Comentarios a la respuesta de la CRE a Dictamen Parcial. Expediente 65/0040/061118

ELIMINAR RESPONDER RESPONDER A TODOS REENVIAR ...

Danae Burgueño Sanchez<dburgueno@naturgy.com>

Marcar como no leído

vie 21/06/2019 07:31 p.m.

JCRL - GLS B000192825

Para: Contacto CONAMER;

Cc: Otoya Rojas, Juan Manuel<jotoya@naturgy.com>; Aida Ivett Ceja Aguilar<aceja@naturgy.com>; Carmen Azalea Garcia Cruz<cgarciacr@naturgy.com>; Juan Camilo Villada Upegui<jcvillada@naturgy.com>;

2 documentos adjuntos

Carta NM-CO~.pdf Comentarios ~.pdf

Descargar todo

Dr. César Emiliano Hernández Ochoa
Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria
Presente

Por medio del presente adjunto los comentarios de Naturgy México, S. A. de C. V. al Anteproyecto "Disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural" de la Comisión Reguladora de Energía en respuesta al Dictamen total No final No. CONAMER/19/1809, publicado en el Expediente 65/0040/061118, con fecha 14 de junio de 2019.

Saludos.

Dánae Burgueño Sánchez

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
CONTROL DE GESTIÓN
24 JUN. 2019
RECIBIDO
RÚBRICA 9:00

Naturgy

Ciudad de México, a 21 de junio de 2019.

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025, piso 8
San Jerónimo Aculco, Del. Magdalena Contreras
México, D.F., 10400

At'n: Dr. César Emiliano Hernández Ochoa
Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria

Asunto: Comentarios al Anteproyecto Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural, y a la respuesta de la Comisión Reguladora de Energía al Dictamen Preliminar de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria de fecha 24 de abril de 2019. Expediente 65/0040/061118.

Dánae Burgueño Sánchez, en mi carácter de apoderada legal de **Naturgy México, S. A. de C. V. (NM)**, titular de los permisos de Distribución de gas natural otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) bajo los siguientes números: G/015/DIS/97, G/018/DIS/97, G/021/DIS/97, G/033/DIS/98, G/081/DIS/2000, G/347/DIS/2014, G/353/DIS/2015, G/20526/DIS/2017, G/20706/DIS/2017, G/20707/DIS/2017 y G/21191/DIS/2018, con el debido respeto comparezco a exponer:

Hago referencia a la respuesta de la Comisión Reguladora de Energía al Dictamen Parcial emitido el 24 de abril de 2019 por la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) respecto del Anteproyecto denominado **Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural** (el Anteproyecto), publicada en el expediente del Anteproyecto con fecha 14 de junio de 2019. Sobre el particular le comento lo siguiente:

Estando en tiempo para ello, por medio del presente escrito venimos a realizar las siguientes manifestaciones de hecho y de derecho y comentarios en nombre de NM en relación al Anteproyecto y la respuesta de la CRE al Dictamen Parcial emitido por la CONAMER el 24 de abril de 2019 (el Dictamen Parcial):

- Que no obstante que la CRE tenía hasta el 8 de julio de 2019 para enviar a la CONAMER la respuesta al Dictamen Parcial en relación al Anteproyecto, ésta ha optado por presentarla antes de dicho plazo, motivo por el cual NM desconocía el contenido del mismo hasta el momento de su publicación en el portal de CONAMER el pasado 14 de junio de 2019.

Naturgy México, S. A. de C. V.
Av. Horacio #1750, Col. Los Morales Polanco
C.P. 11510 Ciudad de México
Tel. conmutador: (55) 5125 1700
www.naturgy.com.mx

- Que, si bien se llevó a cabo una reunión entre diferentes Permisionarios de distribución de gas natural por ducto (los Permisionarios) que forman parte de la Asociación Mexicana de Gas Natural y el equipo técnico de la CRE el pasado 11 de junio de 2019, es decir, de manera previa al envío del nuevo Anteproyecto por parte de dicha Comisión a la CONAMER, en la reunión la CRE no atendió la totalidad de los comentarios y/o dudas emitidos por los Permisionarios presentes en la reunión.

- En relación con las modificaciones realizadas por la CRE al Anteproyecto del 17 de abril de 2019, manifestamos que estas NO cumplen con los objetivos iniciales de la nueva regulación. En particular, para los temas que son el centro de la nueva regulación, observamos lo siguiente:

    - No se elimina el proceso de aprobación de Tarifas máximas que se lleva a cabo con la regulación vigente, aun cuando la nueva regulación se basa en un esquema de Límite de rentabilidad y, si bien se eliminan algunos requisitos, no se hace más eficiente el proceso, toda vez que se mantienen los plazos actuales para emitir la resolución del trámite.

    - Para la supervisión del Límite de Rentabilidad Máxima la CRE solicita información con un grado de detalle mayor al que los Permisionarios presentamos actualmente. Por otra parte, en reuniones anteriores, así como en el Anteproyecto del 17 de abril de 2019 se habían establecido mecanismos tales como la emisión de informes de terceros que acreditaran la información de los permisionarios, por lo que, al solicitar más información, la CRE no cumple con los principios de Mejora regulatoria, ya que genera mayores costos que beneficios para los Permisionarios y mayor carga regulatoria.

    - Que si bien se proponen rangos para aplicar el mecanismo de ajuste, la CRE penaliza la totalidad de la tarifa, aun cuando esta se determina con base en otros elementos adicionales.

    - Que el ajuste compensatorio que propone la CRE no es claro, toda vez que la explicación del equipo técnico de la CRE en la reunión del 11 de junio pasado, difiere de la fórmula que fue compartida a la AMGN por medio de una presentación.

Con base en lo anterior, enviamos adjuntos al presente los comentarios relativos al Anteproyecto enviado por la CRE a la CONAMER el 14 de junio pasado y, solicitamos a esa H. Comisión que por el momento se sirva emitir un dictamen parcial o lo procedente, para continuar trabajando dicho Anteproyecto en conjunto con el equipo de la CRE, con el propósito de establecer una metodología tarifaria que cumpla con los objetivos planteados desde un inicio, congruente con el marco regulatorio vigente y que otorgue a mi representada la certidumbre jurídica necesaria para continuar realizando las inversiones que permitan el desarrollo del mercado de distribución de gas natural por ducto y del sector energético en general.

Finalmente, expresamos que al contar con un instrumento regulatorio vigente conformado por 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*, no existe ausencia de esquema de regulación, por lo que no se afectan los intereses de terceros en caso de que se aplace el periodo de aprobación del Anteproyecto publicado el 14 de junio de 2019.

Por lo anteriormente expuesto, atentamente pido se sirva:

PRIMERO.- Tenerme por presentada con la personalidad con que me ostento, haciendo comentarios al Anteproyecto del expediente **65/0040/061118** y a la respuesta de la CRE emitida el 14 de junio de 2019 respecto del Dictamen Parcial emitido por la CONAMER el 24 de abril de 2019, en los términos expuestos en el presente documento, así como en el formato que se encuentra adjunto al presente, a fin de que los mismos sean tomados en consideración al momento de emitir el Dictamen respectivo.

A T E N T A M E N T E

Lic. Dánae Burgueño Sánchez
Apoderada legal
Naturgy México, S. A. de C. V.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

Referencia (Numeral, inciso)	DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
1.1.	Las presentes Disposiciones tienen como objeto establecer la metodología para determinar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural que los Permisionarios (Distribuidores) podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios Finales por el Servicio de Distribución, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad.	Las presentes Disposiciones tienen como objeto establecer la metodología para determinar el Límite de Rentabilidad Máxima (LRM) y aprobar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural que los Permisionarios (Distribuidores) podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios Finales por el Servicio de Distribución~~, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad~~.	El objetivo no es determinar tarifas máximas, ya que bajo el nuevo esquema de LRM, esto implicaría una doble regulación.
2.2.	Las Disposiciones establecen la metodología para la determinación de Tarifas máximas en donde los Distribuidores podrán proponer las Tarifas Máximas que pretenden aplicar bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto: I. El costo de oportunidad del capital invertido. II. El costo estimado de financiamiento. III. Los riesgos inherentes del proyecto.	Las Disposiciones establecen la metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad ~~Tarifas~~ Máxima que supervisará la Comisión, en donde los Distribuidores podrán proponer las Tarifas Máximas que pretenden aplicar~~ bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto: I. El costo de oportunidad del capital invertido. II. El costo estimado de financiamiento. III. Los riesgos inherentes del proyecto.~~	Para determinar y supervisar el esquema del LRM no aplican estos aspectos.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

3.1.	**Base de Activos Regulados o BAR:** son los activos necesarios para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, de conformidad con el Anexo III.	**Base de Activos Regulados o BAR:** son los activos— reexpresados a pesos del ejercicio base, necesarios para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, de conformidad con el Anexo III.	Es importante aclarar que la base de activos deberá estar reexpresada, como ya se había planteado a la Comisión.
4.4.	El Distribuidor deberá presentar su solicitud de autorización de Tarifas Máximas a más tardar 90 (noventa) días hábiles anteriores al inicio del Periodo Regulatorio correspondiente.	El Distribuidor deberá presentar su solicitud de autorización de Tarifas Máximas a más tardar ~~90~~ 30 (~~noventa~~ treinta) días hábiles anteriores al inicio del Periodo Regulatorio correspondiente.	El plazo de 90 días debe ser menor, ya que solo se autorizará la tarifa que proponga el permisionario y ello no requiere un análisis.
4.5.	La Comisión tendrá un plazo de 90 (noventa) días hábiles para resolver lo conducente respecto a la solicitud de autorización de Tarifas Máximas. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta indicado, sin alguna resolución por parte de la Comisión, se entenderá que ésta ha sido en sentido negativo al Distribuidor.	La Comisión tendrá un plazo de ~~90~~ 30 (~~noventa~~ treinta) días hábiles para resolver lo conducente respecto a la solicitud de autorización de Tarifas Máximas. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta indicado, sin alguna resolución por parte de la Comisión, se entenderá que ésta ha sido en sentido negativo al Distribuidor.	El plazo de 90 días debe ser menor, ya que solo se autorizará la tarifa que proponga el permisionario y ello no requiere un análisis.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

4.6.	En caso de cualquier omisión y/o deficiencia en la información presentada en la solicitud de autorización de Tarifas Máximas, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 (cuarenta y cinco) días hábiles posterior a haber recibido la solicitud, a efecto de que esté, dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles, contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención, subsane la omisión y/o deficiencia identificada. Transcurrido dicho plazo sin que el Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud y, en su caso, determinará las Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, de conformidad con lo establecido en la disposición 5.4 de las Disposiciones y el artículo 83 del Reglamento.	En caso de cualquier omisión y/o deficiencia en la información presentada en la solicitud de autorización de Tarifas Máximas, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de ~~45~~ 15 (~~cuarenta y cinco~~ quince) días hábiles posterior a haber recibido la solicitud, a efecto de que esté, dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles, contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención, subsane la omisión y/o deficiencia identificada. Transcurrido dicho plazo sin que el Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud y, en su caso, determinará las Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, de conformidad con lo establecido en la disposición 5.4 de las Disposiciones y el artículo 83 del Reglamento.	El plazo de 90 días debe ser menor, ya que solo se autorizará la tarifa que proponga el permisionario y ello no requiere un análisis.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

5.1.	[…] VII. La Lista de Tarifas Máximas, Otros Cargos Regulados, Grupos Tarifarios y el esquema de facturación no deben ser indebidamente discriminatorios, de acuerdo a la fracción II del artículo 55 de la Ley de Hidrocarburos. VIII. El Distribuidor deberá obtener una rentabilidad razonable, garantizando la protección de los intereses de los Usuarios y Usuarios Finales. Para esto, la Comisión podrá llevar a cabo análisis comparativos entre las tarifas propuestas y las tarifas vigentes, o con las mejores prácticas y/o estándares de la industria en cuanto a estructuras de costos y rentabilidad, de conformidad con el artículo 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y […]	[…] VII. ~~La Lista de Tarifas Máximas, Otros Cargos Regulados, Grupos Tarifarios y el esquema de facturación no deben ser indebidamente discriminatorios, de acuerdo a la fracción II del artículo 55 de la Ley de Hidrocarburos.~~ VIII. El Distribuidor ~~deberá~~ podrá obtener ~~un~~ la rentabilidad ~~razonable~~ máxima determinada por la Comisión, garantizando la protección de los intereses de los Usuarios y Usuarios Finales. ~~Para esto, la Comisión podrá llevar a cabo análisis comparativos entre las tarifas propuestas y las tarifas vigentes, o con las mejores prácticas y/o estándares de la industria en cuanto a estructuras de costos y rentabilidad, de conformidad con el artículo 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos~~, y […]	El artículo 55 hace referencia a la caducidad de los permisos. El artículo correcto es el 56, fracción II. El Permisionario deberá tener la libertad de diseñar el esquema tarifario que le permita llegar al LRM autorizado por la Comisión.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

5.3.	En el caso en que la Comisión determine como no procedente la solicitud de autorización de Tarifas Máximas, la misma no tendrá ninguna responsabilidad en cuanto a posibles pérdidas para el Distribuidor. Es estricta responsabilidad de éste, llevar a cabo su solicitud considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo de ésta, que puedan aplicar.	~~En el caso en que la Comisión determine como no procedente la solicitud de autorización de Tarifas Máximas, la misma no tendrá ninguna responsabilidad en cuanto a posibles pérdidas para el Distribuidor.~~ Es estricta responsabilidad del Permisionario ~~éste~~, llevar a cabo ~~su~~ la solicitud de autorización de Tarifas Máximas considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo de ésta, que puedan aplicar.	Si la solicitud se presenta en tiempo, no habrá razón para que la Comisión determine como no procedente la solicitud.
5.5.	Cuando el desahogo del proceso de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se incumpla por causas atribuibles a la Comisión, una vez que inicie el nuevo Periodo Regulatorio el Distribuidor continuará aplicando la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes del último año del Periodo Regulatorio inmediato anterior. No obstante, la aprobación de la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados incluirá los ajustes compensatorios que, en su caso, resulten necesarios para compensar la posible diferencia de ingresos que experimenten los Distribuidores por la demora señalada.		La CRE deberá definir el criterio para determinar la compensación del ingreso no reconocido y su efecto sobre la rentabilidad. Aun cuando en la presentación compartida a la AMGN de manera previa a la reunión del 11 de junio de 2019 se propuso una fórmula para el cálculo del ajuste compensatorio, en este Anteproyecto no se presenta.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

6.1.	El LRM será calculado por la Comisión conforme a la siguiente ecuación: $$LRM = Prom_{FERC} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + R_p$$ Donde: LRM Límite de Rentabilidad Máximo, a 4 (cuatro) decimales. $Prom_{FERC}$ Promedio FERC, conforme al método indicado en el Anexo I de las Disposiciones. $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme lo establecido en el Anexo I de las Disposiciones. R_p Riesgo País, conforme a la metodología indicada en el Anexo II de las Disposiciones.	El LRM será calculado por la Comisión conforme a la siguiente ecuación: $$LRM = Prom_{FERC} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + R_p$$ Donde: LRM Límite de Rentabilidad Máximo, a 4 (cuatro) decimales. $Prom_{FERC}$ Promedio FERC, conforme al método indicado en el Anexo I de las Disposiciones. $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme lo establecido en el Anexo I de las Disposiciones, el cual no podrá ser menor a 1 (uno). R_p Riesgo País, conforme a la metodología indicada en el Anexo II de las Disposiciones.	**LRM:** ¿Cómo se determinó la muestra? ¿Cuál es la justificación para elegir un rango que va de 9.23% a 12.96%. ¿Por qué se eligió una muestra del año 2008? $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$: Se solicitó a la Comisión establecer un valor mínimo para este coeficiente, ya que de no determinarse el valor podría ser incluso negativo.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

6.2.	La Comisión calculará de manera anual el valor del LRM conforme a la disposición 6.1 anterior; no obstante, determinará, por medio de un Acuerdo, un nuevo valor cuando el cálculo del LRM exceda 2 (dos) desviaciones estándar, hacia arriba o hacia abajo, durante 2 (dos) años consecutivos, por los siguientes casos: I. El método de cálculo de las tasas de rendimiento utilizadas para el promedio se modifique; II. La muestra del grupo proxy de empresas definido por la FERC se modifique; III. El método de cálculo del Riesgo País se modifique; o, IV. El método de cálculo del cociente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte se modifique.	[…] IV. El método de cálculo del cociente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte se modifique, siendo 1 (uno) el valor mínimo.	$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$: Se solicitó a la Comisión establecer un valor mínimo para este coeficiente, ya que de no determinarse el valor podría ser incluso negativo.
8.1.	La Comisión llevará a cabo la supervisión anual del control de rentabilidad máxima mediante la metodología de Flujo Neto, la cual corresponderá a la diferencia entre los Ingresos anuales y la suma de los Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas correspondientes al Servicio de Distribución, costos de Inversión y los impuestos. Para lo cual se empleará la siguiente ecuación: $$FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$$ Donde: FN Flujo Neto. I Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los Estados Financieros Dictaminados. $OMAV$ Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas del Servicio de Distribución, durante el año de supervisión, basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados. CAI Costo anual de la inversión. Imp Impuestos a las utilidades.	La Comisión llevará a cabo la supervisión anual de la rentabilidad máxima mediante la ~~metodología de Flujo Neto, la cual corresponderá a la diferencia entre los Ingresos anuales y la suma de los Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas correspondientes al Servicio de Distribución, costos de Inversión y los impuestos. Para lo cual se empleará la~~ siguiente ecuación: $$R = \frac{I - OMAV - Dep - Imp}{BAR}$$ Donde: *I* : Ingresos devengados anuales de distribución *OMAV*: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas *Dep*: Depreciación anual *Imp* : Impuestos a las utilidades *BAR* : Base de activos reexpresada	La fórmula debe descontar la depreciación del año, dado que este concepto puede incrementar la rentabilidad del permisionario y, por lo tanto, exceder el LRM. No es claro si la fórmula propuesta por la CRE incluye esta depreciación, ya que no está especificado. Se propone una fórmula para el cálculo de la rentabilidad, la cual ya había propuesta por la AMGN.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

8.2.	Los Costos Anuales de la Inversión (CAI) se calcularán considerando el valor de la inversión total erogada al cierre del año de supervisión, la vida útil de cada uno de los activos necesarios para llevar acabo el Servicio de Distribución y la tasa de actualización equivalente a la tasa de rentabilidad anual del Distribuidor. La fórmula para el cálculo del *CAI* es la siguiente: […]	~~Los Costos Anuales de la Inversión (CAI) se calcularán considerando el valor de la inversión total erogada al cierre del año de supervisión, la vida útil de cada uno de los activos necesarios para llevar acabo el Servicio de Distribución y la tasa de actualización equivalente a la tasa de rentabilidad anual del Distribuidor. La fórmula para el cálculo del *CAI* es la siguiente:~~ ~~[…]~~	En la fórmula propuesta por la AMGN no se considera el concepto *CAI*.
8.4.	La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad generada por los activos necesarios para la prestación del Servicio de Distribución que permite un Flujo Neto igual a cero, conforme a la metodología descrita en la disposición 8.1 anterior.	La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad generada por los activos necesarios para la prestación del Servicio de Distribución ~~que permite un Flujo Neto igual a cero~~, conforme a la metodología descrita en la disposición 8.1 anterior.	
9.4.	La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el incentivo a la expansión cuando el Distribuidor ya no incida en el desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, o cuando la información que remita el Distribuidor, conforme a la disposición 13.1 de las Disposiciones, no permita observar el crecimiento real de la base de Usuarios, considerando Conexiones, Desconexiones y Reconexiones.	La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el incentivo a la expansión ~~cuando el Distribuidor ya no incida en el desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, o~~ cuando la información que remita el Distribuidor, conforme a la disposición 13.1 de las Disposiciones, no permita observar el crecimiento real de la base de Usuarios, considerando Conexiones, Desconexiones y Reconexiones.	Este criterio es discrecional, ya que no se establecen parámetros o criterios para determinar cuándo se considera que ya no “incide en el desarrollo de la actividad” de una zona, especialmente cuando un sistema de distribución ya no está sujeto a una determinada zona geográfica.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

9.5.	El incentivo a la expansión será aplicable al LRM del año siguiente sujeto a supervisión y solo será vigente para dicho año.	El incentivo a la expansión será aplicable al LRM del año siguiente sujeto a supervisión y ~~solo~~ será vigente ~~para dicho año.~~ por un año, a partir de que comience su aplicación.	A partir de que se determine el incentivo, deberá estar vigente por un año, de lo contrario, si el incentivo se aprueba a mediados del año, sólo quedará medio año para su aplicación efectiva.
10.2.	En caso de que el Distribuidor obtenga una tasa de rentabilidad mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, la Comisión dará inicio al siguiente procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados: I. La Comisión contará con un plazo de 20 (veinte) días hábiles, posterior a la recepción de la información para notificar al Distribuidor, el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas. En ningún momento, la falta de la notificación referida en esta disposición significará que el Distribuidor no ha excedido el LRM. […]	En caso de que el Distribuidor obtenga una tasa de rentabilidad mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, por dos años consecutivos en el caso de que su periodo regulatorio sea mayor a dos años, la Comisión dará inicio al siguiente procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados: […] I. La Comisión contará con un plazo de 20 (veinte) días hábiles, posterior a la recepción de la información para notificar al Distribuidor, el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas. ~~En ningún momento, la falta de la notificación referida en esta disposición significará que el Distribuidor no ha excedido el LRM.~~ […]	Considerando que se trata de un esquema nuevo, aplicar el mecanismo de ajuste por superar el LRM el primer año, resulta una medida excesiva para los permisionarios. Si la Comisión tiene un plazo máximo para notificar el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas, debe cumplirlo, de lo contrario se estaría violando el principio de certeza jurídica para los permisionarios.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

10.3.	El ajuste aplicará para la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del segundo año posterior al supervisado.	El ajuste aplicará para la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del año posterior al supervisado.	Considerando que se trata de un esquema nuevo, aplicar el mecanismo de ajuste por superar el LRM el primer año, resulta una medida excesiva para los permisionarios.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

<table>
<tr>
<td>10.4.</td>
<td>El ajuste será aplicado cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM a 4 (cuatro) decimales, considerado el incentivo a la expansión $(LRM + I_E,)$, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

I. Definir el intervalo en que se encuentra el Distribuidor, mediante la siguiente ecuación:

$$Determinación\ del\ Intervalo = \frac{T_R}{LRM + I_E}$$
[…]</td>
<td>El ajuste será aplicado cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM a 4 (cuatro) decimales, considerado el incentivo a la expansión $(LRM + I_E)$, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

$$MA = \left(1 - \frac{(Excedente\ de\ rentabilidad * BAR)}{Ingreso\ de\ Distribución_{t+1}}\right) * T_{max}$$

$$Excedente\ de\ rentabilidad = (T_R - (LRM + I_E)$$

$Mecanismo\ de\ Ajuste\ (MA)$ Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.
BAR Base de Activos reexpresada.
$Ingreso\ de\ Distribución_{t+1}$ Ingreso de Distribución del año siguiente.
$T_{máx}$ Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.
T_R Tasa de rentabilidad del Distribuidor.
LRM Límite de Rentabilidad Máxima.
I_E Incentivo a la expansión.</td>
<td>Esta metodología sigue siendo rigurosa y excesiva. Haciendo el cálculo del ajuste a la tarifa con la tasa del 15.89% propuesta, en el primer intervalo la tarifa se podría reducir hasta 85%, en el segundo intervalo hasta 70% y en el tercero hasta 55%, sin embargo, este ajuste puede castigar la rentabilidad del año siguiente año en una proporción mayor a la del excedente en que pudiera haber incurrido el Permisionario.
Se propone una nueva metodología para determinar el mecanismo de ajuste, ya que el propuesto por la Comisión tiene un gran impacto sobre la tarifa total. Se deberá considerar que la tarifa recoge otros efectos y que no solo está asociada a la rentabilidad.</td>
</tr>
</table>

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

10.7.	En caso de que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la fracción II de la disposición 13.1 de las Disposiciones no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión revisará los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas y, en su caso, determinará de oficio de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme la disposición 5.1. anterior.	~~En caso de que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la fracción II de la disposición 13.1 de las Disposiciones no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión revisará los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas y, en su caso, determinará de oficio de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme la disposición 5.1. anterior.~~	¿La CRE tiene atribuciones para emitir opiniones respecto al tema de partes relacionadas? Se considera que este tema no debe incidir en el esquema del LRM ya que es supervisado por el SAT.
10.8.	De conformidad con el artículo 78 del Reglamento, la Comisión no será responsable del exceso sobre el LRM, considerando el incentivo a la expansión, derivado de: I. Aplicación del mecanismo de supervisión. II. Aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio. III. Lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio.	~~De conformidad con el artículo 78 del Reglamento, l~~La Comisión no será responsable del exceso sobre el LRM, considerando el incentivo a la expansión, derivado de: I. Aplicación del mecanismo de supervisión. II. Aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio. IV. Lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio.	Al confundir los instrumentos regulatorios, la propuesta de la CRE no brinda certeza jurídica para los Permisionarios. El artículo 78 del Reglamento hace referencia a acuerdos convencionales y en ningún momento hace referencia a la posible responsabilidad de la CRE respecto de la rentabilidad que pudiera obtener un Permisionario.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

10.9.	En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, en 2 (dos) ocasiones consecutivas, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán por el procedimiento de ajuste establecido en la fracción III de la disposición 10.4 anterior y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, en 2 (dos) ocasiones consecutivas, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ~~se determinarán por el procedimiento de ajuste establecido en la fracción III de la disposición 10.4 anterior~~ será determinada por la Comisión y estarán~~n~~ vigente~~s~~ por ~~5 (cinco)~~ 2 (dos) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	Que la CRE determine la Lista de tarifas por cinco años puede afectar gravemente la rentabilidad de los Distribuidores.
10.10.	En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, en 3 (tres) ocasiones no consecutivas, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán por el procedimiento de ajuste establecido en la fracción III de la disposición 10.4 anterior y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, en 3 (tres) ocasiones no consecutivas, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ~~se determinarán por el procedimiento de ajuste establecido en la fracción III de la disposición 10.4 anterior~~ será determinada por la Comisión y estarán~~n~~ vigente~~s~~ por ~~5 (cinco)~~ 2 (dos) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	Que la CRE determine la Lista de tarifas por cinco años puede afectar gravemente la rentabilidad de los Distribuidores.
10.11.	En los casos en los que apliquen las disposiciones 10.9 y 10.10 anteriores, el Distribuidor deberá solicitar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, al término del periodo de 5 (cinco) años, conforme al proceso descrito en el Apartado Segundo de las Disposiciones. En caso de que el Distribuidor no presente su solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, se procederá conforme al disposición 5.4 anterior.	En los casos en los que apliquen las disposiciones 10.9 y 10.10 anteriores, el Distribuidor deberá solicitar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, al término del periodo de ~~5 (cinco)~~ 2 (dos) años, conforme al proceso descrito en el Apartado Segundo de las Disposiciones. En caso de que el Distribuidor no presente su solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, se procederá conforme al disposición 5.4 anterior.	

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

	I.	I.	
11.2.	El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos: […] III. III. Informe dictaminado por un contador acreditado ante la SHCP de la proporción de la afectación en Inversiones y Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas por i) la inflación en México, y ii) por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el Tipo de cambio, correspondiente al periodo sujeto a supervisión. En su caso, el Distribuidor podrá presentar el Estado Financiero Dictaminado, a que hace referencia la disposición 13.1 de las Disposiciones, siempre y cuando éste considere dicha información.	El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos: […] III. Informe dictaminado por un contador acreditado ante la SHCP de la proporción de la afectación en Inversiones y Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas por i) la inflación en México, y ii) por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el Tipo de cambio, correspondiente al ~~periodo sujeto a supervisión~~ último año dictaminado anterior a la solicitud. En su caso, el Distribuidor podrá presentar el Estado Financiero Dictaminado, a que hace referencia la disposición 13.1 de las Disposiciones, siempre y cuando éste considere dicha información.	El informe debe corresponder a la última información dictaminada, no al periodo de supervisión.
13.1.	Para efectos del mecanismo de supervisión del LRM, los Distribuidores deberán enviar, anualmente, a más tardar el último día hábil del mes de mayo del año en curso, la siguiente documentación de índole financiera correspondiente al año inmediato anterior:		Considerar que siempre es posible solicitar prórroga para la entrega de la información.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

Disposiciones Transitorias SEXTO.	Los permisos con exclusividad continuarán bajo 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 hasta culminar el periodo de exclusividad, posteriormente deberán migrar al esquema bajo control de rentabilidad máxima.	Los permisos con exclusividad continuarán bajo 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 hasta culminar el periodo de exclusividad, posteriormente ~~deberán~~ podrán migrar al esquema bajo control de rentabilidad máxima, conforme a lo establecido en la Disposición Transitoria CUARTA.	Los Distribuidores que tienen permisos con exclusividad también deberían tener la posibilidad de elegir bajo cuál esquema se quedan, una vez que termine la exclusividad.
OCTAVO.	En lo aplicable a Distribución por ducto de Gas Natural, queda sin efectos 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. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada en el párrafo anterior, continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes Disposiciones.	En lo aplicable a Distribución por ducto de Gas Natural, queda sin efectos 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, salvo para aquellos permisionarios que decidan no migrar al nuevo esquema regulatorio. Asimismo, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada en el párrafo anterior, continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes Disposiciones.	

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

Anexo I. Metodología del Límite de Rentabilidad Máxima	[…] **I. <u>Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima:</u>** Para la determinación del LRM, se considerará lo siguiente: a) <u>Promedio del Costo de Capital a partir de un grupo proxy de empresas estimado por la FERC[1]:</u> Se determina como el promedio de la muestra de las tasas de rendimiento de la actividad de transporte por ducto de Gas Natural del grupo proxy de empresas definido por la FERC, derivado de que el mercado nacional no tiene la madurez suficiente para medir los riesgos inherentes a la actividad de Distribución de Gas Natural con el fin de incentivar a los Distribuidores a invertir en México. b) <u>Coeficiente de volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte:</u> El coeficiente de volatilidad se establecerá conforme a lo descrito en el Anexo I de la resolución RES/099/2009, hasta en tanto la Comisión no defina una metodología diferente para la determinación de dicho coeficiente.	**I. Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima:** Para la determinación del LRM, se considera lo siguiente: a) Promedio del Costo de Capital a partir de un grupo proxy de empresas estimado por la FERC : […] b) <u>Coeficiente de volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte:</u> El coeficiente de volatilidad se establecerá conforme a lo descrito en el Anexo I de la resolución RES/099/2009, hasta en tanto la Comisión no defina una metodología diferente para la determinación de dicho coeficiente <u>y no podrá ser menor a 1 (uno).</u>	a) Se modificó la redacción respecto a la versión anterior, la cual señalaba que la CRE había determinado un promedio de las tasas de rendimiento de una muestra representativa para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural aprobadas por la FERC, mientras que, en esta nueva versión no es claro. b) $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$: Se solicitó a la Comisión establecer un valor mínimo para este coeficiente, ya que de no determinarse el valor podría ser incluso negativo.

[1] FERC (*Federal Energy Regulatory Commission, por sus siglas en inglés)* es la agencia federal de los Estados Unidos de América que regula la transmisión y venta mayorista de electricidad y gas natural en el comercio interestatal y regula el transporte de petróleo por oleoducto en el comercio interestatal.

Comentarios al ANTEPROYECTO DEL 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.

III. Establecimiento de la vida útil de los activos	**Tabla 1. Vida útil de los activos** **Cuentas** / **Años** Equipos de servicio: 10 Estructuras para compresores, equipo de regulación y medición y mejoras: 10 Ductos: 30 Equipo de compresión: 25 Equipo de medición y regulación: 30 Medidores en servicio: 30 Mobiliario y equipo de oficina: 5 Equipo de transporte: 5 Edificio para oficina: 50 Maquinaria y equipo: 30 Otros activos fijos: 30		La CRE modifica las vidas útiles respecto a la versión anterior. ¿A qué se debe la modificación? Se deberá aclarar que dentro de cada concepto se encuentran activos con vidas útiles diferentes (mayores o menores).