

ACUSE

2/A
2019 JUN 24 PM 12:00

Of. No. COFEME/19/3482

Asunto: Dictamen Preliminar respecto del anteproyecto denominado "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural".

Ref. 65/0040/061118

Ciudad de México, 21 de junio de 2019

ÓRGANO DE GOBIERNO

Comisión Reguladora de Energía

Presente

Me refiero a la respuesta a dictamen enviada por la dependencia respecto del anteproyecto denominado **Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural**, y a su respectivo formulario de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), a través del portal electrónico de la MIR¹, el día 14 de junio de 2019.

Sobre el particular es necesario precisar, que la información de la CRE da respuesta al oficio de número CONAMER/19/1809 emitido por la CONAMER el 24 de abril de 2019, en seguimiento al procedimiento de mejora regulatoria establecido en la Ley General de Mejora Regulatoria² (LGMR).

En el oficio con fecha 15 de noviembre de 2018 se informó a la CRE, la procedencia del supuesto de calidad de la fracción II del Artículo Tercero del *Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo* (Acuerdo Presidencial), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de marzo de 2017 (que la dependencia u organismo descentralizado cumpla 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).

Por lo que respecta a la fracción V, del Artículo Tercero, relativo a que el instrumento representa beneficios notoriamente superiores a sus costos en términos de competitividad, la CONAMER llevará a cabo el análisis correspondiente como parte del procedimiento de mejora regulatoria en la sección de impacto de la regulación³, ello sin perjuicio de la aceptación de cumplimiento del supuesto de la fracción II del artículo Tercero del Acuerdo Presidencial.

¹ www.cofemex.mir.gob.mx

² Publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018.

³ Cabe señalar, que derivado de las observaciones de la CONAMER en el dictamen preliminar del 24 de abril de 2019 y de la consulta pública, la CRE realizó modificaciones al anteproyecto regulatorio, de manera general se vislumbran cambios en la metodología de tarifas de distribución de Gas Natural y cambios en algunas obligaciones regulatorias; lo anterior, hizo necesario que ese Órgano Regulatorio modificara el análisis costo-beneficio y la sección de trámites y acciones regulatorias.

Por tales motivos, el anteproyecto y su AIR correspondiente quedaron sujetos al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Capítulo III de la LGMR, por lo que con fundamento en los artículos 25, fracción II, 26, 27, 71, cuarto párrafo y 72 de la LGMR, este Órgano Desconcentrado tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN PRELIMINAR

I. Consideraciones generales.

Derivado de la Reforma Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013 se creó la Ley de Hidrocarburos que tiene por objetivo regular la industria de los hidrocarburos y cualquier ámbito relacionado al mismo, es decir, desde la exploración superficial hasta el almacenamiento vinculado a ductos de petroquímicos.

La ley de Hidrocarburos establece la facultad de la Secretaría de Energía para conducir y coordinar la política energética del país dentro del marco constitucional vigente, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad energética, la sustentabilidad, continuidad del suministro de combustibles y la diversificación de mercados, y para ello se coordina con los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética a fin de actuar en conformidad a las políticas públicas establecidas por el Ejecutivo Federal.

Dicha reforma, confiere a la CRE la regulación y el otorgamiento de permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos. En materia de electricidad, la regulación y el otorgamiento de permisos para la generación, así como las tarifas de porteo para transmisión y distribución.

En este sentido de acuerdo a la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) la CRE regula y promueve el desarrollo eficiente de las siguientes actividades: a) Transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, b) el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos y c) La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, las transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

De conformidad con los artículos 41, fracción I y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de la industria de los hidrocarburos, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios; y de conformidad con los artículos 81, fracción I, inciso c), y 82, párrafo primero, así como las fracciones I y II del artículo 82 de la LH:

- I. Corresponde a la Comisión regular y supervisar la distribución de gas natural;
- II. La Comisión expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere la LH, en el ámbito de su competencia, incluyendo la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables;

III. La regulación para cada actividad en particular será aplicable salvo que, a juicio de la Comisión Federal de Competencia Económica, existan condiciones de competencia efectiva en dicha actividad, en cuyo caso las contraprestaciones, precios o tarifas correspondientes se determinarán por las condiciones de mercado, y

IV. La regulación, además de contemplar los impuestos que determinen las leyes aplicables, considerará que:

a. Las contraprestaciones, precios y tarifas, de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente se fijarán considerando el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad prevalecientes en el mercado internacional de estos productos, libres de impuestos, contribuciones o gravámenes, y

b. Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros.

Por todo lo anterior, y con base en la información presentada por ese Órgano Regulator se considera necesario emitir la presente propuesta regulatoria.

II. **Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria.**

En relación con los requerimientos de simplificación regulatoria previstos en el artículo 78 de la LGMR y en el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, para cumplir de manera cabal con el artículo Quinto citado y que se refleje la reducción en los costos de cumplimiento para los particulares la CRE incluye en su respuesta a dictamen un nuevo documento⁴ anexo en el formulario del AIR denominado: "Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx", en el que precisó, entre otras cosas, lo siguiente:

"[...] con la finalidad de dar cumplimiento al Acuerdo Presidencial, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) presenta a continuación un análisis respecto a la disminución en costos de cumplimiento que derivaría de la implementación del anteproyecto de Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural (Anteproyecto).

El Anteproyecto considera la eliminación de 10 (diez) trámites y 24 (veinticuatro) acciones regulatorias, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 1 (un) trámite, la creación de 4 (cuatro) trámites y 20 (veinte) acciones regulatorias, de las cuales 8 (ocho) acciones regulatorias no presentan costos cuantificables y finalmente, 1 (una) acción regulatoria que se mantienen para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema

⁴ Debido a los cambios que realizó al anteproyecto y al AIR, como parte del procedimiento de mejora regulatoria.



regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto; esto, en comparación con el marco tarifario vigente para dicha actividad, considerado en la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas), publicada en el DOF el 28 de diciembre de 2007, y en la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicada en el DOF el 3 de junio de 1996".

Las acciones de simplificación consisten en lo siguiente:

- **Simplificación de trámite 5.** Disminución del costo de cumplimiento para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural mediante la simplificación del Trámite 5 sobre la solicitud de aprobación de tarifas máximas que actualmente tienen que solicitar, a través de la Oficialía de Partes Electrónica (OPE), conforme a lo establecido en la Directiva de Tarifas. Se observa una reducción de 20 (veinte) requisitos a 7 (siete) requisitos con el Anteproyecto, lo que implica una reducción del 66.91%, al reducir el costo de \$836,447.41 pesos a \$276,763.06 pesos, por lo tanto, la reducción en costos del trámites asciende a **\$559,684.35** pesos.
- **Dejar sin efecto el trámite 7.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 3.3 fracción I inciso b), 22.1 y 22.2 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, este sólo aplicará para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$997,708.70** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 8.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 9.1 y 9.6 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$360,734.30** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 9.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 23.1 y 23.4 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$836,447.41** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 10.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado



en los numerales 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, este sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$396,427.59** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.

- **Dejar sin efecto los trámites 11, 12, 15 y 16.** Se considera una modificación de los trámites actuales, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el costo correspondiente a cada uno de estos trámites es de 26,428.51 pesos que se generan (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios. A continuación, se detallan los costos asociados a los 4 (cuatro) trámites:

No. de trámite	Costo (pesos MXN)
11	\$ 26,428.51
12	\$ 26,428.51
15	\$ 26,428.51
16	\$ 26,428.51
Total	\$ 105,714.04

- **Dejar sin efecto el trámite 13.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en el numeral 23.5 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, este sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$105,714.02** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 14.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 28.5, 28.9, 31.1, 33.2, 39.1 y 39.2 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, este sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **\$52,857.01** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios
- Adicionalmente, se incluye la disminución en el costo de cumplimiento para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural debido a que **se deja sin efectos las Acciones Regulatorias de la No. 9 a la 32 pertenecientes a la Directiva de Tarifas para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria.** Se considera una modificación de las acciones regulatorias actuales, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicha acción regulatoria, es decir, este sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural



que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a estas Acciones Regulatorias es de **\$76,484.03** pesos.

La disminución de la carga regulatoria descrita deriva en un total de **\$3,491,771.44** pesos por año. A partir de dicho cálculo la CRE realizó estimaciones en un horizonte de treinta años, tal como se indica:

"[...] se determinó la disminución en el costo de cumplimiento, a través de la diferencia de los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años.

Es de mencionar que el Anteproyecto no contempla que un permisionario lleve a cabo todos los trámites en un mismo año, debido a que, cuando el permisionario solicita la aprobación de tarifas máximas, la misma se otorga ajustada por inflación, y cuando éste solicita el ajuste por índice de inflación y envía su informe anual para supervisión, puede contar con tarifas aprobadas.

Por tal motivo, se elaboraron 2 (dos) escenarios para el horizonte de 30 (treinta) años. El primer escenario estima la migración al nuevo esquema tarifario del total de los permisionarios de distribución por ducto de gas natural al cierre del 2017, a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, migran 40 (cuarenta) permisos al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Sexta del Anteproyecto.

El segundo escenario estima que únicamente la mitad de los permisionarios de distribución por medio de ducto de gas natural al cierre del 2017 migran al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, 20 (veinte) permisos siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Sexta del Anteproyecto. Seguidamente, se describen los supuestos para la estimación del Valor Presente (VP) de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto:

Tabla 1. Variables financieras para la estimación del VP

Variable	Valor	Supuesto
Tasa de descuento (i)	10.81%	Se toma la establecida para la regulación vigente para los proyectos de distribución por ducto de gas natural según la resolución RES/233/2013. ⁸
Tasa de inflación (π)	4%	Considerando el promedio móvil de los últimos 10 años en proyectos de inversión, la Comisión establece una tasa de inflación correspondiente al 4%.
Solicitudes recibidas anualmente	4	Obtenido del promedio de los últimos 6 años de los expedientes de la Comisión.
Horizonte de valuación	30 años	Se determina en función de la vigencia de los permisos otorgados por la Comisión.

Por su parte, la estimación de las solicitudes a recibir durante los 30 (treinta) años del horizonte, se determinó como el promedio de los permisos de distribución de gas natural por ducto otorgados por la Comisión desde el 2012 al 2017, siendo éste 4 (cuatro) permisos anuales. No obstante, en el primer año de estimación, se consideraron los permisos de distribución otorgados en el 2018.

Tabla 2. Promedio anual de los últimos 6 años

Años	No. permisos de Distribución por ducto de gas natural otorgados por la Comisión
2012	2
2013	1
2014	2
2015	1
2016	11
2017	9
Promedio	4

Al respecto, se consideran 131 nuevas solicitudes de aprobación de tarifas máximas durante los 30 (treinta) años".

De dichos cálculos y estimaciones realizados por la CRE se lograron calcular los siguientes costos para el proyecto regulatorio comparado contra los costos de cumplimiento de la regulación vigente:

Tabla 3. VP de los costos de cumplimiento de la regulación vigente (miles de pesos)

Trámites y AR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total *
VP regulación vigente	31,571.62	25,095.80	23,724.53	27,781.16	32,289.58	19,557.46	18,149.51	20,797.63	21,275.33	17,122.27	185,123.23	422,488.13

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Tabla 4. VP de los costos de cumplimiento del Anteproyecto (miles de pesos)

Escenarios	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total *
Escenario 1	12,834.15	8,172.62	7,954.52	6,836.00	15,121.25	7,631.46	7,279.78	6,154.53	12,486.10	6,527.43	81,775.16	172,772.98
Escenario 2	7,486.78	5,185.87	5,238.94	4,648.15	9,769.42	5,648.98	5,478.81	4,728.36	8,625.28	5,213.51	67,626.10	129,650.20

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Finalmente, se obtuvo el ahorro mediante la diferencia entre los Valores Presentes de la regulación vigente y de la regulación propuesta, considerando cada uno de los dos escenarios, tal como se muestra a continuación:

Tabla 5. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto (miles de pesos)

Costo de la propuesta	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Costo de Cumplimiento
Escenario 1	422,488.13	172,772.98	249,715.14
Escenario 2	422,488.13	129,650.20	292,837.93

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

De lo anterior, se observa que las acciones regulatorias propuestas permitirán la reducción de trámites, requisitos y simplificaciones regulatorias, beneficiando así la gestión de los particulares interesados, generando ahorros de hasta **\$292,837.93** miles de pesos (en el mejor escenario). Cabe hacer notar, que la CRE realizó una modificación sustantiva en la creación, modificación y eliminación de trámites y acciones regulatorias anteriormente calculados en el anteproyecto, para quedar como sigue:

Tabla 6. Cambios en la creación, modificación y eliminación de trámites y acciones regulatorias

No.	Propuesta anterior	Propuesta actual
1	Eliminación de 7 trámites	Eliminación de 10 trámites
2	Eliminación de 24 acciones regulatorias	Eliminación de 24 acciones regulatorias
3	Simplificación de 1 trámite	Simplificación de 1 trámite
4	---	---
5	Modificación de 1 trámite	Modificación de 1 trámite
6	---	---
7	Creación de 1 trámite	Creación de 4 trámites
8	Creación de 14 acciones regulatorias	Creación de 20 acciones regulatorias
9	6 acciones regulatorias no cuantificables	8 acciones regulatorias no cuantificables
10	Se mantienen 3 trámites y 1 acción regulatoria	Se mantiene 1 acción regulatoria

Derivado de una observación previa por parte de la CONAMER que indicaba que el artículo quinto del Acuerdo Presidencial, establece, entre otras cosas, que *"Para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán"*, fue requerido a la CRE que incluyera en el anteproyecto regulatorio las obligaciones regulatorias señaladas, de conformidad con el citado artículo quinto del Acuerdo Presidencial.

En consecuencia la CRE incluyó el párrafo en la Propuesta Regulatoria, sin embargo, derivado del análisis realizado por esta CONAMER, se observó que las acciones regulatorias señaladas en el anteproyecto no coincidían por completo con las estimadas es el análisis de costos. Es decir, el párrafo señalado no incluía las acciones regulatorias consideradas en los numerales 9.5, 21.1, 25.2, y 27.10 de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007 que si fueron costeadas en el anteproyecto. Por otro lado, este párrafo mencionaba los numerales 3.2, 3.3, 4.1, 4.4, 5.5, 5.7, y 6.5 y en el apartado 2 de la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, cuyo costo no fue estimado en el anteproyecto en comento.

En respuesta a las diferencias identificadas por esta CONAMER la CRE señala en su *"Anexo 12. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx"* lo siguiente:

"De conformidad con lo manifestado por la CONAMER y derivado de un error involuntario no se incluyeron los numerales referidos, no obstante, lo anterior el acuerdo Segundo del Acuerdo del Anteproyecto, se ajustó quedando de la siguiente manera:

"Por otro lado, de manera específica, los distribuidores de gas natural dejarán de observar las acciones regulatorias establecidas en los numerales 3.2, 3.4 fracción I, II y III, 3.6, 3.7, 4.1, 5.1, 5.4, 5.6, 5.8, 6.3, 7.4, 8.3, 9.2, 9.5, 11.2, 13.1, 16.1, 17.4, 17.5, 21.1, 25.2, 25.4, 27.2, 27.9, 27.10, 28.4, 28.5, 28.9, 30.1, 34.6, fracción III, 36.1, 36.5 y 38.2 de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007, y en los numerales 1.3, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.7, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.14, 5.15, 5.16, 6.1, 6.2, 6.4, 6.5 de la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996."



No omito señalar que las acciones regulatorias descritas anteriormente son consistentes con el análisis de costos del Anteproyecto contabilizando todas las acciones regulatorias que dejaran de observar aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que Sí migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima", para mayor referencia lo anterior está contenido en la pestaña 2 del documento denominado "Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio".

Respecto a la respuesta de la CRE, esta CONAMER considera como atendida la observación en comentario, derivado de la revisión de dicha información; en ese contexto, la CONAMER da por atendido lo estipulado en el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial y en el artículo 78 de la LGMR, ello, en virtud de que se podrían presentar ahorros a la orden de **\$249,715.14** miles de pesos en un horizonte de 30 años (en el escenario más pesimista).

III. **Objetivos regulatorios y problemática.**

Respecto a los objetivos y problemática de la propuesta regulatoria se reitera el cumplimiento al numeral correspondiente, enunciado en el Dictamen Preliminar con fecha 29 de enero de 2019. En dicho oficio, la CONAMER consideró que los objetivos planteados son consistentes con la problemática expuesta por el Órgano Regulator, por lo que se dio por atendido este apartado del AIR.

IV. **Alternativas a la regulación.**

Con la finalidad de responder al numeral 4, del formulario del AIR, la CRE identificó alternativas para atender la problemática expuesta indicando las ventajas y desventajas de tales opciones comparadas con la emisión del anteproyecto regulatorio. En ese contexto, la CONAMER observó que la CRE argumentó que la propuesta regulatoria tiene ventajas sobre las otras tres alternativas, en virtud de ello se dio por atendido lo solicitado en el formulario del AIR en el oficio COFEME/19/0286 del 29 de enero de 2019.

V. **Impacto de la regulación**

1. *Creación, modificación y/o eliminación de trámites*

En el apartado 8 del formulario de la AIR, enviado por CRE, en el oficio de Respuesta a dictamen se realizaron modificaciones sustanciales a la *creación, modificación y eliminación de trámites quedando de la siguiente forma:*

No.	Nombre del trámite.	Información respecto al apartado del formulario de AIR:
1	Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligación Vigencia: No Aplica
2	Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligación Vigencia: por la vigencia del permiso correspondiente



3	Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Correspondiente al periodo regulatorio respectivo.
4	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.
5	Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades de distribución de gas natural. CRE-17-012.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Por la vigencia del permiso correspondiente.
6	Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: presentación de estados financieros dictaminados e información financiera. CRE-17-065-F.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Anual
7	Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural. CRE-17-057-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal
8	Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-084-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
9	Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-083-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
10	Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-086-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.
11	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas. CRE-17-088-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.
12	Solicitud de ajuste, por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias. CRE-17-089-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.
13	Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural. CRE-17-090-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: No aplica
14	Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual. CRE-17-065-H.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Anual
15	Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-085-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Correspondiente al periodo regulatorio respectivo.
16	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones. CRE-17-087-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligación Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.



Al respecto, y con base en la información proporcionada por ese Órgano Regulador, la CONAMER observa que existen algunas incongruencias respecto de la información proporcionada en el formulario, lo cual se describe de la siguiente manera:

- El artículo 46 de la LGMR se establece la información que deben los Sujetos Obligados de la Administración Pública Federal inscribir y mantener actualizada respecto de los trámites en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS), entre ellos el plazo que se tiene para emitir una resolución respecto al trámite, y
- En ese contexto, se observa que en distintos trámites que crea o modifica la emisión de la propuesta regulatoria y que se indicaron en el formulario del AIR, el campo de plazo no es claro (en algunos casos se señala "por evento", en otros "conforme al esquema del Distribuidor" y en otros "plazo anual), y el objetivo del plazo es establecer el tiempo máximo en que el Órgano Regulador tendrá una resolución al trámite.

En virtud de lo anterior, y a efectos de dar claridad jurídica a los sujetos regulados, la CONAMER considera necesario que la CRE replantee los argumentos expresados y los haga coincidentes con lo estipulado en el artículo 46 de la LGMR.

Por otro lado, la CONAMER expresó en el Dictamen Preliminar del 24 de abril de 2019 que se identificó una diferencia entre la información del Acuerdo Presidencial en el que se detalla la modificación de dos trámites (1 simplificación y 1 modificación), y la información del "Anexo 7. AIR de Alto Impacto (DACC Distribución).docx", en donde, de acuerdo al numeral 8, se señala la modificación de los trámites CRE-17-065-H, CRE-17-085-A y CRE-17-087-A, por lo que nuevamente se solicitó a la CRE indicar de forma clara si estos trámites permanecían o serían modificados dentro de la propuesta regulatoria. Esto con la finalidad de dar cumplimiento al proceso regulatorio.

Respecto a dicha solicitud, la CRE indica en su "Anexo 12. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx" que:

"[...] los costos de cumplimiento de los trámites CRE-17-065-H, CRE-17-85-A y CRE-17-087-A establecidos en la regulación vigente permanecerán constantes para la regulación propuesta debido a que los requisitos documentales son iguales para ambas regulaciones, por tal motivo, en la emisión del AIR del folio 47323 a CONAMER, se estableció que dichos trámites se mantenían.

Por lo anterior, los trámites antes mencionados se mantienen para los Distribuidores que permanecen en ese régimen y se crearán nuevos trámites para los que decidan migrar al nuevo esquema de regulación tarifaria".

También se solicitó, respecto a la sustitución de trámites, definir si el trámite a sustituir por el de Supervisión Anual de las tarifas máximas para actividades permisionadas de gas natural es el CRE-17-065-F o el CRE-17-065-H.

Respecto a este requerimiento la CRE refiere que:

El anteproyecto considera los dos trámites, CRE-17-065-F se modifica con la finalidad de incorporar un requisito el cual permitirá llevar a cabo la supervisión anual de las tarifas máximas para actividades permisionadas de gas natural bajo el nuevo régimen.



Respecto al trámite CRE-17-065-H (Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual) se modifica en razón de definir a los sujetos obligados que son los Distribuidores por ducto de gas natural que decidan NO migrar al nuevo esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima” objeto del anteproyecto.”

Con lo cual esta CONAMER da por atendido dicho requerimiento y queda a la espera de la respuesta a la solicitud realizada previamente en la sección que nos atañe.

Aunado a lo anterior, derivado del análisis realizado respecto a las modificaciones realizadas en la propuesta regulatoria en comento, esta CONAMER hace del conocimiento de la CRE que los trámites CRE-17-012, CRE-17-065-F, CRE-17-057-A, CRE-17-084-A, CRE-17-083-A, CRE-17-086-A, CRE-17-088-A, CRE-17-089-A, CRE-17-090-A, CRE-17-065-H, CRE-17-085-A, y CRE-17-087-A, a los que se hace referencia sobre las modificaciones no se encuentran, a la fecha de la emisión del actual Dictamen, inscritos en el RFTS, por lo que se requiere a esa Comisión especificar las homoclaves correctas y actualizadas de dichos trámites; lo anterior, dadas las solicitudes de bajas y altas de los mismos, realizadas en el mes de mayo del presente año por la CRE, esto, con la finalidad de dar cabal cumplimiento al procedimiento regulatorio. En ese contexto, una vez atendido el punto, se solicita a la CRE realizar las modificaciones correspondientes al anteproyecto regulatorio, en específico al Acuerdo Segundo que refiere los trámites en cuestión.

2. Disposiciones y/u obligaciones

De acuerdo con la nueva información contenida en el AIR y derivado del análisis del anteproyecto, se observa que tras su emisión, se establecerán 45 acciones regulatorias para los sujetos regulados, las cuales han sido identificadas y justificadas por la CRE, conforme a lo señalado en el formulario del AIR y en el documento anexo “Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx”, mismas que son enumeradas de la forma siguiente:

Tabla 7. Acciones Regulatorias (AR) que se crean y modifican con el Anteproyecto

Creación de nuevas obligaciones:	
AR 1.	La disposición 5.1. del Anteproyecto establece los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
AR 2.	La disposición 6.1. del Anteproyecto establece que la ecuación que utilizará la Comisión para determinar el límite de rentabilidad máxima.
AR 3.	La disposición 8.1. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el flujo neto para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima.
AR 4.	La disposición 8.2. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el costo anual de la inversión necesario para determinar el flujo neto.
AR 5.	La disposición 8.3 del Anteproyecto establece los impuestos de las utilidades que se consideran para la prestación del servicio.
AR 6.	La fracción V de la disposición 10.2 del Anteproyecto establece que el Distribuidor deberá publicar sus Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
AR 7.	La disposición 10.6 del Anteproyecto establece la metodología para la determinación de la desviación estándar en caso de LRM por eficiencia en los Costos OMA.
AR 8.	La disposición 15.1. del Anteproyecto establece que los distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios.
AR 9.	La disposición 15.3. del Anteproyecto establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima que hubiese aplicado.
AR 10.	El Anexo III del Anteproyecto establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.



- AR 11. El Anexo III del Anteproyecto establece que los activos deben ser reportados conforme a las NIF.
 AR 12. El Anexo III del Anteproyecto establecen los criterios para la determinación de las vidas útiles de los activos.

Modificación de Acciones Regulatorias (se dejan sin efectos estas Acciones Regulatorias para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto):

- AR 13. El numeral 3.2 de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas) establece, que los permisionarios deberán observar los límites máximos de cada tarifa y sus correspondientes cargos determinados de acuerdo a la Directiva de Tarifas.
- AR 14. El numeral 3.7. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán desglosar en su facturación cada uno de los cargos aplicables a los diferentes servicios.
- AR 15. El numeral 5.4. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben definir el periodo pico del sistema, el cual deben estar relacionados con los periodos y duración históricos de la demanda máxima del sistema y con los datos del perfil de carga estimado por grupo tarifario.
- AR 16. El numeral 5.6. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios desarrollarán una metodología detallada para calcular la utilización máxima diaria de la capacidad en el periodo pico del sistema.
- AR 17. El numeral 5.8. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben considerar en los perfiles de carga la simplificación de su aplicación, la utilización histórica y las estimaciones de los flujos anuales para los diferentes grupos tarifarios.
- AR 18. El numeral 7.4. de la Directiva de Tarifas establece que cuando los permisionarios propongan tarifas máximas iniciales distintas para diferentes áreas de sus sistemas, por causas distintas a las que se describen en esta sección, deberán justificarlas en función de las diferencias en los costos y someterlas a la aprobación de la Comisión.
- AR 19. El numeral 8.3. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios que presten el servicio de distribución con comercialización estarán obligados a reservar capacidad de transporte y capacidad de almacenamiento y garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su sistema de distribución considerando el periodo pico de dicho sistema.
- AR 20. El numeral 9.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán ofrecer servicios en base interrumpible cuando las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible o cuando cuellos de botellas en el sistema puedan resolverse mediante servicios en base interrumpible.
- AR 21. El numeral 9.5. de la Directiva de Tarifas establece las condiciones que los permisionarios deberá asegurarse de los Usuarios para ofrecer servicios interrumpibles.
- AR 22. El numeral 11.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios bonificarán anualmente entre sus usuarios el ingreso que reciban por concepto de penalizaciones.
- AR 23. El numeral 21.1 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben publicar sus tarifas máximas y los cargos aprobados por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el permisionario.
- AR 24. El numeral 25.2 de la Directiva de Tarifas establece que cuando un Usuario pague por una conexión, cualquiera que sea su tipo, que posteriormente sea aprovechada por otros Usuarios, el Permisionario determinará el procedimiento para reembolsar el monto proporcional al Usuario que realizó el pago inicial.
- AR 25. El numeral 25.4. de la Directiva de Tarifas establece que las disposiciones de este apartado Tercero no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios en conformidad con el artículo 65, fracción II, del Reglamento de Gas Natural. En ese caso, los Permisionarios deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar a la Comisión sobre los términos pactados en dicho acuerdo.
- AR 26. El numeral 27.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán prestar el servicio de distribución a través de ofrecer una conexión estándar a todos los Usuarios.
- AR 27. El numeral 27.9 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán incluir en sus condiciones generales para la prestación del servicio la forma en que determinarán los cargos adicionales por el servicio de conexiones no estándar.
- AR 28. El numeral 27.10 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios podrán cobrar un cargo separado por desconectar y reconectar a los Usuarios finales.
- AR 29. El numeral 28.4. de la Directiva de Tarifas que cuando los permisionarios no cuenten oportunamente con la información de los costos en que incurran por la adquisición de gas o la contratación de los servicios de transporte



y almacenamiento, para determinar el PMC deberán estimar dicho precio a efecto de poder hacer los cobros respectivos, y realizarán el ajuste que corresponda en la facturación del periodo siguiente.

- AR 30.** El numeral 28.5 de la Directiva de Tarifas que cuando el permisionario adquiera el gas o contrate servicios cotizados en dólares, deberá calcular el PMC considerando todos los precios y costos en pesos, al tipo de cambio vigente el día en que haya liquidado la factura a su proveedor.
- AR 31.** El numeral 28.9. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán desagregar en la facturación a los usuarios cada uno de los componentes del PMC a que se refiere el numeral 28.2 anterior, así como cualquier otro elemento que forme parte del cobro por la prestación del servicio.
- AR 32.** El numeral 30.1. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios podrán proponer esquemas alternativos para determinar el PMA que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de precios del gas en beneficio de los Usuarios.
- AR 33.** El numeral 34.6 fracción III. de la Directiva de Tarifas que establece que la forma en que el permisionario deberá reflejar el ingreso indebido más los intereses en el cálculo de su PMC, con el objeto de restituir a los Usuarios por dicha cantidad, indicando el plazo para llevar a cabo la reintegración de la diferencia, el cual no podrá ser superior a tres meses.
- AR 34.** El numeral 36.5. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios, los cuales deberán presentarse ante la Comisión.
- AR 35.** El numeral 38.2. de la Directiva de Tarifas establece los casos en que la Comisión determine que las tarifas y otros cargos aplicados por un Permisionario son mayores que las tarifas máximas y cargos máximos aprobados, el Permisionario deberá reintegrar a los Usuarios el monto cobrado en exceso más los intereses correspondientes, en un plazo no mayor de tres meses a partir de la fecha en que la Comisión le notifique de este requerimiento.
- AR 36.** El numeral 6.1 de la Directiva de Contabilidad establece que los permisionarios deberán llevar registros y controles que sirvan como base para preparar información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto.

Acciones Regulatorias del Anteproyecto que se crean y sus costos no son cuantificables:

- AR 37.** La disposición 5.3. del Anteproyecto establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su proyecto a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.
- AR 38.** La disposición 5.4 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor.
- AR 39.** La disposición 7.1 del Anteproyecto establece que la determinación del LRM al que se sujetarán los Distribuidores, se emitirá mediante un Acuerdo.
- AR 40.** La disposición 9.2 del Anteproyecto establece mecanismos de incentivos a la expansión, el cual se otorgará en función del número de usuarios conectados.
- AR 41.** La disposición 10.2 del Anteproyecto establece la condición de que, en caso de la que el distribuidor obtenga una rentabilidad superior al límite máximo de rentabilidad, la Comisión someterá al Permisionario a un mecanismo de ajuste.
- AR 42.** La fracción I de la disposición 10.2 del Anteproyecto establece el plazo con el que cuenta la Comisión para notificar la aplicación del procedimiento de supervisión.
- AR 43.** La disposición 10.4 del Anteproyecto establece la fórmula del mecanismo de ajuste.
- AR 44.** La disposición 10.7 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio derivado que el Distribuidor no lleva operaciones a precios de mercado.

Acciones Regulatorias del Anteproyecto que se mantienen en relación a la regulación vigente:

- AR 45.** La disposición 15.2. del Anteproyecto y el numeral 36.1. de la Directiva de Tarifas establece que, si el permisionario presta el servicio bajo tarifas convencionales, éstas no podrán ser superiores a la tarifa máxima regulada.

Por otro lado y relativo a las acciones regulatorias identificadas o modificadas, se consideró en el Dictamen Preliminar del 24 abril de 2019 necesario que la CRE determine el costo de las acciones regulatorias de la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 para ser incluidas en el costeo del presente anteproyecto.

Respecto a dicho pronunciamiento, la CRE respondió en el documento "Anexo 12. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx" lo siguiente:



"Si bien es cierto, que en el Acuerdo Segundo del Anteproyecto no se incluyeron las acciones referidas por la CONAMER por un error involuntario, éstas si forman parte de la determinación del costo de las acciones regulatorias de la de la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996, como se podrá observar en la pestaña 2 del documento denominado "Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio" y verificable en el "Anexo 6. Directiva de Contabilidad con acciones regulatorias".

VI. La CONAMER en el oficio No. COFEME/19/1809 en el apartado Dictamen Preliminar inciso V "Impacto de la regulación" fracción 2, establece lo siguiente:

En este sentido, la CONAMER considera que la CRE identificó y justificó las acciones regulatorias (obligaciones), para los particulares regulados en la materia, sin embargo, será necesario determinar de forma clara si las acciones reguladas sobre la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 enumeradas en el Acuerdo, deberán ser integradas.

Al respecto, las acciones regulatorias establecidas en la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 no se pueden ver de manera particular, ya que son un complemento de la Directiva de Tarifas DIR-GAS-001-2007, dado que la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 establece los lineamientos contables para la entrega de información financiera de los Distribuidores por ducto de gas natural; no obstante, se aclara que únicamente la acción regulatoria del numeral 6.1 de la Directiva de Contabilidad genera costos de cumplimiento, ya que, establece obligaciones a los Distribuidores por ducto de gas natural y cuyo costo ya fue incluido en la pestaña 2 del documento denominado "Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio"

En este sentido, la CONAMER considera atendido lo solicitado y expresa que la CRE identificó y justificó las acciones regulatorias (obligaciones), para los particulares regulados en la materia.

3. Análisis de Impacto en la Competencia

El anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), el día 06 de noviembre de 2018, a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia. Lo anterior, con fundamento en el artículo 9 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 Regulatorio⁵.

Al respecto, y en apego al "Convenio Modificatorio al Convenio de colaboración celebrado el 23 de septiembre de 2013 entre la Comisión Federal de Mejora Regulatoria y la Comisión Federal de Competencia Económica" esta Comisión informa que al día de hoy no ha recibido pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito por parte de la COFECE; lo anterior, conforme a la Cláusula Tercera en su inciso a), que entre otras cosas, establece que concluidos los plazos

⁵ "Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA." Disponible en: <http://www.cofemex.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf>

señalados en los párrafos anteriores sin que la “COFECE” haya emitido consideraciones en materia de libre competencia y competencia a través de oficio o vía electrónica, se entenderá que ésta no emite pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito. No obstante, si esta CONAMER recibe dicha opinión en lo subsecuente, esta será integrada al expediente del anteproyecto y se le hará llegar para los fines a que haya lugar.

Sin embargo, no omitiendo la atribución de la COFECE de garantizar la libre competencia y competencia económica, la CRE indicó en lo relativo a si la propuesta regulatoria restringe o promueve la competencia o eficiencia del mercado, que la propuesta regulatoria entre otras cosas:

“Establece procedimientos de obtención de licencias, permisos o autorizaciones como requisito para iniciar operaciones, o bien iniciar alguna actividad adicional”. Al respecto, se considera que el Anteproyecto se encuentra en dicho supuesto, en virtud de que la aprobación de las tarifas máximas es un requisito para el inicio de operaciones contar con la determinación de las tarifas máximas reguladas, de conformidad con el artículo 81 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento), que establece lo siguiente: “Artículo 81.- Para el otorgamiento de los permisos sujetos a la obligación de acceso abierto no se requerirá contar con la aprobación de las contraprestaciones, precios o tarifas reguladas. Sin perjuicio de lo anterior, la aprobación de dichas contraprestaciones, precios o tarifas será un requisito previo al inicio de operaciones”

4. Análisis Costo-beneficio

4.1 De los Costos

La CRE incluyó como parte de los costos derivados de la emisión de la propuesta regulatoria un documento anexo al formulario del AIR, el cual se denomina “Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx”, en el cual, entre otras cosas se establece lo que se resume a continuación:

Tabla 8. Costos de la Regulación

Concepto del costo	Monto (pesos)	Requisitos
incremento por la modificación del trámite 6	\$66,071.26	El número de requisitos aumenta derivado del establecimiento de los Estados Financieros Dictaminados y el Balanzas de Comprobación, lo que implica un aumento en el costo del trámite de 13,214.25 pesos a 79,285.52 pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
Costo por creación de los trámites 1, 3 y 4	\$79,285.52	El costo correspondiente a cada uno de estos trámites es de 26,428.51 pesos que se generan (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios
Costo por la creación del trámite 2	\$52,857.01	Se crea el Trámite 2, respecto a las obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos para la presentación de un informe anual, establecido en las disposiciones 14.1, 14.2, 14.3 y 14.4 del Anteproyecto, se genera un costo de 52,857.01 pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
Costos de cumplimiento por la creación de las Acciones Regulatorias de la No.1 a la 12.	\$20,261.85	Acciones Regulatorias de la No.1 a la 12 pertenecientes al Anteproyecto aplicable para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria.
Total	\$218,475.65	

A partir de la estimación de los costos asociados a las acciones regulatorias no obligatorias y los de acciones regulatorias obligatorias, la propuesta regulatoria suma costos totales anuales por **\$218,475.65 pesos**.



4.2 De los beneficios

La CRE señaló en el formulario del AIR que la regulación propuesta impacta a los permisionarios del sector de distribución por medio de ductos de gas natural. Asimismo, la CRE en el documento anexo “Anexo 12. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx” emitido en respuesta al Dictamen Preliminar del 24 de abril emitido por esta CONAMER, detalló los costos a eliminar y los considero como beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, considerando los cambios realizados a la Propuesta Regulatoria en análisis, de la siguiente forma:

Tabla. 9 Disminución en costo de los trámites

Acción	Trámite	CRE (*) Beneficio en pesos
Simplificación de la solicitud	CRE-17-012	559,684.35
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-057-A	997,708.70
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-084-A	360,734.30
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-083-A	836,447.41
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-086-A	396,427.59
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-088-A	26,428.51
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-089-A	26,428.51
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-090-A	105,714.02
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-065-H	52,857.01
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-085-A	26,428.51
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-087-A	26,428.51
Total		3,415,287.41

(*) Debido al redondeo de las cifras, los valores presentados pueden no coincidir con el resultado.

Tabla. 10 Disminución en costo por acciones regulatorias

	CRE (*) Beneficio en pesos
DT.3.2	33.04
DT.3.7	7,047.60
DT.5.4	1,101.19
DT.5.6	1,321.43
DT.5.8	33.04
DT.7.4	8,809.50
DT.8.3	9,344.20
DT.9.2	33.04
DT.9.5	2,202.38
DT.11.2	1,761.90
DT.21.1	18,934.71
DT.25.2	1,321.43
DT.25.4	11,106.10
DT.27.2	1,321.43
DT.27.9	550.59
DT.27.10	1,321.43
DT.28.4	1,982.14
DT.28.5	1,761.90
DT.28.9	880.95
DT.30.1	1,321.43
DT.34.6 Fracción III	1,321.43
DT.36.5	880.95
DT.38.2	1,982.14
DC.6.1	110.12
Total	76,484.03

(*) Debido al redondeo de las cifras, los valores presentados pueden no coincidir con el resultado.

En este contexto, la CRE calcula el valor presente de dichos beneficios:

“[...] se determinó la disminución en el costo de cumplimiento, a través de la diferencia de los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años.

Es de mencionar que el Anteproyecto no contempla que un permisionario lleve a cabo todos los trámites en un mismo año, debido a que, cuando el permisionario solicita la aprobación de tarifas máximas, la misma se otorga ajustada por inflación, y cuando éste solicita el ajuste por índice de inflación y envía su informe anual para supervisión, puede contar con tarifas aprobadas.

Por tal motivo, se elaboraron 2 (dos) escenarios para el horizonte de 30 (treinta) años. El primer escenario estima la migración al nuevo esquema tarifario del total de los permisionarios de distribución por ducto de gas natural al cierre del 2017, a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, migran 40 (cuarenta) permisos al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Décima del Anteproyecto.

El segundo escenario estima que únicamente la mitad de los permisionarios de distribución por medio de ducto de gas natural al cierre del 2017 migran al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, 20 (veinte) permisos siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Décima del Anteproyecto”.

Finalmente abundó en sus argumentos señalando porqué los beneficios económicos son superiores a los costos derivados del anteproyecto Acuerdo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural, y concluye precisando que el valor presente del ahorro que resulta por los menores costos de cumplimiento derivan en \$249,715.14 pesos y \$292,837.93 pesos para los escenarios 1 y 2 respectivamente. Además, incluye ahorros generados por menor costo de combustible y menores costos de contaminación en el documento anexo “Anexo 8. Análisis Costo Beneficio.docx”.

Tabla 11. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto (miles de pesos)

Costo de la propuesta	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Diferencia *
Escenario 1	422,488.13	172,772.98	249,715.14
Escenario 2	422,488.13	129,650.20	292,837.93

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

En conclusión, la CRE estima un ahorro en costos de cumplimiento (lo cual lo toma como beneficios) a la orden de \$249,715.14 miles de pesos y \$292,837.93 miles de pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente (en un horizonte de 30 años), y costos por \$218,475.65 pesos anuales.

Al respecto, si bien se advierte un posible beneficio neto derivado de la emisión de la propuesta regulatoria, la CONAMER observa que se están analizando beneficios de un horizonte de 30 años comparado con los costos anuales de la emisión de la propuesta regulatoria; en virtud de ello, y para dar

cabal cumplimiento a los objetivos de mejora regulatoria, en términos de transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones y de que estas generen mayores beneficios que costos de cumplimiento para los particulares, **en cumplimiento con el artículo 66 de la LGMR**, este Órgano Desconcentrado solicita a ese Órgano Regulador hacer una estimación puntual del beneficio neto de la emisión de la propuesta regulatoria que considere el mismo horizonte.

VI. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Respecto al cumplimiento al numeral 15 del AIR, la CONAMER dio por atendido el mismo en el oficio Dictamen Preliminar del día 29 de enero de 2019, ello en virtud de que se demostró que la propuesta regulatoria es económica, técnica y socialmente factible.

En lo que respecta al numeral 16, la CRE estableció diversos esquemas de verificación y vigilancia que permiten el cumplimiento de la regulación; publicación de tarifas máximas; la lista de tarifa refleja las inversiones y costos proyectados; la información financiera se establece en función de las Normas de Información Financieras (NIF); vigilar que el permisionario no exceda el Límite de Rentabilidad Máximo; vigilar los contratos convencionales establecidos entre las partes; y vigilar cuando el permisionario excede el Límite de Rentabilidad Máximo.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CONAMER dio por atendido lo solicitado en el formulario del AIR en el Dictamen Total Preliminar del día 29 de enero de 2019.

VII. Evaluación de la propuesta

Respecto del numeral 17 del formulario del AIR, en el que se solicita que la Dependencia describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, esa Comisión indicó que lo hará por medio de los siguientes indicadores:

- i. Recepción en la OPE de la información anual, correspondiente a solicitud de tarifas máximas, solicitud de ajuste por inflación, solicitud para la supervisión anual, manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas y aviso de reintegro por inversiones de conexión para las actividades permisionadas de distribución de gas natural.
- ii. Visualización por el equipo de la Comisión de la información mediante la plataforma vía Titán.
- iii. Evaluación y análisis de la información presentada, emisión de Acuerdo y/o Resolución, según sea el caso, y emitida a ciclo de revisión a través del sistema de gestión KMIS.
- iv. Visualización al Órgano de Gobierno de la Comisión y notificación al promovente vía Titán.

Adicionalmente, a través del capital humano disponible de la Comisión, se diseñará el formato para la "Información Regulatoria de Costos y Activos", así como los manuales de llenado para los trámites correspondientes, los cuales serán gestionados por medio de las plataformas anteriormente descritas. Por último, la implementación de esta regulación es técnica, jurídica y económicamente factible, ya que se fundamenta en un esquema confiable, transparente y replicable generando certidumbre tanto a los permisionarios como a los usuarios, por lo que existen los incentivos entre ambas partes para hacer que dichas disposiciones se implementen y se lleven a la práctica, sin que la Comisión deba orientar recursos



adicionales para hacer que se cumpla la regulación; en virtud de lo anterior, se dio por atendido lo solicitado en el Dictamen Preliminar del día 29 de enero de 2019.

VIII. Consulta pública

En relación con el apartado de consulta pública, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto se hizo público a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR. En relación con los diversos comentarios recibidos respecto a la Propuesta Regulatoria la CONAMER solicitó a éste Órgano Regulador dar respuesta a todos y cada uno de los comentarios vertidos por particulares interesados en la emisión de dicha propuesta, esto, con efecto de cumplir a cabalidad con el procedimiento de mejora regulatoria.

Además, derivado del ingreso de diversos comentarios de particulares, esta CONAMER emitió un oficio de Comentarios post-dictamen, con fecha 6 de mayo de 2019, en el que solicitó a la CRE, dar respuesta a diversos comentarios recibidos posteriores a la fecha de la emisión del Dictamen Preliminar del 24 de abril.

Al respecto, la CRE señala en su "Anexo 12. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx" que en el envío de la Respuesta a Dictamen:

"[...] se anexan al presente AIR de folio 47546 los documentos Anexo 10. Complemento de la respuesta a Comentarios CONAMER del folio 47323" y "Anexo 11. Respuesta a Comentarios CONAMER", con los que se da atención a la totalidad de los comentarios recibidos durante el proceso de consulta pública, de conformidad con los artículos 73 y 75 de la Ley General de Mejora Regulatoria".

En dichos documentos, la CRE da respuesta a los comentarios realizados hasta el 10 de mayo por los interesados en la Propuesta Regulatoria, además en su "Anexo 11. Respuesta a Comentarios CONAMER.docx", se pronuncia sobre la solicitud de los comentarios recibidos en términos de las metodologías que señala se encontraban en proceso de análisis.

Derivado de los comentarios de los Particulares, se ajustó la ecuación conforme a lo presentado en las mesas de trabajo del año 2018.

De esta manera, la ecuación está basada en una muestra representativa de los EUA y el riesgo país de México, así como el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte, a razón que la ecuación reconozca el mayor riesgo del negocio de Distribución en comparación con el de Transporte; tal como se detalla a continuación:

$$LRM = Prom_{EUA} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + r_p$$

Donde:

LRM Limite de Rentabilidad Máximo.
 $Prom_{EUA}$ Promedio EUA.



$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$	Coefficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme a la metodología que establezca la Comisión.
R_p	Riesgo país de México.

El ajuste a la ecuación se realizó con la finalidad garantizar un modelo de Límite de Rentabilidad Máxima, así como:

- Obtener una regulación flexible que incentive la inversión en el sector.
- Generar mayor claridad y certeza a largo plazo en cuanto a rentabilidad de las inversiones en expansión de redes y clientes en el sector de distribución de gas natural.
- Brindar un esquema atractivo de incentivos a la expansión.

De conformidad con los ajustes descritos en el presente documento, se ajusta la ecuación del incentivo a la expansión, referenciada en la disposición 11.1 del Anteproyecto, tal como se detalla a continuación:

$$LRM = Prom_{FERC} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + R_p + I_E$$

Donde:

LRM	Límite de Rentabilidad Máximo.
Prom_{FERC}	Promedio FERC.
$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$	Coefficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme a la metodología que establezca la Comisión.
R_p	Riesgo país de México.
I_E	Incentivo a la expansión, para fines de evaluación del LRM, con base en la información del año sujeto a supervisión.

Con lo anterior la CONAMER da por atendido el requerimiento realizado en el Dictamen preliminar emitido con fecha 24 de abril, sin embargo, cabe señalar que al día de hoy se han recibido más comentarios de particulares, por lo que se le solicita a esa Comisión se pronuncie respecto a los mismos, con la finalidad de dar cumplimiento al procedimiento de mejora regulatoria.

Los comentarios arriba mencionados, se encuentran disponibles en la siguiente liga electrónica:

<http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/22483>

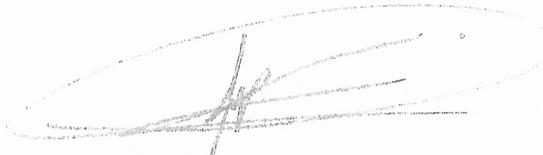
Finalmente, la CONAMER queda en espera de que la CRE se pronuncie sobre el total de los comentarios derivados de la propuesta regulatoria, así como las observaciones vertidas en el presente Dictamen Preliminar y se realicen las modificaciones que correspondan o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no las considera procedentes, en cumplimiento con lo señalado por el artículo 75 de la LGMR.

Lo que se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos antes mencionados, así como en los artículos 7, fracción IV, 9, fracción XI, XXV y XXXVIII y penúltimo párrafo, y 10, fracción VI, y XXI del

Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria⁶, así como en los artículos Primero, fracción IV, y Segundo del Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican⁷.

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

Atentamente,



GILBERTO LEPE SAENZ

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

⁶ Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.
⁷ Publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.