"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal de Mejora Regulatoria

ACUSE

CRE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
2015 DIC 29 PM 1:09

Oficio No. COFEME/15/4683

Asunto: Dictamen Final respecto del anteproyecto denominado "*Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de Gas Natural objeto de Venta de Primera Mano.*"

México, D. F., a 28 de diciembre de 2015

ING. LUIS ALONSO MARCOS GONZÁLEZ DE ALBA

Secretario Ejecutivo

Comisión Reguladora de Energía

P r e s e n t e

Me refiero a la respuesta al Dictamen Total (No Final) respecto del anteproyecto denominado **Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de Gas Natural objeto de Venta de Primera Mano**, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), enviado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR[1] el 23 de diciembre de 2015.

Asimismo, como parte del proceso de mejora regulatoria, la COFEMER llevó a cabo el análisis de la información presentada por la CRE, con el objeto de determinar si el anteproyecto se ubica en alguno

[1] http://www.cofemersimir.gob.mx/

de los supuestos previstos en los artículo 3 del *Acuerdo de Calidad Regulatoria* (ACR), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el 2 de febrero de 2007. Con base en ello, esta Comisión observó que en el formulario de la MIR se invocó el supuesto previsto en las fracción II del artículo 3 del ACR, el cual establece que con la emisión de la regulación, la dependencia u organismo descentralizado cumple con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el titular del Ejecutivo Federal.

En este sentido, para justificar la fracción II, del artículo 3, del ACR, la CRE proporcionó la siguiente información:

> *"El Transitorio Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos (la Ley), publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014, establece que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) continuará sujetando las ventas de primera mano (VPM) de Hidrocarburos, entre ellos el gas natural, a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos (Pemex), en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, para lo cual tomará en cuenta, en lo que proceda, lo establecido en materia de precios en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. El mismo Transitorio Décimo Tercero establece que la regulación de las ventas de primera mano incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios. En este sentido y conforme a lo dispuesto en el Transitorio Séptimo del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, La Comisión Reguladora de Energía expedirá las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las ventas de primera mano y comercialización, conforme a lo establecido en el Décimo Tercero Transitorio del Artículo Primero por el que se expide la Ley de Hidrocarburos."*

Por lo anterior, esta Comisión determinó en el Dictamen Total (No Final) que el anteproyecto propuesto cumple con una obligación establecida en Ley y Reglamento, de conformidad con la fracción II del artículo 3 del ACR, debido a que el Transitorio Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos (LH) facultan a la CRE para que las ventas de primera mano (VPM) incluyan, tanto principios de regulación asimétrica que limiten el poder dominante de Petróleos Mexicanos (PEMEX), como la aprobación y

expedición de los términos y condiciones generales para la enajenación del Gas Natural (GN), y de la metodología para el cálculo de sus precios[2].

En virtud de lo anterior, el anteproyecto referido y su MIR se sujetan al proceso de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), derivado de lo cual, con fundamento en los artículos 69-E, fracción II, 69-H, y 69-J de ese ordenamiento legal, y en específico del procedimiento establecido en el *ACUERDO por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto*

---

[2] "Décimo Tercero.- La Comisión Reguladora de Energía continuará sujetando las ventas de primera mano de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, para lo cual tomará en cuenta, en lo que proceda, lo establecido en materia de precios en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

La venta de primera mano se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos. Dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, Ductos de Internación o en los puntos de inyección de los Hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción. Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, así como cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, podrán comercializar Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos siempre que desagregue los distintos servicios que preste y el precio de venta de primera mano del producto de que se trate.

La comercialización que realicen personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, podrá realizarse en puntos distintos a los señalados en el párrafo anterior. Esta actividad también se sujetará a regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de las citadas personas, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

La regulación de las ventas de primera mano incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios. En estas materias, se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos y los precios deberán reflejar, entre otros, el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de dichos productos.

En todo caso, se deberán observar las obligaciones de no discriminación previstas en esta Ley.

El incumplimiento de la regulación que la Comisión Reguladora de Energía establezca sobre los términos y condiciones de ventas de primera mano y sus precios, se sancionará por dicha Comisión con multas de ciento cincuenta mil días a setenta y cinco millones de días de salario mínimo general vigente en el Distrito Federal."

Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010; publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012, la COFEMER emite el siguiente:

DICTAMEN TOTAL

I. CONSIDERACIONES GENERALES

Definida como la primera enajenación de GN que realice PEMEX a un tercero para su entrega en territorio nacional, la VPM es una actividad regulada por la CRE para asegurar la equidad en el mercado de GN, promoviendo condiciones de competencia para los adquirentes de este producto.

Por consiguiente, y en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos y el desarrollo eficiente y competitivo del mercado de GN, la regulación de las VPM limitará el poder dominante de PEMEX, para lo cual también se tomará en cuenta lo dispuesto en el Transitorio Séptimo del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH[3], razón por la cual la CRE expedirá las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las VPM y su comercialización.

[3] "Séptimo.- La Comisión Reguladora de Energía expedirá las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las ventas de primera mano y comercialización, conforme a lo establecido en el Décimo Tercero Transitorio del Artículo Primero por el que se expide la Ley de Hidrocarburos del Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas, publicado el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación, en un plazo de doce meses contado a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento."

Sin embargo, la CRE estima necesario modificar la resolución vigente (RES/524/2013) para reflejar el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de dicho energético, como señaló en el numeral 3 de la MIR:

> *"Actualmente el precio de VPM de gas natural se rige por la RES/524/2013, misma que ya no refleja adecuadamente el costo de oportunidad del gas (ver respuesta siguiente). Además, la RES/524/2013 resulta insuficiente para atender el mandato derivado de la Ley, el Reglamento y el Decreto de Reforma Energética."*

En virtud de lo anterior, y apoyado en el análisis de la MIR, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que el anteproyecto brinda elementos de adecuación necesarios para el cálculo del precio máximo de VPM que, además de preservar condiciones de certidumbre y operatividad, incrementarían y dinamizarían la competencia del sector creada por la Reforma Energética.

II. PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS GENERALES

Con la finalidad de justificar la emisión del anteproyecto, en el numeral 2 del formulario de la MIR, la CRE presentó información sobre la problemática que originó la propuesta regulatoria, destacando la necesidad de implementar acciones regulatorias concretas por parte del gobierno federal para así reflejar, con mayor precisión, las condiciones de mercado del GN:

> *"Con fecha 21 de noviembre de 2013, la Comisión emitió la resolución RES/524/2013, mediante la cual se aprobó una metodología transitoria a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para determinar el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano (Metodología Transitoria). Dicha Resolución estableció que la metodología transitoria tendrá vigencia a partir del 1 de octubre de 2013 y hasta que la Comisión emita la nueva Directiva para la determinación de los precios del gas natural objeto de ventas de primera mano. Por otro lado, derivado del Decreto del*

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

20 de diciembre de 2013, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto en Reforma de Energía), el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley de Hidrocarburos (la Ley). El Transitorio Décimo Tercero de la Ley establece que la regulación de las VPM incluirá la aprobación y expedición de la metodología para el cálculo de sus precios. En esta materia, se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de gas natural, y los precios deberán reflejar, entre otros, el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de dicho hidrocarburo. Así, con las adecuaciones objeto del presente anteproyecto se busca fijar el precio de VPM de gas natural con base en el costo de oportunidad para establecer condiciones que coadyuven al libre comercio del energético y al desarrollo de un mercado competitivo nacional. Derivado del Decreto en Reforma de Energía y el Transitorio Cuarto de la Ley, el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento), mismo que en términos de sus Transitorios Primero y Segundo entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF, abrogando el Reglamento de Gas Natural, publicado el 8 de noviembre de 1995 en el DOF. El Transitorio Séptimo del Reglamento establece que la Comisión expedirá las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las VPM, conforme a lo establecido en el Décimo Tercero Transitorio del Artículo de la Ley. De lo anterior se desprende la necesidad de diseñar una nueva metodología de precios máximos de VPM que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria de los hidrocarburos, es decir esta Comisión considera necesario replantear el análisis para expedir la nueva metodología de precios máximos de VPM. Aunado a lo anterior, la Comisión evaluó las discrepancias entre el precio vigente mensual de VPM en Reynosa y los precios máximos mensuales reportados por PGPB en Tamaulipas, y encontró que el precio de VPM en Reynosa está por debajo 0.12 USD/MMBtu respecto al precio de importaciones que obtiene PGPB. Esta discrepancia es evidencia de que la Metodología Transitoria no está reflejando las condiciones del mercado, e incumple los criterios que establece la Ley; además se encontró que el TFi que representa el costo de transporte de Estados Unidos a la frontera en Reynosa se encuentra desactualizado y no refleja las condiciones del mercado. Para mayor referencia ver el análisis realizado por la Comisión sobre la modificación de la referencia internacional, la actualización del valor del TFi y el cambio del punto de arbitraje puede consultarse con mayor detalle en el Anexo II. Problemática y objetivos regulatorios.doc."

De la problemática expuesta por la CRE, esta Comisión destacó lo siguiente:

- Ausencia de una metodología de precios máximos de VPM, que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria del GN, derivados de la Reforma Energética.

- Retraso en adecuar las disposiciones administrativas de carácter general que permitan observar la práctica común en mercados desarrollados de GN, destacando la vinculación del precio de VPM de GN con base en el costo de oportunidad.

En ese contexto, la CRE incluyó en el formulario de la MIR y en el anteproyecto los objetivos regulatorios que pretende lograr con la finalidad de subsanar la problemática expuesta:

En la MIR (numeral 1):

> *"La regulación propuesta tiene como objetivos: I. Propiciar una mayor participación de agentes económicos en el mercado de gas natural; II. Permitir que las ventas de primera mano de gas natural reflejen las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del energético en el mercado internacional y en el lugar en el que se realice la venta; III. Evitar que exista arbitraje de precios entre las diferentes zonas del país, e IV. Incentivar la mayor producción nacional posible de gas. V. Salvaguardar los intereses de los usuarios."*

En el anteproyecto de Resolución (Considerandos):

> *"SEXTO. Que, en congruencia con lo establecido en el Transitorio Décimo Tercero de la LH, esta Comisión considera necesario replantear el análisis para expedir la nueva metodología de precios máximos de VPM, que permita:*
>
> *I. Mayor participación de agentes económicos en el mercado de gas natural;*
>
> *II. Que las ventas de primera mano de gas natural reflejen las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del energético en el mercado internacional y en el lugar en el que se realice la venta;*
>
> *III. Evitar que exista arbitraje de precios entre las diferentes zonas del país, e*
>
> *IV. Incentivar la mayor producción nacional posible de gas."*

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que los objetivos propuestos son coincidentes con la problemática expuesta, debido a que la emisión de la Resolución propuesta por la CRE pretende establecer una nueva metodología de precios máximos de VPM que contemple los cambios fundamentales en la estructura, organización y funcionamiento de la industria y mercado del GN.

III. POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

Con relación a las alternativas regulatorias identificadas para resolver la problemática anteriormente descrita, la CRE expuso en el numeral 4 de la MIR, los siguientes argumentos:

Alternativa 1.

> *"No emitir regulación alguna:*
>
> *Costos: a) De* (sic) *no se hacer ningún cambio a la referencia, el precio de VPM seguiría sin reflejar el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta. Toda vez que el diferencial histórico ha sido sobreestimado ocasionando que los componentes de referencia internacional dentro de los precios máximos de VPM calculados en Reynosa, se ubiquen, en promedio, por debajo de la canasta de índices del ST. De agosto de 2009 a junio de 2015, para las series diarias y mensuales respectivamente, el componente [HH-μ·ST] se ubica, en promedio, 13 centavos de dólar y 26 centavos de dólar por debajo de la referencia del ST. b) En caso de no realizarse la actualización del factor TFi se estaría dejando de reflejar el costo de oportunidad del gas nacional ya que las condiciones de 2003 son distintas a las que se presentan en la actualidad. Conforme a lo señalado anteriormente, el valor del costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas que actualmente se utiliza, fue estimado en 2003 a partir de los costos de transporte en que incurría Pemex y se determinó con base en la contratación y utilización eficiente de servicios de transporte en los ductos del sur de Texas. c) En caso de que el punto de arbitraje*

permanezca en la Zona Golfo, se espera que la producción nacional de gas natural continúe con una tendencia decreciente (debido a que el punto de arbitraje puede ayudar a evitar arbitraje de precios). La información de comercio exterior presentada por PGPB muestra que las importaciones de gas natural de agosto de 2009 a junio de 2015 presentaron un incremento de 921.23 millones de pies cúbicos diarios, lo que representa una tasa de crecimiento de 221.31%; mientras que la producción nacional de gas natural ha presentado una caída de 615.36 millones de pies cúbicos diarios de agosto de 2009 a diciembre de 2014. Situación que se explica en parte por los bajos precios en Ciudad Pemex ocasionados por el hecho de tener la zona de arbitraje en la Zona Golfo. d) Incumplimiento en las disposiciones jurídicas vigentes, así como los objetivos señalados en la pregunta I. Conforme a lo señalado en la regulación vigente la Comisión deberá emitir la metodología para el cálculo de los precios de VPM de gas natural, donde estos precios deberán reflejar el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de este hidrocarburo. Beneficios: a) Los agentes del mercado (Pemex y usuarios) conocen la Metodología Transitoria, por lo que no existirían costos de aprendizaje en una nueva metodología."

Alternativa 2.

"Otro tipo de regulación:

Alternativa 2: Cambio en la referencia internacional y actualización del factor TFi. Se determinó utilizar solamente el índice Houston Ship Channel (HSC) debido a que, conforme a investigaciones informales realizadas por la Comisión con diversos agentes de mercado, tales como PGPB, MGI Supply y Shell Trading México, una parte sustancial de las transacciones de gas natural en el sur de Texas se referencian a las cotizaciones del mercado HSC; además, este índice cuenta con ventajas similares a las de HH, tales como profundidad y liquidez, cuentan con publicación de referencia diaria y mensual (Platts), cuenta con mercado financiero dinámico para la cotización de instrumentos de cobertura, y es un índice puro, por lo que no hay riesgos de distorsiones en el cálculo. Por otro lado, se analizó los ductos conectados entre México y Estados Unidos mediante los cuales se realiza la importación de gas natural, con el objetivo de reflejar el costo actualizado de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas, y por tanto reflejar adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional y las condiciones que favorezcan el desarrollo de un suministro más competitivo. Derivado de este análisis, se decide actualizar el valor de TFi en la fórmula de precios máximos de VPM, para ello se considera información pública sobre tarifas reguladas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los sistemas de transporte Tennessee Gas Pipeline Company, LLC. (TGP), El Paso Natural Gas Company, LLC. (EPNG) y Texas Eastern Transmission, LP., las cuales se encuentran disponibles en la página web de la FERC.

La tarifa correspondiente para cada sistema se evaluó como la suma de la tarifa máxima de reserva diaria más la tarifa de uso respectiva, incorporando los impuestos correspondientes. A esta operación se le incluyó el porcentaje de gas combustible y el porcentaje de pérdidas, ambos autorizado por la FERC. El resultado de los cálculos realizados establecen un TFi de 0.2505 USD/MMBtu, equivalente a 0.2374 USD/GJ. Costos: El componente de la referencia internacional podría sufrir una mayor volatilidad en algún período de tiempo. No se toma toda la información de los mercados en el sur de Texas que pueden importar gas natural. Beneficios: El cálculo del precio es sencillo y transparente, haciendo que los agentes del mercado (Pemex y usuarios) puedan replicarlo fácilmente. El HSC es un índice puro que presenta las características anteriormente señaladas."

Alternativa 3.

"Otro tipo de regulación:

Alternativa 3. Estimación de la referencial internacional mediante mínimos cuadrados ordinarios Se propuso estimar el índice ST a través de un modelo de mínimos cuadrados ordinarios, para las series diarias y mensuales, bajo las siguientes combinaciones: ST=β0+β1 HH+β2 HSC+ε ST=β0+β1 HH+ε ST=β0+β1 HSC+ε ST=β0 HH+β1 HSC+ε ST=β0 HH+ε ST=β0 HSC+ε Sin embargo, al analizar las series de forma individual se observó que no siguen un proceso estacionario, por lo que las anteriores regresiones deben considerarse espurias, es decir, las relaciones entre las variables dependientes y el ST expresadas en los estimadores pueden no ser verdaderas. Costo: Se considera que la aplicación de índices estimados a través de una regresión espuria puede distorsionar el mercado, ya que no reflejaría adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional."

Alternativa 4.

"Otro tipo de regulación:

Alternativa 4: Estimación del ST mediante un modelo de corrección de error, actualización del TFi y cambio del punto de arbitraje. Se propone el cambio de referencia internacional. Utilizando un modelo de corrección de error, con la

*siguiente especificación se estima el ST: ST_i - ST_i-1 = δ1 ϵ_i-1+ δ2 * [ST_i-1 -ST_i-2]+ δ3 * [HH_i-1 -[HH_i-2] +δ4 * [HSC_i-1 - HSC_i-2] Donde δk son los coeficientes del modelo de corrección de error ϵ_i-1 es el valor del residual del periodo i-1, que se obtiene de la ecuación de mínimos de cuadrados ordinarios (ecuación de cointegración): ST=β0 HH+β1 HSC+ε Actualización del TFi. Se analizó los ductos conectados entre México y Estados Unidos mediante los cuales se realiza la importación de gas natural en la frontera de Tamaulipas, con el objetivo de reflejar el costo actualizado de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas. Derivado de este análisis, se decide actualizar el valor de TFi en la fórmula de precios máximos de VPM, para ello se considera información pública sobre tarifas reguladas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los sistemas de transporte Tennessee Gas Pipeline Company, LLC. (TGP), El Paso Natural Gas Company, LLC. (EPNG) y Texas Eastern Transmission, LP., las cuales se encuentran disponibles en la página web de la FERC. La tarifa correspondiente para cada sistema se evaluó como la suma de la tarifa máxima de reserva diaria más la tarifa de uso respectiva, incorporando los impuestos correspondientes. A esta operación se le incluyó el porcentaje de gas combustible y el porcentaje de pérdidas, ambos autorizado por la FERC. El resultado de los cálculos realizados establecen un TFi de 0.2505 USD/MMBtu, equivalente a 0.2374 USD/GJ. Cambio en el punto de arbitraje. Con el fin de incentivar la producción nacional, se fija el punto de arbitraje en la Zona Sur. Costos: El cálculo del ST no es fácil de replicar. Beneficios: Refleja las condiciones del mercado del sur de Estados Unidos, gracias a que incorpora información de tres índices de la región. El precio de referencia no depende de un solo índices, por lo que es menos susceptible a la volatilidad del mercado. Cumplimiento en las disposiciones jurídicas vigentes, así como los objetivos señalados en la pregunta 1 de la presente sección. Con la actualización del factor TFi se reflejará el costo de oportunidad del gas nacional. El cambio del punto de arbitraje de la Zona Golfo a la Zona Sur, se espera que la producción nacional de gas natural revierta una tendencia decreciente. Derivado de estos beneficios se toma la decisión de que esta última alternativa es la mejor; por lo que esta Comisión considera presentarla como la propuesta regulatoria. Hay que señalar que la Comisión proporcionaría a los usuarios los parámetros de las regresiones que se generan con esta alternativa para reducir la dificultad del cálculo del previo de VPM; para mayor detalle puede consultarse el Anexo Único Metodología de precios VPM gas natural.doc."*

Aunado a lo anterior, la CRE incluyó en el numeral 5 de la MIR la justificación respecto del por qué la emisión de la metodología propuesta representa la mejor opción para atender la situación expuesta como problemática, en este sentido, ese Órgano indicó lo siguiente:

*"Con base en el análisis que la Comisión ha elaborado, se ha determinado utilizar un índice ST estimado por un modelo de corrección de error como índice de referencia en lugar de [HH-m*ST]; también se ha determinado actualizar el valor de TFi a 0.2374 USD/GJ, obtenido de analizar las condiciones del mercado de transporte en la zona del sur de Texas,*

para lo cual se consideró la información pública de tarifas de diversos transportistas. A partir de un modelo de arbitraje de precios, se decidió que la fórmula propuesta refleja de mejor manera las condiciones del mercado de gas. Además se incentiva un incremento en los precios de VPM en Ciudad Pemex, lo cual nos ayuda a cumplir con los objetivos descritos en la pregunta I. El análisis que realizó la Comisión sobre el cambio de referencia internacional y la actualización del valor TFi puede consultarse en el Anexo II. Problemática y objetivos regulatorios.doc."

Por consiguiente, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que la CRE dio respuesta cabal a esta sección, debido a que justificó que la emisión del anteproyecto representa la mejor alternativa para cumplir con los objetivos propuestos, puesto que la intervención gubernamental garantizaría, con un acto formal, transparente y metodológico, la competitividad del mercado de GN.

IV. Impacto de la Regulación

A. Análisis de Carga Administrativa

En el numeral 8 del formulario de la MIR, en el que se solicita que la CRE identifique y justifique en su caso, si la emisión del instrumento regulatorio crea, modifica o elimina trámites, generando posibles cargas administrativas, la CRE no identificó información alguna. Al respecto, la COFEMER encontró que en el anteproyecto no se incluyeron disposiciones que cumplieran con la definición de trámite prevista en el artículo 69-B de la LFPA[4], lo que se corroboró al tratarse de un instrumento resolutivo respecto del establecimiento de una metodología de cálculo de precios competitivos en VPM de GN.

[4] "Artículo 69-B...

Para efectos de esta Ley, por trámite se entiende cualquier solicitud o entrega de información que las personas físicas o morales del sector privado hagan ante una dependencia u organismo descentralizado, ya sea para cumplir una obligación, obtener un beneficio o servicio o, en general, a fin de que se emita una resolución, así como cualquier documento que dichas personas estén obligadas a conservar, no

B. ANÁLISIS DE ACCIONES REGULATORIAS

Con relación al numeral 9 de la MIR, y en el que se solicita que la CRE señale las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites contenidas en el anteproyecto, esta Comisión observa la CRE manifestó que no resultaba aplicable. Por lo que la COFEMER solicitó a ese Órgano regulador: i) precisar los artículos del anteproyecto en los que están plasmadas las acciones regulatorias y ii) señalar la manera en que contribuye la acción específica a lograr los objetivos del anteproyecto.

Por lo que para pronta referencia, la COFEMER identificó las acciones regulatorias siguientes, contenidas en las disposiciones del Anexo Único de la propuesta de Resolución, para que la CRE únicamente presentara sus justificaciones:

a) Las fórmulas para establecer el precio máximo diario y mensual de VPM en Reynosa y Cd PEMEX, Tabasco (disposiciones 3 y 7, respectivamente).

b) La estimación de las cotizaciones diarias y mensuales del gas en el sur de Texas (disposición 4).

c) El "modelo de corrección de error vectorial", que captura la relación de largo plazo, así como las condiciones de arbitraje entre las cotizaciones del Sur de Texas y las correspondientes a los mercados relevantes de *Henry Hub* (HH) y *Houston Ship Channel* (HSC) (disposición 5).

d) El costo de transporte de gasoductos en los Estados Unidos de América, para efectuar importaciones o exportaciones de GN a través de la frontera en Tamaulipas (disposición 6).

e) La tarifa para el servicio de transporte aplicable al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangás) desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente (disposición 8).

---

comprendiéndose aquella documentación o información que sólo tenga que presentarse en caso de un requerimiento de una dependencia u organismo descentralizado."

f) Las fórmulas para establecer el precio máximo diario y mensual de VPM en plantas de proceso distintas a las ubicadas en Reynosa y Cd PEMEX, Tabasco (disposición 9).

g) El mecanismo de sustitución del índice de referencia (numeral 12).

h) El pactado de precios convencionales (numeral 13).

i) El periodo establecido del 22 de febrero del 2000 al 22 de junio de 2015, para realizar las estimaciones diarias de las disposiciones 5.1 y 5.3; así como para las estimaciones mensuales que se señalan en las disposiciones 5.5 y 5.7 (el periodo es de enero de 2000 a junio de 2015) (disposición transitoria 3).

j) El punto de arbitraje ubicado en la Zona Sur del Sistrangás para determinar los precios de VPM conforme a las disposiciones 3.1 y 7.2 (disposición transitoria 4).

Con base en lo anterior, la COFEMER observa que la CRE correctamente identificó y justificó en el documento anexo denominado "(22-12-2015) Respuesta a Dictamen Total (No Final) Metodología de Precios VPM", tales acciones regulatorias, de la siguiente manera:

Tabla 1. Acciones regulatorias

Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Acción	Justificación
Establece obligaciones y restricciones.	Disposiciones 3, 7 y 9.	Precio máximo para las ventas de primera mano en Reynosa y Ciudad Pemex, así como las plantas de proceso distintas a estas dos. *(Atiende los incisos a) y f) de la sección B. Análisis de acciones regulatorias del Dictamen.)*	Con el fin de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, de conformidad con lo mandatado en el Transitorio Décimo Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el establecimiento de estas restricciones en la determinación de los precios, hace que se contenga el poder dominante de Petróleos Mexicanos (Pemex), pues limita que éste pueda ejercer su poder estableciendo precios no competitivos. Es así que se obliga a Pemex a sujetar los precios de ventas de primera mano, a la metodología que se propone mediante el proyecto motivo de la presente MIR y los puntos definidos en las disposiciones 3, 7 y

Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Acción	Justificación
			9, son los puntos en los que por la propia Ley les es permitido a Pemex llevar a cabo ventas de primera mano.
Establece restricciones.	Disposición 4.1 y 12.	Precio de referencia internacional. *(Atiende los incisos b) y g) de la sección B. Análisis de acciones regulatorias del Dictamen.)*	El objeto de referenciar el precio máximo de las ventas de primera mano de gas natural es que dicho precio refleje las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad en el lugar en el que se realice la venta. Es así que la metodología de precios toma las referencias internacionales del índice de precios de Henry Hub, Houston Ship Channel y Sur de Texas, por ser la más representativa para la importación de gas natural hacia el mercado mexicano. Ahora bien, cuando no se cuente con las cotizaciones de referencia correspondientes, se podrá sustituir por aquella cotización más reciente disponible. Este mecanismo de sustitución busca garantizar que siempre se pueda calcular un precio de venta de primera mano, aún y cuando, no se cuente con las cotizaciones de los índices de referencia.
Establece restricciones y obligaciones.	Disposiciones 4, 6 y 8.	Elementos que componen la tarifa de transporte. *Atiende los incisos d); e) y j) de la sección B. Análisis de acciones regulatorias del Dictamen.*	El componente de transporte debe reflejar por un lado, el costo de oportunidad del transporte de la molécula tanto en México como en Estados Unidos hasta la frontera en Reynosa, y por otro lado para los casos en los que la venta no se lleva a cabo en la frontera de Reynosa, deberá entonces considerarse además los costos nacionales inherentes hasta el punto de venta. Adicionalmente, se establece un punto de arbitraje en territorio mexicano con el objeto de igualar competitivamente las condiciones de venta en el mercado interior, y evitar con ello el arbitraje de precios entre las diferentes zonas del país.
Establece obligaciones.	Disposición 13.	Precios convencionales. *Atiende al inciso h) de la sección B. Análisis de acciones regulatorias del Dictamen.*	La metodología de precios establece un precio máximo con el objeto de limitar el poder sustancial de Pemex para fijar precios no competitivos, no obstante al ser un precio máximo se permite que se puedan pactar menores precios de manera convencional. La flexibilidad en los precios haría que estos se vuelvan más competitivos con la entrada de nuevos agentes al mercado.

Adicionalmente, la CRE aclaró lo siguiente:

"Con relación a los incisos, c) e i), identificados por la COFEMER como acciones regulatorias, esta Comisión Regulatoria de Energía (CRE), considera que no son acciones regulatorias en lo individual sino que forman parte de la acción regulatoria 1. Esto es, el proyecto de regulación establece un procedimiento metodológico para calcular el precio

máximo de venta de primera mano para distintos puntos del país (Planta de Proceso Reynosa, Ciudad Pemex y otras plantas distintas de proceso), por lo que para estar en posibilidad de aplicar dicha metodología es necesario establecer criterios técnicos, e identificar algunas variables, destacándose los siguientes:

i. *Mediante un "modelo de corrección de errores" se estima el precio del gas en el sur de Texas, tomando como referencia las cotizaciones del Henry Hub (HH) y Houston Ship Channel.*

ii. *El periodo establecido del 22 de febrero del 2000 al 22 de junio de 2015, para realizar las estimaciones diarias de las disposiciones 5.1 y 5.3; así como para las estimaciones mensuales que se señalan en las disposiciones 5.5 y 5.7 (el periodo es de enero de 2000 a junio de 2015) (disposición transitoria 3).*

Cómo se observa, los componentes de la metodología antes señalados no pueden entenderse de forma individual como acciones regulatorias de conformidad a la disposición Análisis de Acciones Regulatorias del ACUERDO por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010; publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 16 de noviembre de 2012, ya que no establecen requisitos, sanciones, restricciones, prohibiciones u obligaciones, condicionar un beneficio, una concesión, o establecer estándares técnicos o procedimientos de evaluación de la conformidad, sino que son los elementos, variables o componentes de la metodología de cálculo."

Finalmente, esta COFEMER estima que la CRE precisó de manera clara las disposiciones que implican algún tipo de obligación o restricción para los adquirientes de GN a través de VPM, derivado del cumplimiento al que se harán responsables o del que obtendrán algún beneficio, con la finalidad de garantizar las enajenaciones en comento.

C. ANÁLISIS DE IMPACTO EN LA COMPETENCIA

La CRE señaló que la propuesta de regulación no contempla esquemas que impacten de manera diferenciada a sectores o agentes económicos, puesto que la propuesta Resolución impacta de manera

general a todos los usuarios, por lo que no existe un esquema de diferenciación; y con lo cual coincide esta Comisión.

D. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Con relación al análisis costo-beneficio que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares la CRE reportó lo siguiente en el Anexo I:

> *"2. Implementación de la Variación Compensada*
>
> *Para realizar el análisis de costo-beneficio, se determinó realizar un análisis de bienestar social a partir de una estimación de la Variación Compensada, es decir, la transferencia de dinero que sería necesaria otorgar al consumidor para que, ante el aumento de precios mensuales de Ventas de Primera Mano (VPM) causado por el cambio de referencia y el cambio en el valor de TF_i en su conjunto, éste mantenga la misma utilidad que antes del cambio propuesto.*
>
> *Las fórmulas de precios mensuales de VPM en Reynosa y Ciudad Pemex son las siguientes:*
>
> *Reynosa:* $VPMR_i^{Real} = [HH_i^m - \mu^m \cdot ST_i^m] + [\alpha \cdot TF_i^{0.065}] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$
>
> *Ciudad Pemex:* $VPMCP_i^{Real} = VPMR_i^{Real} + TP_i$
>
> *Y se proponen las siguientes fórmulas:*
>
> *Reynosa:* $VPMR_i^{Propuesta\ MCE} = \widehat{ST}_i^m + [\alpha \cdot TF_i] - \beta \cdot [TP_G + TP_{EN}]$
>
> *Ciudad Pemex:* $VPMCP_i^{Propuesta\ MCE} = VPMR_i^{Propuesta\ MCE} + TP_i$

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cabe señalar que la estimación de la Variación Compensada contempla conjuntamente el cambio de referencia, la actualización del valor de TF_i a 0.2505 USD/MMBtu[5] y el cambio del punto de arbitraje de la Zona Golfo a la Zona Sur; manteniendo constantes para Reynosa los costos de transporte en México ($TP_G + TP_{EN}$) y sus respectivos parámetros de balance comercial (α y β), mientras que para Ciudad Pemex los costos de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex (TP_i).

En este sentido, la estimación de variación compensada consiste en:

Reynosa: $$VC_i = \sum_{i=1}^{71}(VPMR_i^{Real} * q_i - VPMR_i^{Propuesta\ MCE} * q_i)$$

Ciudad Pemex: $$VC_i = \sum_{i=1}^{71}(VPMCP_i^{Real} * q_i - VPMCP_i^{Propuesta\ MCE} * q_i)$$

Donde:

- $VPMR_i^{Real}$ *es el precio mensual de VPM con base en la Metodología Transitoria, aplicado en Reynosa, de agosto de 2009 (inicio de la DIR-GAS-001-2009) a junio de 2015.*
- $VPMCP_i^{Real}$ *es el precio mensual de VPM con base en la Metodología Transitoria, aplicado en Ciudad Pemex, de agosto de 2009 (inicio de la DIR-GAS-001-2009) a junio de 2015.*
- q_i *es el volumen de ventas de gas natural en el sector industrial, tomadas del Sistema de Información Económica (SIE).*
- $VPMR_i^{Propuesta\ MCE}$ *es el precio mensual de VPM que se hubiera aplicado en Reynosa de agosto de 2009 a junio de 2015, bajo la propuesta de utilizar como referencia el Sur de Texas estimado por el modelo de corrección de errores y actualizar el valor de TF_i de 0.065 a 0.2505 USD/MMBtu.*
- $VPMCP_i^{Propuesta\ MCE}$ *es el precio mensual de VPM que se hubiera aplicado en Ciudad Pemex de agosto de 2009 a junio de 2015, bajo la propuesta de metodología.*

[5] La actualización del TF_i está a septiembre de 2015.

En particular, se muestra una aproximación del posible impacto en el bienestar, para el caso del sector industrial, bajo el supuesto de que toda la industria compra gas natural bajo los precios mensuales de Reynosa o de Ciudad Pemex, para el periodo de agosto de 2009 a junio de 2015. Los resultados se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 1

Cálculo de la variación compensada agregada en Reynosa

Mes	$VPMP_t^{Real}$ (USD/MMBtu)	$VPMP_t^{Propuesta}$ (USD/MMBtu)	Volumen de ventas sector industrial q_t (MMBtu)	Gasto (USD)		Variación compensada (USD)	Variación porcentual (%)
				Con $VPMP_t^{Real}$	Con $VPMP_t^{Propuesta}$		
ago-09	3.2633	3.9235	20,987,976.42	68,490,063.46	82,347,358.61	-13,857,295	16.83
sep-09	2.7661	3.6798	22,109,213.70	61,156,296.02	81,357,858.66	-20,201,573	24.83
oct-09	3.5960	2.9307	24,618,914.39	88,529,616.14	72,151,173.14	16,378,443	22.70
nov-09	4.0831	3.8025	24,949,862.41	101,872,783.21	94,872,591.33	7,000,192	7.38
dic-09	4.2763	4.3085	23,482,841.47	100,419,674.96	101,174,915.64	-755,241	0.75
ene-10	5.5256	4.6260	25,461,685.28	140,716,549.89	117,785,385.50	22,931,164	19.47
feb-10	5.0290	5.6286	25,922,971.14	130,366,621.88	145,908,808.30	-15,543,186	10.65
mar-10	4.5881	5.4780	25,962,482.70	119,118,466.86	142,225,331.36	-23,104,865	16.25
abr-10	3.4341	4.3126	24,935,877.38	85,632,296.51	107,338,211.74	-21,905,915	20.37
may-10	4.0872	4.1466	24,719,893.67	101,055,149.42	102,523,808.33	-1,468,659	1.43
jun-10	3.9796	4.2209	24,601,761.30	97,905,169.29	103,841,113.45	-5,935,944	5.72
jul-10	4.5179	4.2812	25,055,302.48	113,197,351.08	107,266,775.61	5,930,575	5.53
ago-10	4.5674	4.6857	24,917,785.86	113,809,495.15	116,756,614.08	-2,947,119	2.52

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

sep-10	3.4950	4.7685	26,153,016.05	91,404,791.10	124,711,627.00	-33,306,836	26.71
oct-10	3.6849	3.9464	26,399,552.50	97,279,711.02	104,182,880.80	-6,903,170	6.63
nov-10	3.1674	3.9335	26,637,446.63	84,371,448.45	104,778,754.32	-20,407,306	19.48
dic-10	4.0903	3.5152	25,643,391.25	104,889,163.23	90,142,636.55	14,747,127	16.36
ene-11	4.0420	4.2195	26,989,459.83	109,091,396.64	113,881,812.97	-4,790,416	4.21
feb-11	4.1400	4.2766	27,419,703.18	113,517,571.17	117,263,484.53	-3,745,913	3.19
mar-11	3.6385	4.3812	27,186,246.08	98,917,156.36	119,108,931.79	-20,191,775	16.95
abr-11	4.0652	3.9891	26,777,138.73	108,854,424.37	106,817,274.39	2,037,150	1.91
may-11	4.1820	4.2603	25,840,930.32	108,066,770.58	110,090,384.79	-2,023,614	1.84
jun-11	4.1360	4.4429	26,037,368.97	107,690,558.06	115,680,751.29	-7,990,193	6.91
jul-11	4.1641	4.3990	25,181,675.23	104,859,013.83	110,774,660.84	-5,915,647	5.34
ago-11	4.1853	4.4673	26,187,062.78	109,600,713.87	116,985,913.69	-7,385,200	6.31
sep-11	3.6834	4.4793	25,883,439.57	95,339,061.31	115,939,752.57	-20,600,691	17.77
oct-11	3.6032	4.1401	26,939,987.76	97,070,163.89	111,534,211.52	-14,464,048	12.97
nov-11	3.3699	3.8178	26,569,565.14	89,536,777.56	101,437,603.98	-11,900,826	11.73
dic-11	3.2268	3.6563	25,718,020.10	82,986,907.25	94,033,426.56	-11,046,519	11.75
ene-12	2.9638	3.5044	21,628,467.70	64,102,452.57	75,795,471.30	-11,693,019	15.43
feb-12	2.5909	3.2395	22,439,432.79	58,138,326.42	72,691,498.83	-14,553,172	20.02
mar-12	2.3324	2.9137	23,931,902.64	55,818,769.71	67,337,431.86	-11,518,662	17.11
abr-12	2.1305	2.6495	23,417,760.50	49,891,538.75	62,044,232.50	-12,152,694	19.59
may-12	1.9782	2.2957	23,906,021.72	47,290,892.18	54,880,757.16	-7,589,865	13.83
jun-12	2.3441	2.2435	24,441,088.75	57,292,356.14	54,834,728.49	2,457,636	4.48
jul-12	2.6743	2.5699	23,564,347.11	63,018,133.47	60,557,956.98	2,460,179	4.06

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

ago-12	2.8974	2.8758	24,153,734.51	69,983,030.37	69,460,759.87	522,271	0.75
sep-12	2.5435	3.2280	23,546,997.16	59,891,787.27	76068,919.70	-16,117,132	21.20
oct-12	2.9525	2.7902	23,860,835.79	70,449,117.67	66577,463.70	3,871,654	5.82
nov-12	3.3340	3.0704	24,587,012.33	81,973,099.12	75490,920.96	6,482,178	8.59
dic-12	3.5591	3.5791	23,026,162.86	81,952,416.22	82413,200.97	-460,785	0.56
ene-13	3.2188	3.8122	24,203,997.99	77,907,828.75	92270,436.72	-14,362,608	15.57
feb-13	3.1076	3.5359	25,087,145.67	77,960,813.89	88706,641.57	-10,745,828	12.11
mar-13	3.2954	3.3761	24,685,879.73	81,349,848.05	83341,963.09	-1,992,115	2.39
abr-13	3.8124	3.4915	24,233,248.06	92,386,834.90	84611,495.77	7,775,339	9.19
may-13	3.9950	3.9940	23,863,949.98	95,336,480.19	95,312,726.20	23,754	0.02
jun-13	3.9762	4.2777	23,108,123.96	91,882,522.50	98,850,404.51	-6,967,882	7.05
jul-13	3.5643	4.2441	25,670,498.80	91,497,358.87	108948,220.95	-17,450,862	16.02
ago-13	3.3195	3.8129	25,137,903.34	83,445,270.14	95,848879.26	-12,403,609	12.94
sep-13	3.4340	3.6661	24,014,747.14	82,466,641.69	88,041029.24	-5,574,388	6.33
oct-13	3.3664	3.6292	24,682,117.74	83,089,881.17	89,575803.98	-6,485,920	7.24
nov-13	3.3586	3.6442	24,484,802.58	82,234,657.94	89,228031.94	-6,993,374	7.84
dic-13	3.6725	3.6333	23,574,721.29	86,578,163.93	85,654523.21	923,644	1.08
ene-14	4.2288	3.8060	25,874,533.45	109,418,227.04	98,478,261.47	10,939,967	11.11
feb-14	5.3401	4.3858	25,998,904.34	138,836,749.07	114,024838.95	24,811,910	21.76
mar-14	4.6599	5.2040	26,443,264.70	123,222,969.15	137,611119.26	-14,388,150	10.46
abr-14	4.3993	4.9817	25,676,105.23	112,956,389.76	127,911672.89	-14,954,783	11.69
may-14	4.6092	4.7658	26,366,659.70	121,529,207.90	125,658,816.68	-4,129,609	3.29
jun-14	4.4397	4.8148	26,570,909.97	117,966,868.99	127,934,887.30	-9,968,018	7.79

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

jul-14	4.2296	4.6366	25,985,643.23	109,908,876.63	120,485,113.15	-10,576,237	8.78
ago-14	3.6662	4.6362	25,669,343.23	94,108,946.16	118,607,114.45	-24,898,168	20.92
sep-14	3.8367	3.9823	25,413,393.00	97,503,564.93	101,204,709.99	-3,701,145	3.66
oct-14	3.8861	4.0714	26,411,904.35	102,639,327.89	107,534,376.39	-4,895,048	4.55
nov-14	3.6344	4.0776	26,769,539.49	97,291,187.57	109,156,442.23	-11,865,255	10.87
dic-14	4.1320	3.8377	26,002,529.78	107,443,363.12	99,790,631.70	7,652,731	7.67
ene-15	3.0840	4.3793	27,206,598.98	83,904,416.68	119,145,163.74	-35,240,747	29.58
feb-15	2.7827	3.3980	27,964,390.37	77,815,278.64	95,023,292.99	-17,208,014	18.11
mar-15	2.8113	3.0464	26,607,674.23	74,801,249.91	81,058,771.75	-6,257,522	7.72
abr-15	2.5374	2.9796	27,053,122.82	68,644,323.32	80,607,498.18	-11,963,175	14.84
may-15	2.4602	2.8363	26,978,099.85	66,370,711.90	76,518,927.43	-10,148,216	13.26
jun-15	2.7332	2.7296	27,632,175.07	75,524,592.49	75,425,164.97	99,428	0.13
Promedio						-6,712,713	6.84
Variación compensada (Agosto 2009-Junio 2015)						-476,602,612	

Fuente: Elaboración CRE con base en datos tomados del Sistema de Información Económica (SIE), Publicación Inside FERCs de Platts y las tarifas de los transportistas Tennessee Gas Pipeline Company LLC. Texas Eastern Transmission, LP (zona STX Texas) y El Paso Natural Gas Company (zona Texas).

Con base en los resultados de la tabla anterior, el sector industrial al tomar el precio en Reynosa hubiera tenido que aumentar 6.84 por ciento su gasto en gas natural, si desde agosto de 2009 hasta junio de 2015 se hubiera tenido como índice de referencia al sur de Texas estimado por un Modelo de Corrección de Error y el valor de TF_t de 0.2505 USD/MMBtu.

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Tabla 2

Cálculo de la variación compensada agregada en Ciudad Pemex

Mes	$VPMCP_t^{Real}$ (USD/MMBtu)	$VPMCP_t^{Propuesta}$ (USD/MMBtu)	Volumen de ventas sector industrial q_t (MMBtu)	Gasto (USD)		Variación compensada (USD)	Variación porcentual (%)
				Con $VPMCP_t^{Real}$	Con $VPMCP_t^{Propuesta}$		
ago-09	3.0889	4.0175	20,987,976.42	64,829,760.38	84,320,228.39	-19,490,468	23.11
sep-09	2.5658	3.7878	22,109,213.70	56,727,820.51	83,745,663.73	-27,017,843	32.26
oct-09	3.4016	3.0355	24,618,914.39	83,743,699.18	74,731,235.37	9,012,464	12.06
nov-09	3.8841	3.9098	24,949,862.41	96,907,760.59	97,349,711.57	-641,951	0.66
dic-09	4.0769	4.4160	23,482,841.47	95,737,194.37	103,699,321.10	-7,962,125	7.68
ene-10	5.3249	4.7347	25,461,685.28	135,580,927.97	120,553,070.69	15,027,857	12.47
feb-10	4.8261	5.7380	25,922,971.14	125,106,851.04	148,745,781.34	-23,638,930	15.89
mar-10	4.3865	5.5867	25,962,482.70	113,884,430.55	145,015,453.23	-31,161,023	21.48
abr-10	3.2265	4.4245	24,935,877.38	80,455,608.37	110,328,536.42	-29,872,928	27.08
may-10	3.8746	4.2612	24,719,893.67	95,779,700.02	105,336,703.15	-9,557,008	9.07
jun-10	3.7780	4.3296	24,601,761.30	92,945,454.21	106,515,324.92	-13,569,871	12.74
jul-10	4.3120	4.3922	25,055,302.48	108,038,464.30	110,047,314.19	-2,009,450	1.83
ago-10	4.3639	4.7954	24,917,785.86	108,738,725.73	119,490,895.19	-10,751,369	9.00
sep-10	3.2889	4.8796	26,153,016.05	86,014,654.49	127,617,227.09	-41,602,573	32.60
oct-10	3.4770	4.0585	26,399,552.50	91,791,244.06	107,142,270.64	-15,351,027	14.33
nov-10	2.9543	4.0484	26,637,446.63	78,695,008.58	107,839,396.94	-29,144,388	27.03
dic-10	3.8764	3.6505	25,643,391.25	99,404,041.84	93,098,679.36	6,305,322	6.77
ene-11	3.8039	4.3478	26,989,459.83	102,665,206.25	117,344,580.67	-14,679,354	12.51

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

feb-11	3.8955	4.4084	27,419,703.18	106,813,453.74	120877,401.40	-14,063,948	11.63
mar-11	3.3948	4.5126	27,186,246.08	92,291,868.19	122681,204.53	-30,389,336	24.77
abr-11	3.8199	4.1213	26,777,138.73	102,285,992.24	110357,212.13	-8,071,220	7.31
may-11	3.9296	4.3963	25,840,930.32	101,544,519.77	113804,751.31	-12,060,232	10.62
jun-11	3.8838	4.5788	26,037,368.97	101,123,933.60	119,219,229.73	-18,095,296	15.18
jul-11	3.9159	4.5328	25,181,675.23	98,608,922.04	114,043,353.25	-15,534,431	13.61
ago-11	3.9327	4.6035	26,187,062.78	102,985,861.81	120,551,868.89	-17,566,007	14.57
sep-11	3.4447	4.6080	25,883,439.57	89,160,684.28	119,270,842.35	-30,110,158	25.25
oct-11	3.3825	4.2590	26,939,987.76	91,124,508.59	114,738,563.67	-23,614,055	20.58
nov-11	3.1503	3.9362	26,569,565.14	83,702,101.06	104,583,111.77	-20,881,011	19.97
dic-11	3.0140	3.7710	25,718,020.10	77,514,112.57	96,983,129.04	-19,469,016	20.07
ene-12	2.7464	3.6215	21,628,467.70	59,400,423.69	78,327,289.16	-18,926,865	24.16
feb-12	2.3628	3.3623	22,439,432.79	53,019,891.80	75,447,117.31	-22,427,226	29.73
mar-12	2.0973	2.9403	23,931,902.64	50,192,379.40	70,366,952.12	-20,174,573	28.67
abr-12	1.8939	2.7768	23,417,760.50	44,350,896.62	65,027,503.85	-20,676,607	31.80
may-12	1.7495	2.4188	23,906,021.72	41,823,585.01	57,824,298.71	-16,000,714	27.67
jun-12	2.1270	2.3605	24,441,088.75	51,986,195.77	57,691,988.16	-5,705,792	9.89
jul-12	2.4566	2.6871	23,564,347.11	57,888,175.10	63,320,531.94	-5,432,357	8.58
ago-12	2.6718	2.9972	24,153,734.51	64,533,947.86	72,394,578.25	-7,860,630	10.86
sep-12	2.5145	3.3513	23,546,997.16	54,459,524.92	78,911,934.91	-24,412,410	30.94
oct-12	2.7184	2.9163	23,860,835.79	64,863,296.01	69,585,498.31	-4,722,202	6.79
nov-12	3.1066	3.1960	24,587,012.33	76,234,490.44	78,580,990.93	-2,346,500	2.99
dic-12	3.3292	3.7029	23,026,162.86	76,658,701.35	85,263,182.36	-8,604,481	10.09

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

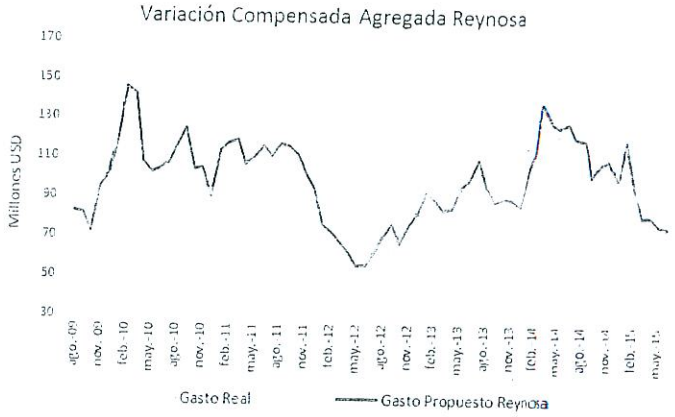
ene-13	2.9788	3.9468	24,203,997.99	72,098,869.23	95529,076.16	-23,430,207	24.53
feb-13	2.8636	3.6728	25,087,145.67	71,839,550.35	92139,239.63	-20,299,689	22.03
mar-13	3.0528	3.5121	24,685,879.73	75,361,053.62	86,702,496.46	-11,339,443	13.08
abr-13	3.5633	3.6312	24,233,248.06	86,350,332.81	87,896,862.07	-1,646,529	1.87
may-13	3.7419	4.1359	23,863,949.98	89,296,514.44	98,699,814.49	-9,403,300	9.53
jun-13	3.7270	4.4175	23,108,123.96	86,123,978.01	102080,207.35	-15,956,229	15.63
jul-13	3.3283	4.3765	25,670,498.80	85,439,121.16	112345,202.52	-26,907,081	23.95
ago-13	3.0745	3.9504	25,137,903.34	77,286,485.82	99,303,792.19	-22,017,308	22.17
sep-13	3.1978	3.7986	24,014,747.14	76,794,358.42	91,212272.25	-14,427,914	15.82
oct-13	3.1273	3.7633	24,682,117.74	77,188,386.82	92,885,711.85	-15,697,325	16.90
nov-13	3.1191	3.7786	24,484,802.58	76,370,547.72	92,517,366.99	-16,146,819	17.45
dic-13	3.4354	3.7663	23,574,721.29	80,988,597.51	88,788,838.43	-7,800,241	8.79
ene-14	4.1351	3.9682	25,874,533.45	106,993,783.26	102,675551.59	4,318,232	4.21
feb-14	5.2487	4.5439	25,998,904.34	136,460,449.21	118,116,890.65	18,323,559	15.51
mar-14	4.5682	5.3628	26,443,264.70	120,798,121.78	141,809,898.38	-21,011,777	14.82
abr-14	4.3070	5.1416	25,676,105.23	110,586,985.25	132,015,659.68	-21,428,674	16.23
may-14	4.5162	4.9268	26,366,659.70	119,077,108.54	129,904,376.01	-10,827,267	8.33
jun-14	4.3453	4.9782	26,570,909.97	115,458,575.09	132,275,272.78	-16,816,698	12.71
jul-14	4.1350	4.8003	25,985,643.23	107,450,634.78	124,739,820.19	-17,289,185	13.86
ago-14	3.5712	4.8007	25,669,343.23	91,670,358.55	123,229,879.87	-31,559,521	25.61
sep-14	3.7426	4.1452	25,413,393.00	95,112,164.65	105,343,376.59	-10,231,212	9.71
oct-14	3.7934	4.2319	26,411,904.35	100,191,031.72	111,771,888.53	-11,580,857	10.36
nov-14	3.5433	4.2352	26,769,539.49	94,853,815.54	113,375,036.85	-18,521,231	16.34

dic-14	4.0417	3.9941	26,002,529.78	105,093,716.25	103,857,401.57	1,236,315	1.19
ene-15	2.9802	4.5783	27,206,598.98	81,081,399.95	124,561,306.83	-43,479,907	34.91
feb-15	2.6786	3.5976	27,964,390.37	74,906,158.23	100,604,631.63	-25,698,473	25.54
mar-15	2.7094	3.2419	26,607,674.23	72,091,092.01	86,258,387.75	-14,167,296	16.42
abr-15	2.4372	3.1718	27,053,122.82	65,933,938.08	85,807,550.36	-19,873,612	23.16
may-15	2.3608	3.0269	26,978,099.85	63,690,381.19	81,661,318.02	-17,970,937	22.01
jun-15	2.6332	2.9214	27,632,175.07	72,762,336.43	80,724,734.71	-7,962,398	9.86
Promedio						-14,969,898	14.74
Variación compensada (Agosto 2009-Junio 2015)						-1,062,862,741	

Fuente: Elaboración CRE con base en datos tomados del Sistema de Información Económica (SIE), Publicación Inside FERC's de Platts y las tarifas de los transportistas Tenneessee Gas Pipeline Company LLC, Texas Eastern Transmission, LP (zona STX Texas) y El Paso Natural Gas Company (zona Texas).

Con base en los resultados de la tabla anterior, donde se contempla que el sector industrial toma el precio en Ciudad Pemex, los industriales hubieran tenido que aumentar 14.74 por ciento su gasto en gas natural, si desde agosto de 2009 hasta junio de 2015 se hubiera utilizado la metodología propuesta del índice de referencia al sur de Texas estimado por un Modelo de Corrección de Error, el valor de TF_t de 0.2505 USD/MMBtu y como punto de arbitraje la Zona Sur.

No obstante el incremento en ambos casos, el precio de VPM representaría de forma más precisa las condiciones de mercado en el sur de Texas y con ello se fomentaría la entrada de nuevos competidores de gas natural en México y, en este sentido, se beneficiarían también los consumidores a largo plazo.



Fuente: Elaboración CRE con base en datos tomados del Sistema de Información Económica (SIE), Publicación Inside FERC's de Platts y las tarifas de los transportistas Tennessee Gas Pipeline Company LLC, Texas Eastern Transmission, LP (zona STX Texas) y El Paso Natural Gas Company (zona Texas).

3. *Identificación de beneficios y costos*

A continuación se mencionan los beneficios no cuantificables que presenta la metodología de precios VPM en la regulación propuesta:

i. *La metodología propuesta simula condiciones de competencia efectiva, lo cual podría generar incentivos para atraer nuevos participantes a la industria de gas natural.*

ii. *En particular el cambio de punto de arbitraje incentiva la producción nacional.*

Por último, el costo no cuantificable que se les presentaría tanto a los usuarios y la Comisión Reguladora de Energía de la metodología es:

i. *Costo generado por el cálculo y aplicación de los precios de VPM.*

4. Conclusiones

Se considera que la implementación de la metodología propuesta:

i. *Conlleva importantes beneficios no cuantificables que propiciarán el desarrollo del mercado de gas natural.*
ii. *No representan costos significativos.*

En conclusión, la metodología propuesta por esta Comisión Reguladora de Energía cumple la legislación vigente y presenta mayores beneficios que costos a los usuarios."

Por lo anterior, esta Comisión observó que la propuesta regulatoria podría generar beneficios superiores a los costos de cumplimiento para los particulares, a propósito de que empleó, como referencia, una estimación de las cotizaciones de precio en el sur de Texas. Esto, a partir de un "modelo de corrección de error vectorial", capaz de capturar la relación de largo plazo, así como las condiciones de arbitraje entre tales cotizaciones y las correspondientes a los mercados relevantes HH y HSC; además de que se incorporó la dinámica del mercado del sur de Texas, a propósito de la actualización del costo de transporte TF_i de los transportistas relevantes entre la frontera (Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas); razones por las cuales el precio de VPM reflejaría los costos de oportunidad y las condiciones de competencia efectiva respecto del mercado internacional y atendiendo al lugar donde se realice la venta.

V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

SE

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Referente al numeral 16 del formulario de la MIR, en los que se solicita describir los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la CRE argumentó lo siguiente:

> *"Derivado del cambio de naturaleza de la Comisión de ser un Órgano Desconcentrado a ser un Órgano Regulador Coordinado, el Transitorio Sexto de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, establece que sin menoscabo de los ingresos que la Comisión obtenga por concepto de las contribuciones y aprovechamientos que disponga por los servicios que preste, contará con un presupuesto durante el periodo de 2015 a 2018, a fin de lograr una oportuna y eficaz instrumentación de sus atribuciones, por lo que no suponen un costo adicional a los ya considerados."*

Con base en lo anterior, la COFEMER consideró atendido el numeral en análisis.

VI. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

En el numeral 18 del formulario de la MIR, en el que se solicita a la CRE que describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, el Órgano regulador proporcionó la información siguiente:

> *"No hay esquema contemplado para evaluar el logro de los objetivos de la regulación propuesta, sin embargo la regulación por medio de la metodología de precios podrá modificarse por iniciativa de la Comisión o a solicitud de parte interesada cuando se considere que la fórmula requiere algún cambio que beneficie al mercado. En este sentido la Comisión se encuentra abierta a recibir comentarios de los agentes involucrados. Por último es necesario mencionar que el componente TFi y los parámetros del modelo de corrección de error se actualizará semestralmente, con el fin de seguir reflejando la relación entre los índices HH, HSC y ST en el sur de Texas."*

Al respecto, la COFEMER consideró que la CRE atendió lo solicitado en la MIR, puesto que la metodología es ajustable y perfectible, ya que citó de manera expresa: i) que el componente costo de

transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas *(TF)*, así como los parámetros del "modelo de corrección de error" se actualizarán semestralmente, para reflejar la relación entre los índices HH, HSC y el promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas del Sur de Texas (ST); y ii) que a solicitud de parte, podrá cambiarse la fórmula cuando reporte un beneficio al mercado.

VII. CONSULTA PÚBLICA

La CRE señaló en el numeral 19 de la MIR que no se llevó a cabo consulta alguna.

Por otra parte se informa a la CRE que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, se hizo público a través del portal de Internet de la COFEMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA. Por ello, este Órgano Desconcentrado recibió comentarios de particulares interesados en emitir su opinión y sugerencias sobre el contenido del anteproyecto, mismos que se incluyeron en el portal electrónico de la COFEMER.

En virtud de lo anterior, la CRE incluyó en el formulario de la MIR un documento anexo denominado "(22-12-15) Respuesta a Consulta Pública", mediante el cual da respuesta a los comentarios vertidos por los particulares, información que puede ser consultada en la siguiente liga electrónica:

http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/17853

Por lo expresado con antelación, la COFEMER resuelve emitir el presente Dictamen Final, acorde a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, por lo que la CRE puede continuar con las formalidades necesarias para la publicación del referido anteproyecto en el DOF.

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal
de Mejora Regulatoria

Lo anterior se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados, así como en los artículos 7, fracción IV; 9, fracción XI, XXXVIII y penúltimo párrafo y 10 fracción VI; del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*; así como el Artículo Primero, fracción IV, del *Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican*, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,

EDUARDO ESTEBAN ROMERO FONG
Coordinador General