

De: maria.rojas@engie.com
Enviado el: jueves, 1 de agosto de 2019 05:46 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; marcos.avalos@cofemer.gob.mx; vania.laban@engie.com; fernando.onofre@engie.com; juan.torres@engie.com
Asunto: Comentarios a Expediente No. 65/0040/061118 - Tamauligas, S.A. de C.V.
Datos adjuntos: Carta a Conamer - DACG Tarifas DIS - TMG.pdf
Importancia: Alta

Dr. César Emiliano Hernández Ochoa
Comisionado Nacional
Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
P R E S E N T E

Expediente: 65/0040/061118

Anteproyecto: Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural ("EL ANTEPROYECTO").

Referencia:

Expediente: <http://www.cofemersimr.gob.mx/expedientes/22483>
Resumen: <http://www.cofemersimr.gob.mx/portales/resumen/46024>

En nombre de **Tamauligas, S.A. de C.V.** me dirijo ante Usted con el debido respeto para exponer en el Anexo Único, comentarios de mi representada con relación a la información que la Comisión Reguladora de Energía ingresó el pasado 14 de junio en respuesta al Dictamen Total no Final de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria de fecha 17 de abril de 2019.

Agradezco de antemano la consideración de la presente y aprovecho para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,

Ma. Elena Rojas Zetina
Responsable de Regulación
Asuntos Corporativos



ENGIE México

Blvd. Manuel Ávila Camacho N° 36, Piso 16
Col. Lomas de Chapultepec, Del. Miguel Hidalgo
Ciudad de México, México, C.P. 11000

GDF SUEZ ahora es ENGIE

engie.com



Please consider environment before printing this message





Ciudad de México, a 31 de julio de 2019

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

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

Expediente: 65/0040/061118

Asunto: Comentarios al anteproyecto regulatorio denominado "Acuerdo de las disposiciones administrativas de carácter general que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural" (el "**Anteproyecto**").

En nombre de Tamauligas, S.A. de C.V. (el "**Permisionario**") titular del permiso de distribución de gas natural por ductos de acceso abierto número G/032/DIS/1998, con el debido respeto comparezco para exponer lo siguiente:

Hago referencia al Anteproyecto que la Comisión Reguladora de Energía ("**CRE**") remitió el pasado 6 de noviembre de 2018 a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria ("**CONAMER**") con el número de expediente y asunto señalado al rubro, respecto del cual, el 14 de junio de 2019 la CRE dio respuesta al Dictamen Total No Final de CONAMER. Al respecto, me dirijo a Usted C. Comisionado Nacional para manifestar los siguientes comentarios:

Que, si bien se llevó a cabo una reunión entre los agremiados de la Asociación Mexicana de Gas Natural y el equipo técnico de la CRE el pasado 11 de junio y en particular con el Permisionario el 15 de julio de 2019, es decir, de manera previa al envío de respuesta al dictamen final no total, el Anteproyecto en los términos actualmente en consulta en la COMANER, NO cumplen con los objetivos inicialmente planteados los cuales giran en tres ejes fundamentales.

1. Mayor agilidad y eficiencia en los procesos administrativos de revisión tarifaria;
2. Igualar las condiciones de competencia y carga regulatoria de la distribución de gas natural frente a combustibles alternos y similares y,
3. Extender el uso del gas natural a más centros de población, incentivando el desarrollo de infraestructura y construcción de redes de distribución de gas natural en beneficio de la industria y hogares mexicanos.



Tomando en consideración que i) un regulador debe promover un mercado eficiente y competitivo; II) que después de 20 años de desarrollo, la participación del gas natural es de apenas el 8% del combustible que utilizan los hogares mexicanos y iii) que el combustible alternativo, gas Licuado de petróleo fue liberalizado a la competencia a finales de 2016, se plateó flexibilizar la regulación económica del gas natural preparando a la industria para una futura liberalización.

Así, la regulación de la distribución de gas natural ha dado pasos firmes para que los distribuidores compitan por el mercado, como por ejemplo: se eliminó la exclusividad para el desarrollo del servicio en nuevas regiones del país; se creó la Zona Geográfica Única conformada por todo el territorio mexicano que evita la determinación de una zona geográfica y la licitación del primer distribuidor por parte de la CRE; se permite la convivencia e interconexión de los distribuidores a fin de extender el servicio a la población e industria con las regulación de acceso abierto (pendiente de publicar por la CRE).

Ante este escenario de competencia ya establecido por la regulación vigente, se hace necesario migrar a una regulación económica flexible, consistente con ese nuevo entrono de participación, que incentive y permita a los permisionarios, brindar el servicio de una forma ágil, oportuna y económica en beneficio de los usuarios.

Después de diversas mesas de trabajo y proyectos en consulta ante CONAMER, se planteó una regulación con incentivos a la expansión del servicio mediante un límite de rentabilidad al permisionario, con miras a cumplir con los tres pilares arriba señalados.

Con esta regulación se esperaría que la CRE supervisara, en beneficio y protección del usuario, el **Límite Máximo de Rentabilidad obtenido** por el distribuidor, tomando en cuenta que comercial y territorialmente, el permisionario conoce más el comportamiento de su mercado, de la competencia y del desarrollo de la actividad y puede con base en ese conocimiento, plantear sus tarifas siempre que su rentabilidad se mantenga en el límite aprobado por el regulador. Es decir, se deja como ha sido siempre, que el distribuidor determine y proponga sus tarifas y que la CRE aplique la regulación de precios y tarifas ahora mediante un límite de rentabilidad.

El mayor conocimiento del usuario y la competencia entre distribuidores, combustibles y servicios que promueve la regulación vigente de la industria, procurará en el mediano plazo el mejor servicio en precio y calidad para los usuarios.

Bajo la visión descrita, el Permisionario considera que el anteproyecto en los términos en los que se encuentra actualmente planteados, presentas varias áreas de mejora, que sintetizamos de la siguiente forma:



- 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, se mantienen los plazos actuales para emitir la resolución del trámite, cayendo en un doble esquema de regulación: Tarifas máximas (actual) y Límite de rentabilidad máxima (nuevo). Por lo tanto, el proceso no se hace más eficiente ni ágil, ya que incluso, si el permisionario encuentra nuevos usuarios no contemplados en sus tarifas, esta regulación no le brinda la flexibilidad de ofrecer sus servicios rápidamente a los usuarios, sino que debe iniciar un nuevo proceso de aprobación en el que tardará al menos seis meses.
- Resulta inconsistente que la CRE determine el Límite de rentabilidad máxima y, a su vez, apruebe también tarifas máximas. En un escenario en el que el permisionario logre eficiencias en costos, la aplicación de las tarifas máximas aprobadas derivará en una rentabilidad superior al LRM. En este caso, ¿el distribuidor deberá disminuir las tarifas que aplica? En el sentido opuesto, ¿qué procederá en un escenario en el que los costos del distribuidor se eleven a tal grado que las tarifas máximas aprobadas no le permitan alcanzar el LRM? ¿Tendrá le derecho de acudir a la CRE para que sus tarifas se modifiquen al alza?
- Para la supervisión del Límite de Rentabilidad Máxima la CRE solicita información con un grado de detalle mayor al que los Permisionarios presentan actualmente, llevando el proceso de revisión de costos y activos que actualmente es de manera quinquenal, a una periodicidad anual, dificultando no solamente su cálculo, sino introduciendo mayor incertidumbre y complejidad al solicitar mayor grado de información. Por ello no se cumple con los principios de Mejora regulatoria, generando mayores costos y mayor carga regulatoria a los permisionarios.
- Si bien se proponen rangos para aplicar el mecanismo de ajuste, la CRE penaliza la totalidad de la tarifa y por tanto del ingreso del permisionario, aun cuando esta se determina con base en otros elementos adicionales (además de la rentabilidad, recupera costos, inversión, etc). Por lo que consideramos que toda vez que la CRE cuenta con atribuciones conferidas en el artículo 86 de la Ley de Hidrocarburos en materia de sanciones para los casos en que los permisionarios incumplan la regulación que se establezca sobre precios o tarifas, por lo que la penalización de tarifas establecidas en el anteproyecto y las sanciones, estarían llevando al permisionario a caer en una doble regulación.



Es por todo lo anterior que el Permisionario 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, destacamos a esa H. Comisión 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, ni afectación de los intereses de terceros en caso de que se aplaze el periodo de aprobación del Anteproyecto del 14 de junio de 2019.

Por lo anteriormente expuesto, atentamente pido se sirva:

PRIMERO: Tenerme por presentado con la personalidad con que me ostento, haciendo comentarios al Anteproyecto No. 65/0040/061118 en los términos expuestos, a fin de que se tome en consideración la solicitud expresada, respecto a la emisión de un Dictamen parcial para emitir comentarios particulares al 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.

Aprovecho para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
Tamauligas, S.A. de C.V.

Lic. Ma. Elena Rojas Zetina
Apoderada

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
1.1. 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 conexiones y otros. Dicho cargo es un monto que se aplica en cada periodo de facturación.	1.1 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
3.11. Demanda máxima: para el caso de la utilización de los Sistemas, es la cantidad máxima diaria de Gas Natural conducida durante un periodo determinado. Cuando se refiere a un Usuario o Usuario final, es la cantidad de Gas Natural entregada durante un periodo determinado en unidades de energía.	3.11. Demanda máxima: para el caso de la utilización de los Sistemas, es la cantidad máxima diaria de Gas Natural conducida durante un periodo determinado. Cuando se refiere a un Usuario o Usuario final, es la cantidad máxima de Gas Natural entregada durante un periodo determinado en unidades de energía.	Se debe señalar, también en el caso del usuario, que es la cantidad máxima medida en un determinado periodo. De otra manera la definición es ambigua.
3.37. Tarifa en Base Interrumpible: es la tarifa para el servicio en Base Interrumpible y se calcula como el 99% (noventa y nueve por ciento) del cargo por capacidad más el cargo por uso en Base Firme .	3.37. Tarifa en Base Interrumpible: es la tarifa para el servicio en Base Interrumpible y se calcula, para cada modalidad del servicio, considerando las particularidades de uso del Sistema del Distribuidor, así como las características de interrumpibilidad y continuidad en los pagos y flujos de ingreso.	¿Cuál es la lógica de determinar el cargo como 99% de la tarifa en base firme? Ello pone en riesgo la recuperación de la BAR, pues el distribuidor no tiene certidumbre del uso del sistema. Si la capacidad del sistema no se reserva en su totalidad, la recuperación de la BAR se pone en entredicho. Un cargo determinado bajo esta lógica desincentiva al usuario a reservar capacidad. Debe determinarse con base en un supuesto de utilización del sistema. La CRE ha aprobado tarifas volumétricas (que no dependen de la reserva de capacidad) en niveles superiores a las de la base firme (tarifas monómicas a

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

		Pemex, tarifas de servicio en uso común en petrolíferos, etc.).
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, confunde. Además, no se emplea en el documento.
4.1. Los Distribuidores deberán solicitar, por medio de un escrito libre, la autorización, por parte de la Comisión, de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para cada Periodo Regulatorio, indicando lo siguiente: I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, considerando, en su caso, los rangos de volumen para los Grupos Tarifarios aplicables, e indicando el esquema de facturación aplicable, ya sea el Esquema Escalonado o el Esquema por Bloques , y II. El Periodo Regulatorio aplicable, el cual se mantendrá constante durante la vigencia del permiso o las posibles ampliaciones de vigencia correspondientes.	PRECISAR	No es claro de esta disposición, ni del resto del documento, si en esta instancia el distribuidor solo propone la Lista de Tarifas Máximas, sin presentar la memoria de cálculo ni la justificación de las tarifas propuestas.
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.	4.5 La Comisión tendrá un plazo de 30 (teinta) 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 la CRE no debería tardar el mismo tiempo que para una revisión quinquenal actual. La CRE no puede negar sin hacerlo de manifiesto y en tanto no emita resolución el usuario seguiría

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

		cobrando las mismas tarifas lo cual lo podría en riesgo de exceder el límite de rentabilidad Además, no es claro con base en qué criterios e información resolverá la CRE, toda vez que la propuesta solo consiste en la Lista de Tarifas. Pareciera que lo señalado en la disposición 5.1, fracción VIII, no es clara ni suficiente para que el Distribuidor conozca cómo deberá presentar su solicitud Por otro lado, suponiendo sin conceder que fuera aplicable la negativo ficta, ¿qué tarifa será la aplicable? Notar que la disposición 5.4 siguiente solo prevé el supuesto de que la solicitud no se presente en los plazos establecidos, pero no prevé el supuesto de que la solicitud sea denegada. En cualquier caso, como se ha señalado, la negativa ficta deja en estado de indefensión al distribuidor.
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	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 15 (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.	Si uno de los objetivos es disminuir la carga Regulatoria la CRE no debería tardar el mismo tiempo que para una revisión quinquenal actual.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud	Transcurrido dicho plazo sin que el Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud	
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: [...] VI. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados deben consistir en esquemas regulatorios económicamente efectivos , predecibles, simples y transparentes. [...]	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: [...] VI. Eliminar [...]	Este criterio es impreciso. En teoría, el esquema de regulación que plasma la CRE en estas Disposiciones ya cumple con esos criterios. Pareciera que el permisionario tuviera la opción de proponer tarifas con otros métodos regulatorios. Por otro lado, ¿qué debe entenderse por “económicamente efectivos”?
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: VII. 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	5.2 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: VIII. Eliminar	En una regulación de Rentabilidad Máxima, la Comisión no tendría por qué realizar comparativos de cargos para su aprobación, ya que la revisión se hará de manera anual, en todo caso tiene el mecanismo de ajuste para corregir a los permisionarios

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.		
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: [...] 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. [...]	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: [...] VIII. El Distribuidor deberá proponer tarifas que reflejen 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. [...]	Que el distribuidor obtenga una rentabilidad razonable solo se podrá conocer a posteriori, una vez que las tarifas aprobadas se apliquen y se obtengan los ingresos respectivos y estos sean contrastados contra los costos. ¿Cómo empleará este criterio la CRE para aprobar las tarifas? Lo anterior habida cuenta de que la solicitud de aprobación solo consiste en la Lista de Tarifas propuesta.
5.6 La Comisión determinará ajustes compensatorios cuando se cumplan los siguientes criterios: I. El Distribuidor haya entregado la nueva Lista de Tarifas Máximas en el plazo establecido en la disposición 4.4 anterior.	5.6 La Comisión aprobará la propuesta de ajuste compensatorio que presente el Permisionario cuando se cumplan los siguientes criterios:	Se sugiere que sea el Permisionario quien proponga el mecanismo de recuperación del ajuste compensatorio ya que no habrá un RI para determinar el monto a compensar como se hace actualmente.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

II. La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas esté fuera del plazo establecido en la disposición 4.5 anterior.		
III. La Lista de Tarifas Máximas resulte superior a la aprobada en el Periodo Regulatorio inmediato anterior.		
6.1 ... Límite de Rentabilidad Máximo, a 4 (cuatro) decimales.	Límite de Rentabilidad Máximo, redondeado a 4 (cuatro) decimales.	Se sugiere especificar que será redondeo pues esto puede determinar o no el caer dentro del rango.
	6.4 El 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. 6.5 El valor del LRM sin el incentivo a la expansión, nunca será menor a la tasa de retorno aprobada al momento de la aprobación de las presentes DACG	Se debe brindar seguridad jurídica y estabilidad económica a los permisionarios que, determinan un plan de negocios bajo ciertos parámetros de referencia
7.1. El LRM al que deberán sujetarse los Distribuidores, en términos de la disposición 6.1 anterior, será aprobado por parte de la Comisión mediante un Acuerdo.	7.1. El LRM al que deberán sujetarse los Distribuidores, en términos de la disposición 6.1 anterior, será determinado por parte de la Comisión mediante un Acuerdo.	¿"Aprobado" a solicitud de quién? Debería decir "...determinado por parte de la Comisión..."
7.2. La Comisión supervisará, anualmente, que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobada al Distribuidor no derive en una Tasa de Rentabilidad Efectiva mayor al LRM, considerando el incentivo a la expansión.	Necesario replantear el esquema de regulación que propone la CRE.	Resulta inconsistente que la CRE determine el LRM y, a su vez, apruebe también tarifas máximas.
7.3. El LRM establecido a la fecha de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados		En un escenario en el que el permisionario logre eficiencias en costos, la aplicación de las tarifas

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

permanecerá vigente hasta culminar el Periodo Regulatorio respectivo.		máximas aprobadas derivará en una rentabilidad superior al LRM. En este caso, ¿el distribuidor deberá disminuir las tarifas que aplica?, ¿se considerarán tarifas convencionales y, por lo tanto, estarán sujetas a las disposiciones conducentes establecidas en estas disposiciones? No es claro el tratamiento en este caso. En el sentido opuesto, ¿qué procederá en un escenario en el que los costos del distribuidor se eleven a tal grado que las tarifas máximas aprobadas no le permitan alcanzar el LRM? ¿Tendrá le derecho de acudir a la CRE para que sus tarifas se modifiquen al alza? En la regulación por costo de servicio el regulado puede modificar sus tarifas, en tanto la rentabilidad permanezca por debajo de la máxima autorizada. La CRE está mezclando conceptos de la regulación por incentivos con la regulación por costo de servicio, sin que quede claro que el cambio de paradigma cumpla con los objetivos que se buscan, especialmente en términos de mayor flexibilidad. Por el contrario, tal como se entiende el anteproyecto, dicha mezcla de conceptos restringe al distribuidor y lo deja en un estado en el que se pone en entredicho la viabilidad económica y financiera de su negocio.
--	--	--

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

8.1... Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los Estados Financieros Dictaminados.	8.1... Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los Estados Financieros Dictaminados, en el caso de los Permisos con las conexiones dentro de la base de activos, estos se descontaran del ingreso.	Considerar que algunos permisos tienen las conexiones dentro de la base de activos y por lo tanto no tienen cargo por conexión estándar aprobado, para uno o todos los grupos tarifarios, el Ingreso anual del Servicio de Distribución que utilice la CRE para determinar la tasa de rentabilidad anual no deberá incluir los ingresos asociados a las conexiones estándar.										
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: $CAI := \sum_{j=1}^m I_j \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j}-1} \right] p_j$ $p_j := \begin{cases} r_j & \text{si } r_j \leq 1 \\ 1 & \text{si } r_j > 1 \end{cases}$ Donde: <table><tr><td>CAI</td><td>Costo Anual de la Inversión.</td></tr><tr><td>I_j</td><td>Inversión erogada en el activo j.</td></tr><tr><td>i</td><td>Tasa de rentabilidad anual.</td></tr><tr><td>n_j</td><td>Vida útil del activo j.</td></tr><tr><td>m</td><td>Total de activos al cierre del año de</td></tr></table>	CAI	Costo Anual de la Inversión.	I _j	Inversión erogada en el activo j.	i	Tasa de rentabilidad anual.	n _j	Vida útil del activo j.	m	Total de activos al cierre del año de		No es claro el calculo del costo anual de inversión, tampoco es una práctica común este tipo de formulas para calcular un costo de inversión. No de determina como se calcula o que se entiende como la tasa de rentabilidad anual (i) r_j= nunca podría ser < 1 , ya que la vida útil según el anexo III. Catalogo de Cuentas, las vidas útiles están expresadas en números naturales. Por otro lado, de las ecuaciones planteadas en las disposiciones 8.1 y 8.2, no se entiende en dónde se deben introducir/considerar las obligaciones del distribuidor respecto del servicio de la deuda (pago de intereses). En las mesas de trabajo con la CRE este calculo se hacia mediante una calculadora de activos que
CAI	Costo Anual de la Inversión.											
I _j	Inversión erogada en el activo j.											
i	Tasa de rentabilidad anual.											
n _j	Vida útil del activo j.											
m	Total de activos al cierre del año de											

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

r_j Vida remanente del activo j. p_j Factor de proporcionalidad de la vida remanente.		requiere de un desglose similar al de una revisión quinquenal, pero con una periodicidad anual, incrementando la carga regulatoria
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: $Imp = [I - (OMAV + Dep)] * ISR$	8.4.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: $Imp = [I - (OMAV + Dep)] * ISR$ Donde: ISR Tasa de Impuesto Sobre la Renta vigente en el año sujeto a supervisión.	Para utilizar un factor multiplicativo se debería utilizar la tasa (%) 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 debería la CRE intentar capturarla
8.4. La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad generada por los activos necesarios para la	PRECISAR	Pareciera que la rentabilidad es exógena en el modelo (la que lleva el flujo a valor de cero), y no

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

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 efectivamente generada por el distribuidor. Es confuso el esquema también en este sentido.
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.	8.5 El proceso de supervisión de la rentabilidad se llevará a cabo a partir de la Tasa de Rentabilidad Efectiva acumulada 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.	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 únicamente a los permisionarios que en el año de determinación de un nuevo LRM se encuentren en proceso de revisión del nuevo periodo regulatorio.	Para brindar certidumbre a los permisionarios y realizar una comparativa sana, la determinación de la LRM [parece que faltó completar la idea]
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. b. Cuando el Distribuidor tenga una base de Usuarios de más de 40,000 (cuarenta mil), se	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: III. Municipios o conjuntos de municipios contiguos donde no existen sistemas de distribución efectivamente desarrollados: c. Por cada 2,000 (dos mil) Usuarios residenciales que conecte el Distribuidor, hasta que éste logre tener una base de 10,000 (cuarenta mil) Usuarios residenciales, el incentivo corresponderá a 200 (doscientos) puntos base. d. Cuando el Distribuidor tenga una base de Usuarios de más de 10,000 (cuarenta mil), se	En congruencia con la Fracción I

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

aplicarán los incentivos en los términos de la fracción I anterior.	aplicarán los incentivos en los términos de la fracción I anterior.	
10.2 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 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.	10.2 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 siguiente procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados: Aplicar los mecanismos de sanción conferidos en la Ley de Hidrocarburos Eliminar (10.4, 10.5,10.6,10.7,10.8,10.9,10.10,10.11)	No podría la CRE no violar los plazos de notificación, y no emitir al permisionaria señal alguna de que se quedó por encima del limite establecido, ya que 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 conocimiento que es necesario reducir su tarifa. La CRE ya cuenta con atribuciones conferidas desde la ley de hidrocarburos, introducir un mecanismo adicional de penalización nos llevaría a una doble regulación/penalización.
10.4 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: [...]		En caso de no considerar la propuesta del punto anterior, notar que el esquema de ajuste propuesto penaliza de manera excesiva al distribuidor. La rentabilidad que obtenga solo está determinada por el ingreso excedente por la aplicación de sus tarifas, una vez descontados los costos, depreciación de los activos, pago de impuestos, etc. Reducir la tarifa completa con base en la rentabilidad obtenida en exceso al LMR afecta todos los componentes inherentes a la propia tarifa. Este esquema pudiera derivar en la inviabilidad financiera y económica de los negocios.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

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 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.
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.	ELIMINAR	La acción descrita es repetitiva a la disposición 10.9. 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
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.	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 global 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.	Para el cálculo de la proporción global actualmente la Comisión considera las proporciones de OMA y Activos y su impacto en cada uno de los componente del Requerimiento de Ingresos Se sugiere que la CRE apruebe la proporción global de costos influenciados dictaminada por un tercero para la tarifa y otros cargos.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN 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
a. 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: i. Se multiplican las Tarifas Máximas vigentes por el siguiente factor: $TM_{t+1} = TM_t * \left[1 + \frac{\Pi_t^{TM}}{100} \right]$ Donde: TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año $t+1$. TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t. Π_t^{TM} Índice inflacionario, en porcentaje, para Tarifas Máximas del año vigente t.	b. 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: i. Se multiplican las Tarifas Máximas vigentes por el siguiente factor: $TM_{t+1} = TM_t * \left[1 + \frac{\Pi_t^{TM}}{100} \right] + Y_t$ Donde: TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año $t+1$. TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t. Π_t^{TM} Índice inflacionario, en porcentaje, para Tarifas Máximas del año vigente t. Y_t = Factor incremental por incentivo a la expansión	Se requiere de un factor que le permita a los permisionarios capturar el incentivo a la expansión dentro de su tarifa máxima

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

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: 11.2.1 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.	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: III. A partir del segundo año del Periodo Regulatorio respectivo, se considerarán las nuevas proporciones, conforme al informe de un auditor independiente presentado	Al presentar un permisionario un informe independiente auditado, la Comisión no tendría por qué tomar consideraciones adicionales.
12.5. El derecho del Distribuidor de solicitar la actualización por índice de inflación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá, a pesar de que el Distribuidor sea sujeto a lo indicado en las disposiciones 10.9 y 10.10 anterior.	PRECISAR	Bajo el método de regulación propuesto, los ajustes en tarifas por inflación solo tendrán sentido si los costos de los distribuidores aumentan de manera proporcional, de forma que la rentabilidad efectiva no supere el LMR. ¿De esta disposición se entendería que la rentabilidad efectiva del distribuidor puede superar el LMR cuando ella sea resultado del ajuste por inflación, mientras no se esté en los supuestos de las disposiciones 10.9 y 10.10?
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: I. Estados Financieros Dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP, conforme al Anexo III, mismos que deberán incluir:	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: I. Estados Financieros Dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP, conforme al Anexo III, mismos que deberán incluir:	El reporte de ingresos, separado entre Tarifas Convencionales y Tarifas máximas, por cada grupo e indicando el número de usuarios, Ingresos por conexiones, desconexiones y reconexiones, así como Ingresos por penalizaciones, es una información estadística que no está al alcance de Contabilidad

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

b) Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por el Servicio de Distribución, diferenciando por Tarifas Convencionales y Tarifas Máximas, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de usuarios correspondiente. c) Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por Conexiones (Estándar y No Estándar), Desconexiones y Reconexiones, diferenciando por Tarifas Convencionales y Otros Cargos Regulados, e indicando la facturación de cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de servicios correspondiente. d) En su caso, notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por penalizaciones, indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de Usuarios correspondiente. II. Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas, en caso de que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas.	b) Eliminar c) Eliminar d) Eliminar	Si bien existen cuentas de mayor que pueden proporcionar los ingresos de cada naturaleza expuesta por la CRE, también cierto es que la contabilidad no es analítica del todo, ni estadística, por lo que no tenemos por la parte contable la posibilidad de dar tanto detalle. Los precios de transferencia y pagos de dividendos es que los estudios se tardan mucho en ser concluidos. A la fecha, los estudios de precios de transferencia (EPT) aún están en trámite de emisión. El auditor por lo general incluye una nota en su dictamen en el cual indica que la empresa, a la fecha de emisión de los estados financieros dictaminados, se encuentra en proceso de obtener sus estudios.
Anexo II. Metodología para la determinación del Riesgo País [...]	Anexo II. Metodología para la determinación del Riesgo País [...] II. Cálculo del Riesgo País:	El promedio de 10 años del riesgo país no refleja las condiciones de riesgo financiero que enfrentan los distribuidores al desarrollar sus inversiones. Este esquema no satisface los criterios establecidos en el artículo 82 de la Ley

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL

II. Cálculo del Riesgo País: Para la determinación del riesgo país de México, se considerará la siguiente ecuación: $r_p = \frac{\frac{\sum_{i=1}^n Z_i}{n}}{100}$ Donde: r_p = Riesgo país de México. Z_i = Valor de la serie EMBI+ Spread México para el día i. n = Total de cotizaciones disponibles para la serie EMBI + Spread México dentro de un rango de 10 (diez años), del cual su fecha de fin es el último día del mes previo al cálculo del riesgo país.	Para la determinación del riesgo país de México, se considerará la siguiente ecuación: $r_p = \frac{\frac{\sum_{i=1}^n Z_i}{n}}{100}$ Donde: r_p = Riesgo país de México. Z_i = Valor de la serie EMBI+ Spread México para el día i. n = La cotización más actualizada para la serie EMBI + Spread México.	de Hidrocarburos, en el sentido de que las tarifas deben reflejar, entre otros aspectos, el costo de oportunidad del capital invertido y los rasgos del proyecto. Debiera considerarse la medición del riesgo más actualizada.
Anexo III: III. Establecimiento de la vida útil de los activos El caso de los derechos de vía se tomará como vida útil la correspondiente con la duración de estos derechos. En este sentido, las vidas útiles de los derechos de vía serán propuestas por los Distribuidores y aprobadas, en su caso, por la Comisión.		¿todos los derechos que se den de alta deben ser sometidos a la Comisión o seguiremos considerando los criterios que cada empresa tiene para depreciarlos?