador tengan PSGs diferenciados, se considerará el correspondiente a la central para el cálculo del PMGN.

5.6 Este mecanismo tiene, entre otras, las siguientes ventajas: i) mejora la eficiencia en el despacho eléctrico (al mismo factor "take or pay") el precio mínimo es menor para la central más eficiente, ii) refleja mejor los niveles de inflexibilidad de los contratos de suministro de gas natural, iii) es factible de implementar en el corto plazo dado que otras opciones normativas implican modificaciones estructurales del mercado de gas natural; y, iv) es concordante con los principios del modelo marginalista en el que basa la LCE.

5.7 Para la aplicación del mecanismo de las declaraciones de precios se establecen en el proyecto normativo los siguientes lineamientos: i) Los valores aplicables son los que se encontraron vigentes durante el último día del mes anterior a la declaración del precio único del gas natural, ii) El COES verifica que el precio único declarado sea como mínimo igual al precio mínimo de gas natural.

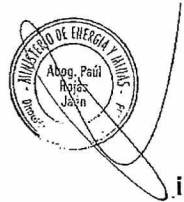
ii) Información de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural suscritos por el Generador

5.8 Teniendo en cuenta que pueden existir Generadores que tienen suscritos más de un contrato de suministro, debe establecerse las reglas para calcular el precio mínimo del gas natural. Al respecto, dado que las variables cantidad diaria contractual y el take or pay son las que definen el nivel de inflexibilidad de cada contrato de suministro, debe establecerse que la suma de la cantidad diaria contractual y el take or pay asignados, no sobrepasen la suma de las cantidades diarias contractuales y el take or pay de los contratos de suministro que tenga suscrito el Generador.



5.9 Sobre la base de lo expuesto, se propone incluir el siguiente apartado en el numeral 5.1 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM:

"En caso un Generador tenga suscrito más de un contrato de suministro de gas natural, el precio mínimo de gas natural se calculará por central, pudiendo el Generador asignar los valores de cantidad diaria contractual y take or pay para cada central, respetando que la suma de la cantidad diaria contractual y el take or pay asignados, no sobrepasen la suma de cantidad diaria contractual y take or pay del total de los contratos de suministro suscritos."



iii) Información de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural suscritos por el Generador

5.10 El COES para determinar el precio mínimo de cada Generador, debe tener la información de la cantidad diaria contratada con el productor, el porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición "take or pay" y el precio de suministro de gas natural. De acuerdo a ello, se necesita que los Generadores remitan dicha información con anterioridad al proceso de declaración, la cual, debe ser remitida a Osinergmin para efectos de que su veracidad sea objeto del respectivo proceso de supervisión.

5.11 Sobre la base de lo expuesto, se propone incluir el siguiente apartado en el numeral 5.1 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM:

"Los Generadores presentan al COES, con carácter de declaración jurada, hasta el primer día hábil del mes de junio, la información contractual necesaria para que el COES determine el precio mínimo de gas natural, información que será publicada en el portal web del COES. La información será remitida con copia a OSINERGMIN para efectos de supervisión."

iv) Precio único del gas natural en caso el Generador no remita la información en plazo y forma establecida

5.12 Con la finalidad de regular la consecuencia para el Generador que no presenta en el plazo y forma establecida, la información de sus contratos, y la propia declaración del precio único de gas natural, se propone que se utilice los costos nominales determinados por Osinergmin, en el marco del último proceso de fijación de precios en barra.

5.13 Sobre la base de lo expuesto, se propone incluir el siguiente apartado en el numeral 5.2 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM:

"Para los Generadores que no presenten oportunamente en la forma y plazo la información a que se refiere este artículo, se tomará como precio único del gas natural, el mayor valor entre la declaración anterior y precio el definido por Osinergmin para efectos tarifarios".

v) Diversidad de factores take or pay en un contrato de suministro

5.14 En el ámbito de la libertad contractual, el Generador puede pactar diversos factores take or pay en el contrato de suministro con el productor, por lo que, a fin de reflejar el nivel de inflexibilidad del contrato de suministro debe obtenerse un valor único para el contrato, que considere el tiempo y volumen de gas de los factores take or pay.



5.15 Sobre la base de lo expuesto, se propone incluir el siguiente apartado en el numeral 5.2 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM:

"Si los contratos de suministro incluyen distintos factores de take or pay (TOP) o cualquier otra denominación estipulada en el respectivo contrato de suministro que el Generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo para diferentes periodos, el precio mínimo de gas natural se calculará considerando el promedio ponderado por tiempo y por volumen de gas de los factores take or pay mencionados."



vi) Plazo para la modificación del Procedimiento Técnicos del COES correspondiente al proceso de declaración del precio de los combustibles de las generadores termoeléctricas

5.16 Mediante Resolución Osinergmin N° 156-2016-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 31, "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", cuyo objetivo es determinar el contenido, oportunidad y modo de presentación y actualización de la información y documentación que deben entregar al COES los Generadores Integrantes, 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.

5.17 Teniendo en cuenta que las modificaciones que se proponen alteran el contenido del citado Procedimiento Técnico del COES N° 31, debe establecerse un plazo prudencial para que el COES prepare su propuesta en un plazo perentorio, proponiéndose para estos efectos, la siguiente disposición complementaria:

"En un plazo de dos meses, el COES debe presentar al OSINERGMIN, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES correspondiente"

vii) Plazo para aprobar el mecanismo que incorpore la flexibilidad de las cláusulas make up en el precio mínimo de gas natural

5.18 Las cláusulas *make up* otorgan flexibilidad a los contratos de suministro, ya que, el gas pagado y no consumido puede ser recuperado en un periodo posterior, el cual es definido en el contrato de suministro.

5.19 Considerando la diversidad de cláusulas *make up* incluidas en los contratos suscritos por los Generadores, y que se requiere tener en cuenta la programación del uso del gas natural de modo de garantizar su uso en los meses posteriores; es conveniente encargar al COES que evalúe ambas condiciones, con la finalidad de que se pueda obtener un factor que refleje de forma adecuada la flexibilidad de las cláusulas *make up* en el factor *take or pay* pactado en los contratos de suministro.

5.20 Teniendo en cuenta lo anterior, debe establecerse un plazo prudencial para que el COES proponga al MINEM un mecanismo que incorpore la flexibilidad de las cláusulas *make up* en el precio mínimo de gas natural:



"TERCERA.- El COES propondrá al MINEM, en base al despacho de los generadores y las condiciones de recuperación del gas natural pagado pero no consumido de sus contratos de suministro, un mecanismo que incorpore esta flexibilidad adicional en el cálculo del precio mínimo de gas natural para generación. Dicha propuesta deberá ser entregada al MINEM en un plazo no mayor a cuatro meses luego de publicada esta norma."

viii) Reglas para el proceso extraordinario para la declaración del precio único de gas natural



5.21 Considerando que con el Decreto Supremo N° 039-2017-EM se suspendió la declaración de precios de gas natural previsto en el mes de noviembre del 2017, se debe dictar las reglas para que se efectúe una declaración extraordinaria en el corto plazo. Teniendo en cuenta que los Generadores y el COES requieren de un periodo para dar cumplimiento a las nuevas disposiciones normativas que se aprueben, se propone que la declaración sea efectuada el 08 de enero de 2018,

para lo cual previamente los Generadores deberán presentar la información de sus contratos hasta el 28 de diciembre de 2017.

5.22 Considerando que puede existir unidades de generación que estén realizando sus pruebas de potencia efectiva, en el marco del Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica", debe indicarse que para este proceso de declaración, los valores correspondientes a la potencia efectiva y el calor específico de las Unidades de Generación, son los que se encontraron vigentes al 30 de noviembre de 2017

5.23 Para estos efectos se propone la siguiente disposición complementaria transitoria:

"El 08 de enero de 2018, los Generadores presentan la declaración del precio único de gas natural al COES. Para estos efectos, hasta el 28 de diciembre de 2017, los Generadores entregan con carácter de declaración jurada al COES, la información contractual necesaria para calcular el precio mínimo de gas natural al que hace referencia el numeral 5.1 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, con copia a OSINERGMIN para efectos de supervisión. La información remitida es publicada por el COES en su portal web.

Para los Generadores que no presenten en la forma y plazo establecido la información a que se refiere este artículo, se tomará como precio único del gas natural, el precio definido por OSINERGMIN para efectos tarifarios.

Para la determinación del precio mínimo de gas natural, los valores correspondientes a la potencia efectiva y el calor específico de las Unidades de Generación, son los que se encontraron vigentes al 30 de noviembre de 2017.

Los precios declarados mantendrán su vigencia durante el periodo 15 de enero hasta 30 de junio del 2018."

ix) Prórroga de la declaración del precio único de gas natural realizada el 23 de junio de 2017



5.24 Teniendo en cuenta que la única disposición complementaria del Decreto Supremo N° 039-2017-EM prorrogó los precios declarados el pasado 23 de junio hasta el 31 de diciembre 2017, corresponde efectuar una nueva prórroga hasta el 14 de enero de 2018, en tanto se realiza el proceso de declaración del precio único del gas natural, y se inicia la vigencia de los precios declarados el 15 de enero de 2018.

5.25 Para estos efectos se propone la siguiente disposición complementaria transitoria:

"Prorrogar hasta el 14 de enero de 2018, la declaración del precio único de gas natural realizada el 23 de junio de 2017 por las Generadoras al amparo del Decreto Supremo N° 019-2017-EM.



Reemplazo de la expresión "entidades de generación" por Generador

- 5.26 De acuerdo a la definición 10 del artículo 1 de la Ley 28382, se entiende por Generador, al titular de una concesión o autorización de generación, en la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- 5.27 De acuerdo a ello, se reemplaza en todo el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el término "entidades de generación" por Generador o Generadores.

VI. ANÁLISIS DE LA CONSTITUCIONALIDAD Y LEGALIDAD DE LA PROPUESTA

De conformidad con el numeral 1 del artículo 4° de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, corresponde al Poder Ejecutivo diseñar y supervisar políticas nacionales y sectoriales que definen los objetivos prioritarios, los lineamientos, los contenidos principales de las políticas públicas, los estándares nacionales de cumplimiento y la provisión de servicios que deben ser alcanzados y supervisados para asegurar el normal desarrollo de las actividades públicas y privadas. Se agrega que la política sectorial es el subconjunto de políticas nacionales que afecta una actividad económica y social específica pública o privada.

Por su parte, el artículo 5° del Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Ministerio de Energía y Minas, establece que corresponde al Ministerio de Energía y Minas formular, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería, supervisando y evaluando su cumplimiento.

El artículo 99 del Reglamento de la LCE establece que la información relativa a precios de los combustibles en las centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañado de un informe sustentatorio de los valores entregados. Para el caso de las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural se ha establecido un mecanismo de declaración de precios aprobado por Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

Ante la evidencia fáctica de que el mecanismo actual para la declaración del precio único del gas natural, viene provocando externalidades negativas en el sector eléctrico, corresponde al Ministerio de Energía y Minas, como entidad competente para formular las políticas de alcance nacional en materia de electricidad²¹, modificar el marco regulatorio aplicable a la declaración del precio único de gas natural por parte de los generadores termoeléctricos.

VII. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

Aprobar las modificaciones propuestas a los numerales 5.1 y 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM permitirá adecuar el mecanismo de declaración del precio único de gas natural, con el modelo marginalista previsto en la LCE, y la realidad actual del mercado primario y secundario de gas natural peruano, cuya estructura y condiciones comerciales, determina si las obligaciones de compra *take or pay* y *ship or pay*, constituyen costos fijos o variables.

²¹ Artículo 5 de la Ley Orgánica del Sector Energía y Minas aprobada por Decreto Ley N° 25926.

Finalmente, es de resaltar la aprobación de la propuesta normativa no genera gastos adicionales en el presupuesto del sector público, toda vez que se trata de disposiciones que son de cumplimiento obligatorio para el COES y los Generadores que tienen unidades de generación cuyo combustible es el gas natural.

VIII. EFECTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA

La aprobación del Decreto Supremo modifica de forma expresa las siguientes disposiciones normativas:

Disposición normativa	Artículo	Objetivo
Decreto Supremo N° 016-2000-EM	5	Reemplazar la expresión "entidades de generación" por Generador o Generadores
Decreto Supremo N° 016-2000-EM	5.1	Incorporar disposiciones orientadas a determinar el precio mínimo del gas natural
Decreto Supremo N° 016-2000-EM	5.2	Incorporar disposiciones referidas al proceso de declaración única del precio del gas natural

IX. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE LOS COMENTARIOS Y SUGERENCIAS RECIBIDAS EN EL PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA

Mediante Resolución Ministerial N° 532-2017-MEM/DM se pre-publicó el proyecto de Decreto Supremo que modifica el artículo 5.2 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.



Se recibieron un total de veinte comentarios, los cuales han sido debidamente evaluados por la Dirección General de Electricidad, y acogidos aquellos que contribuyen con alcanzar los objetivos de la propuesta.

X. NO OBLIGACIÓN DE TRASLADO A LA COMISIÓN MULTISECTORIAL DE CALIDAD REGULATORIA

Mediante Decreto Legislativo N° 1310, Decreto Legislativo que aprueba medidas adicionales de simplificación administrativa, Reglamento para la aplicación del Análisis de Calidad Regulatoria de procedimientos administrativos establecido en el artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1310, aprobado por Decreto Supremo N° 075-2017-PCM y el Manual para la aplicación del Análisis de Calidad Regulatoria aprobado por Resolución Ministerial N° 196-2017-PCM, se estableció el Análisis de Calidad Regulatoria en procedimientos administrativos.

De esta manera, las entidades del Poder Ejecutivo deben realizar un Análisis de Calidad Regulatoria de todas las disposiciones normativas de alcance general, a excepción de las contenidas en leyes o normas con rango de ley, que establezcan procedimientos administrativos, a fin de identificar, reducir y/o eliminar aquellos que resulten innecesarios, injustificados, desproporcionados, redundantes o no se encuentren adecuados a la Ley del Procedimiento



Administrativo General o a las normas con rango de ley que les sirven de sustento. El requisito también es exigible a las disposiciones que reglamenten trámites creados en leyes o normas de rango de ley. Una vez realizada esta evaluación deberán remitir su análisis a la Comisión Multisectorial de Calidad Regulatoria para la validación respectiva.

Al respecto, sin perjuicio de haberse efectuado el análisis costo-beneficio contenido en el presente documento, se indica que no corresponde el traslado en la Comisión Multisectorial señalada, en tanto no se establecen procedimientos administrativos.

