

Comentarios para Anteproyecto Expediente No. 65/0040/061118

 ELIMINAR
  RESPONDER
  RESPONDER A TODOS
  REENVIAR
  ...



AMGN <amgn-principal@amgn.org.mx>

Marcar como no leído

vie 12/07/2019 12:04 p.m.

JCRL-GLS-B000193087

Para: Contacto CONAMER;

Cc: Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; 'marcos.avalos@cofemer.gob.mx';

- El remitente del mensaje pidió una confirmación de lectura. Para enviar una confirmación, [haga clic aquí](#).
- El mensaje se envió con importancia alta.

📎 2 documentos adjuntos



Carta AMGN-
-.pdf



ANEXO
UNICO-.pdf

[Descargar todo](#)

A quien corresponda,

Con base en la publicación del pasado **6 de noviembre de 2018** del **Anteproyecto ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL** en el portal de esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, cuyo número de expediente es el 65/0040/061118 y particularmente a la Respuesta de la Comisión Reguladora de Energía al Dictamen Total NO Final emitida el 14 de junio de 2019 con la referencia **CRE/47546**, por este medio le hacemos llegar en archivo adjunto comentarios respecto este expediente.

Agradezco de antemano su atención.

Saludos cordiales,

Atentamente.

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL, A.C.

Tel / Fax (55) 5276-2711 / 2100

amgn-principal@amgn.org.mx

www.amgn.org.mx



Ciudad de México, a 11 de julio de 2019

DR. CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA
COMISIONADO NACIONAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA

Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025
Col. San Jerónimo Aculco, CP 10400
Ciudad de México

Expediente: 65/0040/061118

Asunto: COMENTARIOS AL 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. (el Anteproyecto).

P R E S E N T E -

A nombre de los miembros de esta Asociación Mexicana de Gas Natural (la AMGN o Asociación), con relación a los siguientes documentos:

- Anteproyecto enviado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER o Comisión) registrado en el expediente con fecha 14 de junio de 2019 bajo la referencia CRE/47546.
- Escrito de esta Asociación registrado en el expediente con fecha 18 de junio de 2019 bajo el número B000192732.
- Dictamen Total NO Final emitido por la CONAMER registrado en el expediente con fecha 21 de junio de 2019 bajo la referencia CONAMER/19/3482.

Me dirijo ante Usted C. Comisionado Nacional con el debido respeto, para manifestar los antecedentes, manifestaciones y comentarios de hecho y de derecho siguientes:

Actualmente la regulación de tarifas de distribución de gas natural se encuentra tutelada a través del instrumento regulatorio denominado "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) en la que se establece la metodología para determinar las tarifas máximas para la actividad de distribución de gas natural por ducto.

En ese sentido, la Directiva de Tarifas vigente, establece la regulación a través de la cual los permisionarios han realizado las inversiones para desarrollar la infraestructura de gas natural del país en los últimos 25 años, regulación basada en un esquema de incentivos,

mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprueba cada cinco años, las tarifas máximas de cada permisionario.

Durante estos 25 años se han identificado áreas de oportunidad y de mejora en la regulación de tarifas para la actividad de distribución de gas natural por ducto, con el objeto de apoyar el desarrollo de la actividad de distribución de gas natural por ducto en México, y con ello, equiparar la carga regulatoria que tiene esta actividad respecto a mercados similares y actividades de combustibles sustitutos.

Es por ello que la CRE conjuntamente con la AMGN llegaron a las siguientes conclusiones:

- Que en los últimos 25 años, el crecimiento de las redes de distribución de gas natural, ha sido mínimo (a la fecha el gas natural tiene una participación de entre el 7 y 8% en los hogares, mientras que el gas LP y la leña cuentan con el 79 y 11% respectivamente);
- Que equiparado a otros energéticos, la actividad de distribución de gas natural por ducto tiene una excesiva carga regulatoria y extensos periodos de tiempo para los procesos administrativos y de supervisión;
- Que no obstante que con la regulación vigente se han hecho grandes esfuerzos para llevar el gas natural a todos los centros poblacionales del país, no se ha logrado ese objetivo.

Con base en lo anterior, y de conformidad con lo establecido en el artículo 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014) (el Reglamento), es que la CRE conjuntamente con la AMGN iniciaron mesas de trabajo con el fin de lograr plasmar en un documento regulatorio, principalmente mejorar las condiciones de competencia de esta actividad con los mercados similares y actividades similares y, consecuentemente desarrollar la actividad de distribución por ductos de gas natural y fomentar el incremento en el consumo por parte de los usuarios de un combustible sustentable, eficiente y competitivo, sin disminuir desde luego la calidad y seguridad en el servicio prestado.

En ese sentido, y atendiendo a lo establecido por el artículo 2, fracción I de la Ley General de Mejora Regulatoria (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de mayo de 2018), que señala la obligación de las autoridades de todos los órdenes de gobierno, en el ámbito de su competencia, de implementar **políticas públicas de mejora regulatoria para el perfeccionamiento de las Regulaciones y la simplificación de los Trámites y Servicios**, las mesas de trabajo se abocaron a revisar un cambio en el enfoque de la regulación de tarifas de distribución, buscando un esquema basado en los tres pilares siguientes:

1. Mayor agilidad y eficiencia en los procesos administrativos de revisión tarifaria;

2. Igualar las condiciones de competencia de la distribución de gas natural frente a combustibles alternos y similares y,
3. Lograr llevar gas natural a más centros de población en México, incentivando el desarrollo de infraestructura y construcción de redes de distribución de gas natural.

Tomando en consideración que un regulador debe cuidar principalmente el mantener un mercado sano y competitivo, y que por tanto la principal variable de su interés es la de regular y vigilar la Rentabilidad obtenida por los Permisionarios, es que las mesas de trabajo se concentraron en desarrollar una nueva regulación que ayudara a cumplir con los tres pilares antes mencionados, a través de un proceso de migración de un esquema de incentivos de Tarifa Máxima a un esquema de regulación por Limite de Rentabilidad Máxima, que contara con una metodología de supervisión, de tal manera que la CRE se enfocara exclusivamente en la supervisión de la rentabilidad, al considerar que el Permisionario, al ser el que mejor conoce su mercado y área de actividad, tendría cierta flexibilidad para hacer su propio análisis de mercado e idear cómo traspasar las tarifas al usuario, manteniéndose dentro del Límite de Rentabilidad Máxima aprobado por la CRE, sin que se requiera de un esquema de aprobación de tarifas máximas.

Con lo anterior, se lograría dotar a la nueva regulación de mayor agilidad en los procesos administrativos, reduciendo tiempos y carga de trabajo, tal y como ya estaba considerado desde la disposición 9.61 de la Directiva de Tarifas DIR-GAS-001-1996 que establecía textualmente que: *“No se requerirá la aprobación de la Comisión cuando las tarifas se modifiquen de manera uniforme y congruente con el ingreso máximo del permisionario”*, no obstante que la misma aplicaba cuando existía la exclusividad en las zonas geográficas de distribución, en la nueva regulación debería conservarse y acentuarse aún más, al considerarse una configuración de mercado competitivo, en el que se ha declarado a todo el territorio nacional como zona única de distribución, sin exclusividad, a través del *ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural* (publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de enero de 2018).

No obstante lo anterior, y fiel a su compromiso, el sector a través del escrito de fecha 18 de junio de 2019, ingresado a esa Comisión bajo el folio número B000192732, analizó el Anteproyecto, determinando que el mismo NO se alinea a los pilares principales antes aludidos y más aún, NO atiende el objetivo establecido por el artículo 2 fracción I de la *Ley General de Mejora Regulatoria (Ley)*, toda vez que dicho Anteproyecto crea una sobre-regulación, al mantener el proceso vigente de aprobación y supervisión de Tarifas Máximas y agregar un esquema de Limite de Rentabilidad Máxima, generando procesos administrativos adicionales y más largos, además de mantener los mismos plazos para emitir las resoluciones de trámite; genera e incrementa la carga regulatoria con revisiones anuales de procesos que en la Directiva de Tarifas vigente se establecen de manera quinquenal; genera costos adicionales al exigir dictámenes de terceros, y requiere información adicional, con mayor grado de detalle respecto de los reportes actualmente

realizados, eliminando algunos derechos conferidos y adicionando nuevas obligaciones. Como ejemplo de ello se presenta la siguiente tabla resumen que compara la carga regulatoria actual contra la que generaría el Anteproyecto de regulación en cuestión:

Requerimientos / Trámites	Anteproyecto DACG de Tarifas	Regulación Vigente	Opinión
Determinación de Tarifas Máximas y Otros Cargos: Presentación de Plan de Negocios	Escrito libre, lista de tarifas, rangos de consumo, esquema de facturación y periodo regulatorio	Plan de Negocios, información histórica, criterios de asignación, información técnica y económica, información cuantitativa y cualitativa del negocio, lista de tarifas	+
Aprobación de tarifas máximas / plazos	Aprobación de tarifas máximas a más tardar 90 días hábiles	Aprobación de tarifas máximas a más tardar 90 días hábiles	=
	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.	N/A	-
	La Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 días hábiles posteriores a haber recibido la solicitud	La Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 días hábiles posteriores a haber recibido la solicitud	=
Publicación de tarifas	Boletín Electrónico	Diario Oficial de la Federación	+
Determinación del Límite Máximo de Rentabilidad (LRM)	La Comisión calculará de manera anual el valor del LRM al que deberán sujetarse los Permisos de Distribución	En la aprobación del costo promedio ponderado del capital propuesto, la Comisión tomará como referencia los parámetros que reflejen una práctica eficiente de financiamiento de proyectos de inversión	=
Incentivo a la Expansión	La Comisión establecerá, para el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural, un incentivo a la expansión	N/A	+
Mecanismo de supervisión de la Tasa de Rentabilidad de los Distribuidores	La Comisión llevará a cabo la supervisión anual del control de rentabilidad máxima mediante la metodología de Flujo Neto	N/A	-
	Revisión anual de activo por activo con desglose mensual por proyecto	N/A	-
	En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, una vez considerado el incentivo a la expansión, la Comisión dará inicio al procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas	N/A	-
Actualización de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados	Los Distribuidores podrán solicitar, por medio de un escrito libre, la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos	A partir del segundo año de cada periodo quinquenal, los cargos que componen las tarifas máximas aplicables anualmente se determinarán con base en los ajustes por inflación regulada	=
	N/A	Los costos trasladables que se pueden transferir directamente a los Usuarios derivados de los cambios en el régimen fiscal, local o federal, que no se hayan sido incluidos en el proceso de determinación de tarifas máximas iniciales	-
	La Comisión tendrá un plazo de 15 (quince) días hábiles contados, para su aprobación. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta, operará la afirmativa ficta a favor del Distribuidor	La Comisión tendrá un plazo de 15 (quince) días hábiles contados, para su aprobación. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta, operará la afirmativa ficta a favor del Distribuidor	=
Aprobación y Ajustes Intraquinquales de Tarifas	N/A	Establecimiento de Nuevos Servicios y Ajustes en tarifas máximas por erogaciones extraordinarias	-
Reporte anual de información financiera	Estados Financieros Dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP	Estados Financieros Dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP	=
	Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas,	N/A	-

Mejora (+), Empeora (-), Sin cambios (=),

Es por todo lo anterior que esta Asociación envía adjunto al presente un documento denominado Anexo Único, el cual contiene comentarios puntuales al Anteproyecto, acordes

con los objetivos planteados desde un inicio, tal y como ya se ha comentado, solicitando que los mismos sean tomados en cuenta para todos los efectos legales a que haya lugar.

Finalmente, reiteramos a esa H. Comisión y a la CRE, la necesidad de replantear el Anteproyecto, a fin de alcanzar los objetivos inicialmente planteados, la simplificación de los trámites y servicios, la promoción del desarrollo de redes de distribución y el establecimiento de condiciones de competencia efectiva para la actividad de Distribución de gas natural por ducto.

Por lo anteriormente expuesto a usted, atentamente pido se sirva:

Tenerme por presentado con la personalidad con que me ostento, haciendo comentarios al Anteproyecto con expediente No. 65/0040/061118 en los términos expuestos, a fin de que se puedan tomar en consideración los comentarios generales y particulares previo a la emisión de un Dictamen Total Final para el Anteproyecto y, a su vez, continuar trabajando en conjunto con la CRE, con el propósito de alcanzar un Anteproyecto que cumpla con los objetivos de la nueva metodología tarifaria que consideramos muy importante para los mercados industrial, comercial, doméstico y vehicular del gas natural por ductos.

Aprovecho para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



Ing. Luis Vázquez Senties
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO ÚNICO: 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 <u>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,</u> 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 <u>Límite de Rentabilidad Tarifas Máxima que supervisará la Comisión</u> , 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.
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 re expresada, como ya se había planteado en las mesas de trabajo con la Comisión.
3.7	Cargo por Servicio: es la cantidad máxima que podrán aplicar los Distribuidores para recuperar los costos relacionados con actividades inherentes a la prestación del servicio, independientes a la cantidad de Gas Natural conducida, tales como la lectura, el mantenimiento de medidores, en su caso, el mantenimiento de	Cargo por Servicio: es la cantidad máxima que podrán aplicar los Distribuidores independientes a la cantidad de Gas Natural conducida. Dicho cargo es un monto que se aplica en cada periodo de facturación.	En un esquema de regulación por LMR no tiene la aprobación de asignadores tarifarios y por ende no se debe imitar los conceptos que se incluyan en cada cargo

ANEXO ÚNICO: 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.

	conexiones y otros. Dicho cargo es un monto que se aplica en cada periodo de facturación.		
3.39	Tarifa Binómica: es la tarifa que se integra de dos componentes representados por el Cargo por Capacidad y el Cargo por Uso correspondientes a la prestación del servicio a un determinado Grupo Tarifario.	ELIMINAR	¿Cuál es la diferencia con la Tarifa en Base firme? Parece recoger los mismos conceptos y provoca confusión.
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 la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. 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 30 (treinta) días hábiles para resolver lo conducente respecto a la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. 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 positivo al Distribuidor.	Si uno de los objetivos es disminuir la carga Regulatoria, 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. Por lo que no debería tardar el mismo tiempo que para una revisión quinquenal actual. El órgano regulador no puede negar un trámite sin hacerlo de manifiesto y en tanto no emita resolución el usuario seguiría cobrando las mismas tarifas lo cual lo pondría en riesgo de exceder el límite de rentabilidad
4.6	En caso de cualquier omisión y/o deficiencia en la información presentada en la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 (cuarenta y cinco) días hábiles posteriores 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	En caso de cualquier omisión y/o deficiencia en la información presentada en la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45-15 (cuarenta y cinco quince) días hábiles posteriores 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	Si uno de los objetivos es disminuir la carga Regulatoria, el plazo de 45 días debe ser menor, ya que solo se autorizará la tarifa que proponga el permisionario y ello no requiere un análisis. Por lo que no debería tardar el mismo tiempo que para una revisión quinquenal actual.

**ANEXO ÚNICO: 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.**

		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	
5.1.	<p>5.1 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en lo siguiente:</p> <p>[...]</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>[...]</p>	<p>5.1 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en lo siguiente:</p> <p>[...]</p> <p>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.</p> <p>VIII. El Distribuidor deberá <u>podrá</u> obtener una <u>la</u> rentabilidad razonable <u>máxima determinada por la Comisión</u>, 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</p> <p>[...]</p>	<p>El artículo 55 hace referencia a la caducidad de los permisos. El artículo correcto es el 56, fracción II.</p> <p>El Permisionario deberá tener la libertad de diseñar el esquema tarifario que le permita llegar al LRM autorizado por la Comisión. En una regulación de Rentabilidad Máxima, no se tendría por qué realizar comparativos de cargos para su aprobación, ya que la revisión se hará de manera anual, en todo caso se contempla un mecanismo de ajuste.</p>
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	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	Si la solicitud se presenta en tiempo, no habrá razón para que la Comisión determine como no procedente la solicitud.

ANEXO ÚNICO: 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.

	<p>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.</p>	<p>estricta responsabilidad del Permisionario éste, llevar a cabo su <u>la solicitud de autorización de Tarifas Máximas</u> considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo de ésta, que puedan aplicar.</p>	
5.5.	<p>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.</p>		<p>La Comisión deberá definir el criterio para determinar la compensación del ingreso no reconocido y su efecto sobre la rentabilidad.</p> <p>Aun cuando en una de las mesas de trabajo en junio 2019 entre la Comisión y la AMGN, la Comisión propuso una fórmula para el cálculo del ajuste compensatorio, en este Anteproyecto no se presenta.</p>
6.1.	<p>El LRM será calculado por la Comisión conforme a la siguiente ecuación:</p> $LRM = Prom_{FERC} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + R_p$ <p>Donde:</p> <p><i>LRM</i> Límite de Rentabilidad Máximo, a 4 (cuatro) decimales.</p> <p><i>Prom_{FERC}</i> Promedio FERC, conforme al método indicado en el Anexo I de las Disposiciones.</p> <p>$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme lo establecido en el Anexo I de las Disposiciones.</p> <p><i>R_p</i> Riesgo País, conforme a la metodología indicada en el Anexo II de las Disposiciones.</p>	<p>El LRM será calculado por la Comisión conforme a la siguiente ecuación:</p> $LRM = Prom_{FERC} * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + R_p$ <p>Donde:</p> <p><i>LRM</i> Límite de Rentabilidad Máximo, a 4 (cuatro) decimales.</p> <p><i>Prom_{FERC}</i> Promedio FERC, conforme al método indicado en el Anexo I de las Disposiciones.</p> <p>Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte, conforme lo establecido en el Anexo I de las Disposiciones, <u>el cual no podrá ser menor a 1 (uno).</u></p> <p>$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$</p>	<p>LRM: ¿Cómo se determinó la muestra?</p> <p>¿Cuál es la justificación para elegir un rango que va de 9.23% a 12.96%?</p> <p>¿Por qué se eligió una muestra del año 2008?</p> <p>$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$: En las mesas de trabajo se solicitó a la Comisión establecer un valor mínimo para este coeficiente, ya que de no determinarse el valor podría ser incluso negativo.</p>

ANEXO ÚNICO: 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.

		R_p	Riesgo País, conforme a la metodología indicada en el Anexo II de las Disposiciones.	
6.2.	<p>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:</p> <p>I. El método de cálculo de las tasas de rendimiento utilizadas para el promedio se modifique;</p> <p>II. La muestra del grupo proxy de empresas definido por la FERC se modifique;</p> <p>III. El método de cálculo del Riesgo País se modifique; o,</p> <p>IV. El método de cálculo del cociente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte se modifique.</p>	[...]	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.	$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$: En las mesas de trabajo se solicitó a la Comisión establecer un valor mínimo para este coeficiente, ya que de no determinarse el valor podría ser incluso negativo.
			6.4 La LRM vigente al momento de aprobación tarifaria a cada permisionario, seguirá vigente durante todo su periodo regulatorio, con independencia que en el transcurso de su periodo regulatorio se determine un nuevo valor	Se debe brindar seguridad jurídica y estabilidad económica a los permisionarios que, determinan un plan de negocios bajo ciertos parámetros de referencia
8.1.	<p>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:</p> $FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$ <p>Donde:</p> <p>FN Flujo Neto.</p>		<p>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:</p> $R = \frac{I - OMAV - Dep - Imp}{BAR}$ <p>Donde:</p>	<p>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.</p> <p>No es claro si la fórmula propuesta incluye esta depreciación, ya que no está especificado.</p> <p>Se propone una fórmula para el cálculo de la rentabilidad, la cual ya había sido propuesta por la AMGN.</p>

ANEXO ÚNICO: 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.

	<p><i>I</i> Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la los Estados Financieros Dictaminados.</p> <p><i>OMAV</i> Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Venta de Distribución, durante el año de supervisión, basado en los Estados Financieros Dictaminados.</p> <p><i>CAI</i> Costo anual de la inversión.</p> <p><i>Imp</i> Impuestos a las utilidades.</p>	<p><i>I</i>: Ingresos devengados anuales de distribución</p> <p><i>OMAV</i>: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas</p> <p><i>Dep</i>: Depreciación anual</p> <p><i>Imp</i>: Impuestos a las utilidades</p> <p><i>BAR</i>: Base de activos reexpresada</p>	
8.2.	<p>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 <i>CAI</i> es la siguiente:</p> <p>[...]</p>	<p>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 <i>CAI</i> es la siguiente:</p> <p>[...]</p>	<p>En la fórmula propuesta por la AMGN no se considera el concepto <i>CAI</i>.</p>
8.2	<p>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 <i>CAI</i> es la siguiente:</p> $CAI := \sum_{j=1}^m I_j \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] p_j$ $p_j := \begin{cases} r_j & \text{si } r_j \leq 1 \\ 1 & \text{si } r_j > 1 \end{cases}$ <p>Donde:</p> <p><i>CAI</i> Costo Anual de la Inversión.</p> <p><i>I_j</i> Inversión erogada en el activo <i>j</i>.</p> <p><i>i</i> Tasa de rentabilidad anual.</p>		<p>No es claro el cálculo del costo anual de inversión, tampoco es una práctica común este tipo de fórmulas para calcular un costo de inversión.</p> <p>No de determina como se calcula o que se entiende como la tasa de rentabilidad anual (<i>i</i>)</p> <p><i>r_j</i>= nunca podría ser < 1, ya que la vida útil según el anexo III. Catalogo de Cuentas, las vidas útiles están expresadas en números naturales</p> <p>En las mesas de trabajo este cálculo se hacía mediante una calculadora de activos que requiere de un desglose similar al de una revisión quinquenal, pero con una</p>

ANEXO ÚNICO: 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.

	n_j Vida útil del activo j . m Total de activos al cierre del año de supervisión. r_j Vida remanente del activo j . Factor de proporcionalidad de la vida remanente. p_j		periodicidad anual, incrementando la carga regulatoria
8.3	<p>8.3. Los impuestos a las utilidades se calcularán considerando la tasa del Impuesto Sobre la Renta (ISR) vigente en el año sujeto a supervisión y se aplicará a la diferencia entre los ingresos anuales del Servicio de Distribución y los Costos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas y la depreciación calculada conforme a lo establecido en el Anexo III de las Disposiciones. La fórmula para el cálculo de los impuestos es la siguiente:</p> $Imp = [I - (OMAV + Dep)] * ISR$ <p>Donde:</p> <p>Imp Impuestos a las utilidades. I Ingresos anuales del Servicio de Distribución basado en los Estados Dictaminados. $OMAV$ Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas, durante el año sujeto a supervisión basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados. Dep Depreciación de los activos, conforme el Anexo III de las Disposiciones. ISR Impuesto Sobre la Renta vigente en el año sujeto a supervisión.</p>	<p>8.3 Los impuestos a las utilidades se calcularán considerando la tasa del Impuesto Sobre la Renta (ISR) vigente en el año sujeto a supervisión y se aplicará a la diferencia entre los ingresos anuales del Servicio de Distribución y los Costos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas y la depreciación calculada conforme a lo establecido en el Anexo III de las Disposiciones. La fórmula para el cálculo de los impuestos es la siguiente:</p> $Imp = [I - (OMAV + Dep)] * ISR$ <p>Donde:</p> <p>ISR Tasa de Impuesto Sobre Renta vigente en el año sujeto a supervisión.</p>	<p>Para utilizar un factor multiplicativo se debería utilizar la tasa (%)</p> <p>Por otro lado, las eficiencias fiscales que los permisionarios pudieran lograr, al no ser objeto de una regulación de servicio de distribución de gas natural, no se deberían intentar capturarlas.</p>

ANEXO ÚNICO: 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.

8.4.	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.	
8.5	El proceso de supervisión de la rentabilidad se llevará a cabo a partir de la Tasa de Rentabilidad Efectiva obtenida como la media móvil simple de las tasas de rentabilidad anuales referida en la disposición inmediata anterior, calculada a partir de la información entregada por el Distribuidor conforme el Apartado Sexto de las Disposiciones.	El proceso de supervisión de la rentabilidad se llevará a cabo a partir de la Tasa de Rentabilidad Efectiva obtenida como la media móvil simple de las tasas de rentabilidad anuales referida en la disposición inmediata anterior, calculada a partir de la información entregada por el Distribuidor conforme el Apartado Sexto de las Disposiciones.	Si es una media móvil no puede ser un promedio simple, por otro lado, la rentabilidad debería de medirse en función al ciclo del periodo regulatorio de manera acumulativa.
8.7	En caso de determinar un nuevo LRM de conformidad con la disposición 6.2 anterior, la Tasa de Rentabilidad Efectiva no considerará los años anteriores al año sujeto a supervisión y aplicará lo establecido en la disposición 8.6 anterior.	En caso de determinar un nuevo LRM de conformidad con la disposición 6.2 anterior, la Tasa de Rentabilidad Efectiva no considerará los años anteriores al año sujeto a supervisión y aplicará únicamente a los permisionarios que en el año de determinación de un nuevo LRM se encuentren en proceso revisión del nuevo periodo regulatorio.	Para brindar certidumbre a los permisionarios y realizar una comparativa sana, la determinación de la LRM
9.3	El incentivo a la expansión será calculado en función del número de Usuarios residenciales, de acuerdo con los Grupos Tarifarios correspondientes, y será contingente al cumplimiento de metas, de acuerdo a lo siguiente: II. Municipios o conjuntos de municipios contiguos donde no existen sistemas de distribución efectivamente desarrollados: a. Por cada 2,000 (dos mil) Usuarios residenciales que conecte el Distribuidor, hasta que éste logre tener una base de 40,000 (cuarenta mil) Usuarios residenciales, el incentivo corresponderá a 200 (doscientos) puntos base.	El incentivo a la expansión será calculado en función del número de Usuarios residenciales, de acuerdo con los Grupos Tarifarios correspondientes, y será contingente al cumplimiento de metas, de acuerdo a lo siguiente: II. Municipios o conjuntos de municipios contiguos donde no existen sistemas de distribución efectivamente desarrollados: a. Por cada 2,000 (dos mil) Usuarios residenciales que conecte el Distribuidor, hasta que éste logre tener una base de 10,000 (diez mil)	En congruencia con la Fracción I

ANEXO ÚNICO: 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.

	b. Cuando el Distribuidor tenga una base de Usuarios de más de 40,000 (cuarenta mil), se aplicarán los incentivos en los términos de la fracción I anterior	Usuarios residenciales, el incentivo corresponderá a 200 (doscientos) puntos base. b. Cuando el Distribuidor tenga una base de Usuarios de más de 10,000 (diez mil), se aplicarán los incentivos en los términos de la fracción I 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.
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. <u>por un año, a partir de que comience su aplicación.</u>	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, <u>por dos años consecutivos en el caso de que su periodo regulatorio sea mayor a dos años,</u> 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 se tiene un plazo máximo para notificar el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas, debe cumplirse, de lo contrario se estaría violando el principio de certeza jurídica para los permisionarios. El no emitir al permisionario una señal de que se quedó por encima del límite establecido, lo pone en estado de indefensión no solo por el año anterior que es el objeto de la revisión, si no por el año corriente al no hacer de su

ANEXO ÚNICO: 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.

			conocimiento que es necesario reducir su tarifa.
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.
10.4.	<p>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:</p> <p>I. Definir el intervalo en que se encuentra el Distribuidor, mediante la siguiente ecuación:</p> $\text{Determinación del Intervalo} = \frac{T_R}{LRM + I_E}$ <p>[...]</p>	<p>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:</p> $MA = \left(1 - \frac{(\text{Excedente de rentabilidad} * BAR)}{\text{Ingreso de Distribución}_{t+1}}\right) * T_{max}$ $\text{Excedente de rentabilidad} = (T_R - (LRM + I_E))$ <p><i>Mecanismo de Ajuste (MA)</i> <i>BAR</i> <i>Ingreso de Distribución_{t+1}</i> <i>T_{máx}</i> <i>T_R</i> <i>LRM</i> <i>I_E</i></p> <p>Lista de Tarifas Máximas y ajustados. Base de Activos reexpresada Ingreso de Distribución del Distribuidor Lista de Tarifas Máximas y vigentes. Tasa de rentabilidad del Distribuidor Límite de Rentabilidad Máxima Incentivo a la expansión.</p>	<p>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.</p> <p>Se propone una nueva metodología para determinar el mecanismo de ajuste, ya que el propuesto 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.</p>
10.6	La desviación estándar referida en la disposición inmediata anterior, se obtendrá de la muestra del grupo proxy de empresas definido por la FERC, por la volatilidad, más el riesgo país.	ELIMINAR	No se puede comparar la eficiencia en costos que tiene una muestra de empresa de transporte en EEUU (mercado Maduro) con las eficiencias de un Distribuidor en México (mercado emergente), en todo caso se deberían valorar los costos que tiene la Distribuidora sujeto de supervisión.

ANEXO ÚNICO: 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 Comisión 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, 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 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 Comisión respecto de la rentabilidad que pudiera obtener un Permisionario.
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 <u>será determinada por la Comisión</u> y estarán vigentes por 5 (cinco) <u>2 (dos)</u> años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	Determinar la Lista de tarifas por cinco años afectaría gravemente la rentabilidad de los Distribuidores. El ajuste de tarifas debería permanecer por lo que resta del periodo regulatorio ya que de lo contrario se comenzarían a mezclar diferentes periodos con diferentes LRM de referencia.
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	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	Determinar la Lista de tarifas por cinco años afectaría gravemente la rentabilidad de los Distribuidores.

ANEXO ÚNICO: 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.

	disposición 10.4 anterior y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	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 vigentes por 5 (cinco) 2 (dos) años independientemente del término del Periodo Regulatorio respectivo.	El ajuste de tarifas debería permanecer por lo que resta del periodo regulatorio ya que de lo contrario se comenzarían a mezclar diferentes periodos con diferentes LRM de referencia
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.	
	I.	I.	
11.2.	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. 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.

ANEXO ÚNICO: 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.

11.2	El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos:	IV factor incremental por incentivo la expansión	Si el incremento tarifario solo puede ser atribuible a la inflación, nunca le permitirá al permisionario capturar el incentivo a la expansión, ya que únicamente queda establecido en el método de supervisión, pero no en el de aprobación de tarifas. Dejándolo como un incentivo virtual.
12.1	<p>La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Capacidad, Cargo por Uso, Tarifas en Base Interrumpible y Tarifas en Base Volumétrica consiste en lo siguiente:</p> <p>II. Se multiplican las Tarifas Máximas vigentes por el siguiente factor:</p> $TM_{t+1} = TM_t * \left[1 + \frac{\Pi_t^{TM}}{100} \right]$ <p>Donde:</p> <p>TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año posterior ($t + 1$). TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t. Π_t^{TM} Índice inflacionario, en porcentaje, para actualizar las Tarifas Máximas del año vigente t.</p>	<p>La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Capacidad, Cargo por Uso, Tarifas en Base Interrumpible y Tarifas en Base Volumétrica consiste en lo siguiente:</p> <p>III. Se multiplican las Tarifas Máximas vigentes por el siguiente factor:</p> $TM_{t+1} = TM_t * \left[1 + \frac{\Pi_t^{TM}}{100} \right] + Y_t$ <p>Donde:</p> <p>TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para TM_t Tarifas Máximas vigentes del año Π_t^{TM} Índice inflacionario, en porcentaje Máximas del año vigente t.</p> <p>Y_t = Factor incremental por incentivo expansión</p>	Se requiere de un factor que le permita a los permisionarios capturar el incentivo a la expansión dentro de su tarifa máxima
12.3	Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en los siguientes:	Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en los siguientes:	Al presentar un permisionario un informe independiente auditado, la Comisión no tendría por qué tomar consideraciones adicionales.

ANEXO ÚNICO: 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.

	II. A partir del segundo año del Periodo Regulatorio respectivo, se considerarán las nuevas proporciones, establecidos en el informe respectivo, sólo si existe consistencia con el crecimiento real del Sistema de Distribución, de conformidad con la fracción V, de la disposición 14.1 de las Disposiciones.	II. A partir del segundo año del Periodo Regulatorio respectivo, se considerarán las nuevas proporciones, conforme al informe de un auditor independiente presentado	
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.
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 <u>deberán podrán</u> migrar al esquema bajo control de rentabilidad máxima, conforme a lo establecido en la <u>Disposición Transitoria CUARTA.</u>	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, <u>salvo para aquellos permisionarios que decidan no migrar al nuevo esquema regulatorio.</u> 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.	
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:	I. Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima: Para la determinación del LRM, se considera lo siguiente:	a) Se modificó la redacción respecto a la versión anterior, la cual señalaba que la Comisión había determinado un promedio de las tasas de rendimiento de una muestra representativa para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural

ANEXO ÚNICO: 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.

	<p>a) <u>Promedio del Costo de Capital a partir de un grupo proxy de empresas estimado por la FERC¹:</u></p> <p>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.</p> <p>b) <u>Coefficiente de volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte:</u></p> <p>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.</p>	<p>a) Promedio del Costo de Capital a partir de un grupo proxy de empresas estimado por la FERC :</p> <p>[...]</p> <p>b) <u>Coefficiente de volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte:</u></p> <p>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></p>	<p>aprobadas por la FERC, mientras que, en esta nueva versión no es claro.</p> <p>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.</p>																										
<p align="center">III. Establecimiento de la vida útil de los activos</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" data-bbox="362 716 1338 748">Tabla 1. Vida útil de los activos</th> </tr> <tr> <th data-bbox="362 748 1177 781">Cuentas</th> <th data-bbox="1177 748 1338 781">Años</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="362 781 1177 813">os de servicio</td> <td data-bbox="1177 781 1338 813">10</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 813 1177 846">turas para compresores, equipo de regulación y medición y mejoras</td> <td data-bbox="1177 813 1338 846">10</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 846 1177 878">s</td> <td data-bbox="1177 846 1338 878">30</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 878 1177 911">o de compresión</td> <td data-bbox="1177 878 1338 911">25</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 911 1177 943">o de medición y regulación</td> <td data-bbox="1177 911 1338 943">30</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 943 1177 976">pres en servicio</td> <td data-bbox="1177 943 1338 976">30</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 976 1177 1008">ario y equipo de oficina</td> <td data-bbox="1177 976 1338 1008">5</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 1008 1177 1040">o de transporte</td> <td data-bbox="1177 1008 1338 1040">5</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 1040 1177 1073">o para oficina</td> <td data-bbox="1177 1040 1338 1073">50</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 1073 1177 1105">naria y equipo</td> <td data-bbox="1177 1073 1338 1105">30</td> </tr> <tr> <td data-bbox="362 1105 1177 1115">activos fijos</td> <td data-bbox="1177 1105 1338 1115">30</td> </tr> </tbody> </table>		Tabla 1. Vida útil de los activos		Cuentas	Años	os de servicio	10	turas para compresores, equipo de regulación y medición y mejoras	10	s	30	o de compresión	25	o de medición y regulación	30	pres en servicio	30	ario y equipo de oficina	5	o de transporte	5	o para oficina	50	naria y equipo	30	activos fijos	30	<p>En esta versión se están modificando 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).</p>
Tabla 1. Vida útil de los activos																													
Cuentas	Años																												
os de servicio	10																												
turas para compresores, equipo de regulación y medición y mejoras	10																												
s	30																												
o de compresión	25																												
o de medición y regulación	30																												
pres en servicio	30																												
ario y equipo de oficina	5																												
o de transporte	5																												
o para oficina	50																												
naria y equipo	30																												
activos fijos	30																												

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.