

**De:** maria.rojas@engie.com  
**Enviado el:** martes, 4 de diciembre de 2018 06:26 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; guadalupe.fuentes@engie.com  
**Asunto:** Comentarios a Expediente No. 65/0040/061118 - Consorcio Maxigas, S.A. de C.V.  
**Datos adjuntos:** Carta COFEMER Exp. 65-0040-061118\_ENGIE.pdf  
**Importancia:** Alta



**Mtro. Mario Emilio Gutiérrez Caballero**  
 Director General  
 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.cofemersimir.gob.mx/expedientes/22483>  
 Resumen: <http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/46024>

En nombre de Consorcio Maxigas, S.A. de C.V. me dirijo ante Usted C. Director General, con el debido respeto para exponer en el Anexo Único, los comentarios con relación al Anteproyecto referido al rubro que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria el pasado 6 de noviembre de 2018, manifestando que el Anteproyecto contiene cambios metodológicos significativos que no corresponde con los objetivos que se buscan para desarrollar el servicio de distribución de gas natural por ductos en beneficio de la población e industria mexicana, los cuales se basaban en:

1. Una regulación flexible y sencilla que dé seguridad e incentive la inversión a largo plazo en este sector mexicano;
2. Simplificación administrativa para disminuir la sobrecarga regulatoria en la que se ha mantenido este sector por más de veinte años;
3. Dar flexibilidad a la industria para que proponga sus tarifas siempre que no sobrepase el Límite de Rentabilidad fijado por la CRE. Dicho límite estaría fijado tomando en cuenta de forma simple y trazable, la rentabilidad que se obtiene en EEUU en un sector similar, más el riesgo país.

El Anteproyecto que fue presentado por la CRE, no cumple estas bases al no promover: una regulación flexible, eliminación de discrecionalidad del Regulador, igualdad de condiciones regulatorias de combustibles competidores, reducción de sobrecarga y costo regulatorios.

Por lo anterior, en caso de que este Anteproyecto llegara a ser aprobado en los términos presentados por la CRE es altamente probable que:

- Las DACG resulten de imposible aplicación por los Distribuidores, y por tanto se siga teniendo como referencia la regulación que pretende sustituir (DIR-GAS-001-2007), hasta que concluya la vigencia de los permisos (transitorio QUINTO del Anteproyecto).

- Desincentive la inversión y por tanto los Permisarios de distribución existentes no realicen una apuesta por el crecimiento del sector.
- Al caer en un esquema de doble regulación como el propuesto que incluye: 1) la determinación de Tarifa Máxima (lo actual) y 2) Control de Rentabilidad (adicional), se esté atentando contra los principios de la Ley de Mejora Regulatoria, en detrimento de los permisionarios.

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**

Bld. 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](http://engie.com)



Please consider environment before printing this message

ENGIE Mail Disclaimer: <http://www.engie.com/disclaimer/disclaimer-en.html>

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

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
<p><b>1.1.</b> Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General 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 podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios finales por el Servicio de Distribución, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad máxima conforme a las condiciones pactadas, según se establezca en los Términos y Condiciones que forman parte de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los Servicios de Distribución de gas natural por medio de ductos.</p>	<p>1.1 Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General 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 podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios finales por el Servicio de Distribución, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad máxima.</p>	<p>La metodología tarifaria de aplicación general no tendría por que hacer referencia a las condiciones pactadas (casos individuales) Ni tampoco estar sujeta a la regulación de acceso abierto que en nada modifican la rentabilidad tarifaria.</p>
<p>1.2.- Las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplican en todo el territorio nacional y establecen:</p> <p>I. La metodología para la determinación de Tarifas máximas en donde los Permisionarios 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:</p> <p>a. El costo de oportunidad del capital invertido.</p>	<p>II. La metodología para la determinación de Tarifas máximas en donde los Permisionarios 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:</p> <p>a. El costo de oportunidad del capital invertido.</p> <p>b. Los riesgos de invertir en la Industria de Distribución en México</p> <p>c. La rentabilidad efectivamente obtenida</p>	<p>Dado que se va a fijar un mismo limite de rentabilidad para toda la industria, en ningún caso se están considerando ni los costos ni los riesgos de cada proyecto.</p>

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

<p>b. El costo estimado de financiamiento.</p> <p>c. Los riesgos inherentes del proyecto.</p>	<p>d. Los riesgos de invertir en la Industria de Distribución en México</p>	
<p><b>2.9 Conexión estándar:</b> Conexión cuya longitud es de hasta 30 (treinta) metros.</p>	<p><b>2.9 Conexión estándar:</b> Conjunto de tuberías, válvulas, medidores y accesorios apropiados para la conducción y entrega del gas desde las líneas del Sistema de Distribución por ducto hasta el Punto de entrega del Servicio. La conexión estándar tendrá una longitud de hasta 30 metros.</p>	<p>Se sugiere esta redacción ya que no tenemos definido el término Conexión de forma individual. Asimismo se sugiere establecer la misma redacción que la del proyecto de las DACG de Servicios y Acceso abierto.</p>
<p><b>2.6 Cargo por servicio:</b> 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 y el mantenimiento de medidores, en su caso el mantenimiento de Conexiones y otros. Dicho cargo es un monto que se aplicará en cada periodo de facturación.</p>	<p><b>2.6 Cargo por servicio:</b> 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</p>	<p>Bajo un esquema de control de rentabilidad, el modelaje debería ser a libre elección del permisionario, con lo cuál éste no debería estar limitado en los conceptos que desee asociar al servicio, capacidad o uso</p>
<p><b>2.10. Conexión no estándar:</b> La Conexión que incluya ductos e instalaciones adicionales a los incluidos en la Conexión Estándar y corresponda a las características del servicio requerido por el Usuario o Usuario Final, cuya longitud es superior a los 30 (treinta) metros y hasta los 100 (cien) metros.</p>	<p><b>2.10. Conexión no estándar:</b> La Conexión que incluya ductos e instalaciones adicionales a los incluidos en la Conexión Estándar y corresponda a las características del servicio requerido por el Usuario o Usuario Final, cuya longitud es superior a los 30 (treinta) metros</p>	<p>No existe criterio técnico ni experiencia internacional para limitar a 100 mts una conexión de distribución. Este comentario ya se ha hecho en las DACG de Acceso Abierto</p>
<p><b>2.14. Distribución Simple:</b> La acción de recibir el Gas Natural en el Punto o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en un punto distinto del mismo Sistema.</p>	<p><b>2.14 Distribución o Distribución simple:</b> La acción de recibir el Gas Natural en el Punto o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en el Punto de entrega.</p>	<p>Se sugiere está redacción</p>

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

<p><b>2.28 Lista de tarifas:</b> El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisionario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como por el Permisionario en el DOF.</p>	<p><b>Lista de tarifas:</b> El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisionario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como el boletín electrónico del Permisionario.</p>	<p>No tiene sentido mantener la publicación en DOF que solo aumenta los costos administrativos, retrasa la aplicación de las mismas por tiempos ajenos al permisionario y no son de uso común para los usuarios, más aún si en las DACG de Acceso abierto se incluyen como obligación de Boletín electrónico</p>
<p><b>2.42 Revisión tarifaria:</b> Es el proceso de <b>determinación</b> de la Lista de tarifas máximas aplicables al siguiente Periodo regulatorio.</p>	<p><b>2.42 Revisión tarifaria:</b> Es el proceso de <b>revisión</b> de la Lista de tarifas máximas aplicables al siguiente Periodo regulatorio.</p>	<p>En un esquema de máxima rentabilidad la Comisión no tendría que <b>DETERMINAR</b> tarifas, ya que con ello pone en riesgo la rentabilidad obtenida por el Permisionario</p>
<p><b>2.43. Riesgo País:</b> Diferencial de riesgo entre invertir en Estados Unidos y México, es obtenido a través del índice EMBI+ Spread Mexico calculado por JP Morgan.</p>	<p><b>2.43. Riesgo País:</b> Diferencial de riesgo entre invertir en Estados Unidos de América y los Estados Unidos Mexicanos, es obtenido a través del índice EMBI+ Spread Mexico calculado por JP Morgan.</p>	<p>El nombre completo de México es los <u>Estados Unidos Mexicanos</u>, por lo que se sugiere establecer esta redacción.</p>
<p><b>2.46 Servicio interrumpible o en base interrumpible:</b> Modalidad de servicio bajo la cual el Usuario o Usuario Final no requiere reservar capacidad en el Sistema, pero la nominación de servicio tiene prioridad menor al Servicio en Base Firme. Bajo el Servicio Interrumpible no se asegura al Usuario o Usuario Final la disponibilidad y el uso de capacidad del Sistema y, los pedidos respectivos pueden ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones sin responsabilidad por parte del Distribuidor, de acuerdo al título del permiso y en los Términos y Condiciones del Distribuidor.</p>	<p><b>ELIMINAR</b></p>	<p>La base interrumpible no es aplicable en los sistemas de distribución. El servicio en base interrumpible no debería ser opción en un sistema de distribución ya que este se encuentra constantemente con capacidad disponible, siendo el servicio de distribución simple (capacidad reservada) o distribución con comercialización (volumétrica) las únicas modalidades comúnmente aceptadas en la industria. Este comentario ya se realizó en la DACG de Acceso Abierto</p>

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

<p><b>2.48 Sistema de distribución o Sistema:</b> El conjunto de tuberías, equipos e instalaciones que inicia en el o los puntos de recepción hasta los Puntos de entrega a los Usuarios o Usuarios finales, incluyendo las conexiones e interconexiones, que conforman una red continua que opera a una presión máxima de 21 kg/cm<sup>2</sup>.</p>	<p><b>2.48 Sistema de Distribución o Sistema:</b> El conjunto de tuberías, equipos e instalaciones que inicia en el o los Puntos de Recepción hasta los Puntos de Entrega a los Usuarios o Usuarios finales, que conforman una red continua que opera a una presión máxima de 21 kg/cm<sup>2</sup> · O aquellos que se desarrollen dentro de una Zona Geográfica con acuerdo características diferentes a las establecidas en el acuerdo A/070/2017.</p>	<p>No excluir de esta definición, todos los sistemas preexistentes al acuerdo de Zona Única y que se encuentran y continuarán operando</p> <p>Este comentario ya se realizó en las DACG de Acceso Abierto</p>
	<p><b>2.48 vis.</b> De conformidad con el artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 5, fracción III, del Reglamento, para la realización de la actividad de Distribución de Gas Natural por medio de ductos se requiere de un permiso otorgado por la Comisión de acuerdo con lo establecido en la DIR-GAS-003-96 sin límite de presión operativa.</p>	
<p><b>2.58 Usuario final de bajo consumo:</b> Usuario Final que adquiere Gas Natural, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5000 GJ.</p>	<p><b>2.58 Usuario final de bajo consumo:</b> Usuario Final que adquiere Gas Natural, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5000 <b>GJ/año</b></p>	
<p><b>3.7</b> Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisionarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisionario respecto al</p>	<p><b>3.7</b> “.....Lo anterior, no será aplicable para los Permisionarios que <b>XXXXXXXX</b></p>	<p><b>El párrafo está incompleto. No logran identificarse las excepciones a este tipo de regulación</b></p>

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

<p>cumplimiento de las presentes Disposiciones. Lo anterior, no será aplicable para los Permisosarios que</p>		
<p><b>4.3</b> De conformidad con el apartado segundo, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural podrán proponerse por cada Permisosario a la Comisión, siendo aplicables al Periodo regulatorio correspondiente que proponga el Permisosario, el cual no podrá ser menor a un año</p>	<p><b>4.3</b> De conformidad con el apartado segundo, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural podrán proponerse por cada Permisosario a la Comisión, siendo aplicables al Periodo regulatorio correspondiente que proponga el Permisosario.</p>	<p>En un esquema de control de rentabilidad, el Permisosario debería ser libre de proponer su periodo regulatorio dependiendo de su demanda o estacionalidad de la zona. La CRE no tendría por qué establecer un periodo mínimo o máximo para las mismas</p>
<p><b>4.5</b> Cada Permisosario tendrá la libertad para definir el Periodo regulatorio mediante el cual se ajustarán las Tarifas máximas, el cual no podrá ser menor a un año.</p>	<p><b>4.5</b> Cada Permisosario tendrá la libertad para definir el Periodo regulatorio mediante el cual se ajustarán las Tarifas máximas.</p>	<p>En un esquema de control de rentabilidad, el Permisosario debería ser libre de proponer su periodo regulatorio dependiendo de su demanda o estacionalidad de la zona. La CRE no tendría por qué establecer un periodo mínimo o máximo para las mismas</p>
<p><b>4.6.-</b> El Permisosario deberá solicitar a la Comisión la aprobación de la nueva Lista de tarifas aplicable a cada subsecuente Periodo regulatorio. Esta solicitud deberá ser entregada por el Permisosario a la Comisión a más tardar <b>noventa</b> días hábiles previo a la finalización del Periodo regulatorio vigente.</p>	<p><b>4.6.-</b> El Permisosario deberá solicitar a la Comisión la aprobación de la nueva Lista de tarifas aplicable a cada subsecuente Periodo regulatorio. Esta solicitud deberá ser entregada por el Permisosario a la Comisión a más tardar <b>treinta</b> días hábiles previo a la finalización del Periodo regulatorio vigente.</p>	<p>Uno de los objetivos de este tipo de esquema es reducir los tiempos administrativos de aprobación, toda vez que la carga administrativa y el proceso de reducción se aligeran esto se debería corresponder con una reducción sustancial en los tiempos de resolución.</p>
<p>4.10 Conforme a las presentes Disposiciones, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de cada Permisosario incluyen:</p> <p>I. Las tarifas en base firme.</p>	<p>4.11 Conforme a las presentes Disposiciones, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de cada Permisosario incluyen:</p> <p>V. Las tarifas en base firme.</p>	<p>Ya hemos mencionado el error, distorsión, carga administrativa y desuso que incentiva el uso de la base interrumpible.</p> <p>Por otro lado no se establecen los servicios volumétricos.</p>

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

<p>II. Las tarifas en base interrumpible.</p> <p>III. Los cargos por conexión cualquiera que sea su tipo.</p> <p>IV. Otros cargos asociados al servicio.</p>	<p>VI. Las tarifas en base volumétrica.</p> <p>VII. Los cargos por conexión cualquiera que sea su tipo.</p> <p>VIII. Otros cargos asociados al servicio.</p>	
<p>4.11.- Para cada Periodo regulatorio, los Permisarios presentarán para aprobación de la Comisión:</p> <p>I. Una propuesta de Tarifas máximas.</p> <p>II. La metodología de ajuste tarifario de conformidad con la disposición 4.13.</p> <p>III. El esquema de facturación utilizado (esquema escalonado, por bloques u otro que pretenda aplicar).</p> <p>IV. La metodología de derivación tarifaria que utilizó el Permisario para determinar sus Grupos tarifarios.</p> <p>V. La información que contemple el IRC conforme a lo dispuesto en el apartado quinto.</p> <p>Además, deberá entregar cualquier información adicional que la Comisión considere pertinente para su aprobación, previo inicio del Periodo regulatorio. Lo anterior, con la salvedad de que el Permisario no estará obligado a la entrega de un plan de negocios y la Comisión, en su caso, aprobará las Tarifas máximas y supervisará que la</p>	<p>4.11.- Para cada Periodo regulatorio, los Permisarios presentarán para aprobación de la Comisión:</p> <p>I. Una propuesta de Tarifas máximas.</p> <p>II. La metodología de ajuste tarifario de conformidad con la disposición 4.13.</p> <p>III. El esquema de facturación utilizado (esquema escalonado, por bloques u otro que pretenda aplicar).</p> <p>IV. La información que contemple el IRC conforme a lo dispuesto en el apartado quinto.</p> <p>Lo anterior, con la salvedad de que el Permisario no estará obligado a la entrega de un plan de negocios y la Comisión, en su caso, aprobará las Tarifas máximas y supervisará que la rentabilidad efectiva anual que el Permisario obtenga derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas no exceda el LRM, tal y como se describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.</p>	<p>La metodología de derivación es irrelevante para el control de rentabilidad, con lo cual el Permisario debería ser libre de asignar sus cargos y grupos y no tendría por que ser considerada una prueba de descarga para la aprobación de tarifas.</p> <p>Abrir la posibilidad de <b>“cualquier información adicional”</b> atenta contra los objetivos establecidos en la disposición 1.3 de <b>“Establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicamente efectivos, predecibles, simples, y transparentes”</b>, ya que los deja sujetos a criterios subjetivos y tiempos del aprobante, atentando contra la rentabilidad del Permisario por la aplicación, en tanto no se resuelva un pliego tarifario, de una tarifa anterior. Caso que ya hemos padecido varios Permisarios.</p>



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

<p>rentabilidad efectiva anual que el Permisionario obtenga derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas no exceda el LRM, tal y como se describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.</p>		
<p>4.12 Para todas las solicitudes bajo las presentes Disposiciones, la Comisión tomará en consideración lo siguiente para efectos de determinar la aprobación de las Tarifas máximas propuestas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I. Si el solicitante ya opera otros Sistemas en México, las tarifas propuestas se compararán con el nivel tarifario que el Permisionario tiene actualmente en México.</li> <li>II. Si el solicitante no opera actualmente ningún Sistema en México, la Comisión llevará a cabo un ejercicio comparativo de las Tarifas máximas de los Permisuarios que operan en la región del proyecto.</li> </ul>	<p><b>ELIMINAR</b></p>	<p>Los esquemas tipo Benchmark no solo han demostrado su poca confiabilidad en el pasado, si no que ante un cambio de esquema regulatorio resulta aún más inoperante.</p> <p>Comparar nuevas tarifas en donde las tasas de retorno no son equivalentes, ni la metodología de ajuste de las mismas, es un grave error. Aunado a que las tarifas vigentes fueron ajustadas por el regulador, pocos son los casos en donde las tarifas propuestas por el Permisionario se aprobaron como tal.</p> <p>Cada Permisionario posee costos diferentes entre sus zonas y más aún contra otros Permisuarios dependiendo de su Mercado Objetivo y proveedores de productos.</p> <p>Esta aseveración únicamente aplicaría en caso de que el Permisionario no presentará su lista de tarifas correspondiente al próximo periodo Regulatorio</p>

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

<p>4.13 La metodología de ajuste tarifario presentada por el Permisionario, deberá contemplar únicamente los efectos derivados de las variaciones de los índices macroeconómicos, ya sea de manera mensual o anual según convenga a los intereses del Permisionario. Por lo anterior, su propuesta deberá incluir, por lo menos lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>I. Pliego tarifario base.</li> <li>II. Variables macroeconómicas: Índice de inflación (INPC), <i>Consumer Price Index</i> (CPI) y Tipo de cambio.</li> <li>III. Asignación de recuperación de costos para cada Grupo Tarifario.</li> <li>IV. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior, deberá contar con el dictamen de un tercero independiente conforme a lo establecido en el apartado quinto.</li> </ol>	<p>4.13 La metodología de ajuste tarifario presentada por el Permisionario, deberá contemplar los efectos derivados de las variaciones de los índices macroeconómicos, ya sea de manera mensual o anual según convenga a los intereses del Permisionario, <b>así como el inventivo a la expansión</b> . Por lo anterior, su propuesta deberá incluir, por lo menos lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>I. Pliego tarifario base.</li> <li>II. Variables macroeconómicas: Índice de inflación (INPC), <i>Consumer Price Index</i> (CPI) y Tipo de cambio.</li> <li>III. Asignación de recuperación de costos para cada Grupo Tarifario.</li> <li>IV. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior, deberá contar con el dictamen de un tercero independiente conforme a lo establecido en el apartado quinto.</li> <li>V. <b>XXXXXXXXXX</b></li> </ol>	<p>Si el incentivo a la expansión queda fuera de la ecuación, estamos condenando a una nueva aprobación de tarifas máximas</p>
<p>4.15 La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio serán aprobadas por la Comisión para cada Periodo regulatorio. Dichas proporciones quedarán establecidas <b>para cada año</b> del</p>	<p>4.16 La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio serán aprobadas por la Comisión para cada Periodo regulatorio. Dichas proporciones quedarán establecidas para el Periodo</p>	<p>¿Los informes de costos influenciados se tendrán que presentar de manera anual o por periodo regulatorio? No tiene sentido mezclar temporalidades cuando una tarifa es propuesta para un cierto periodo de tiempo, con lo cual proponemos que, por consistencia</p>

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

<p>Periodo regulatorio al momento de aprobar las Tarifas máximas. Por lo cual, esta información deberá formar parte de la solicitud de tarifas máximas.</p>	<p>regulatorio al momento de aprobar las Tarifas máximas. Por lo cual, esta información deberá formar parte de la solicitud de tarifas máximas.</p> <p>En caso de Permisos que presenten tarifas iniciales del Primer año de operaciones, dado que no contarán con información estimada permitiendo la presentación del informe de costos influenciados al año subsecuente.</p>	<p>metodológica, la obligación de entrega de dictámenes sea por periodo regulatorio</p>
<p>4.16. Cuando el Permisionario ofrezca Servicios en base interrumpible a Usuarios y/o Usuarios finales que no dispongan del Servicio en base firme, deberán asegurarse de que éstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I. Dispongan de las instalaciones y el equipo necesarios para un adecuado control de las disminuciones o interrupciones del servicio en forma segura.</li> <li>II. Tengan la capacidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.</li> </ul>	<p><b>ELIMINAR</b></p>	<p>El usuario mayor deberá reserva en los sistemas de distribución capacidad.</p> <p>La posibilidad de ofrecer base interrumpible lleva a una distorsión de mercado, carga administrativa por devolución y no genera ningún incentivo al ordenamiento de la industrial</p>
<p>4.19 Con base en el Artículo 83 del Reglamento o aquel que lo sustituya, la Comisión contará con un plazo de <b>noventa días hábiles</b>, contados a partir del día siguiente de la recepción de la información conforme a la disposición 4.6 de las presentes Disposiciones, para resolver respecto a la solicitud de aprobación de Tarifas máximas. Además, la Comisión, durante los primeros cuarenta y cinco días hábiles contados a partir del día</p>	<p>4.19 Con base en el Artículo 83 del Reglamento o aquel que lo sustituya, la Comisión contará con un plazo de <b>treinta días hábiles</b>, contados a partir del día siguiente de la recepción de la información conforme a la disposición 4.6 de las presentes Disposiciones, para resolver respecto a la solicitud de aprobación de Tarifas máximas y podrá prevenir al interesado para que dentro del plazo de diez días hábiles contado a partir de que surta efectos la notificación, subsane cualquier omisión o deficiencia en</p>	<p>Uno de los objetivos de este tipo de esquema es reducir los tiempos administrativos de aprobación, toda vez que la carga administrativa y el proceso de reducción se aligeran esto se debería corresponder con una reducción sustancial en los tiempos de resolución.</p>

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

<p>siguiente de la recepción de la información antes mencionada, podrá prevenir al interesado para que dentro del plazo de diez días hábiles contado a partir de que surta efectos la notificación, subsane cualquier omisión o deficiencia en la información presentada en su solicitud. Lo anterior, sin perjuicio de que la Comisión pueda requerir información adicional una vez que el Permisionario haya subsanado cualquier omisión o deficiencia en la información.</p>	<p>la información presentada en su solicitud. Lo anterior, sin perjuicio de que la Comisión pueda requerir información adicional una vez que el Permisionario haya subsanado cualquier omisión o deficiencia en la información.</p>	
<p>5.3 En caso de considerarlo necesario, la Comisión podrá aplicar otros mecanismos de supervisión tales como ....</p>	<p><b>ELIMINAR</b></p>	<p>Sujeto a criterios subjetivos, dejando en total estado de indefensión al Permisionario</p>
<p>6.1 El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: los rendimientos de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América, la tasa de rendimiento estimada por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte.</p> $LRM = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$	<p>No se explica cómo o bajo qué criterios se obtiene la beta promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ductos (suponemos que en Estados Unidos)</p>	<p><b>Cambio Metodológico respecto a lo comentado en las mesas de trabajo con la AMGN</b>, en donde se planteó que “El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, considerará: la rentabilidad promedio estimada por la <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas; el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte; el riesgo que implica invertir en México.</p> $LRM = Prom\ FERC * \frac{\sigma_D}{\sigma_T} + RP$

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

<p><math>r_f</math>= rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América.</p>		<p><i>Prom FERC</i>= Promedio de la tasa aprobada por la FERC.</p>
<p>7.2. El incumplimiento por parte de los Permisarios en la entrega completa y oportuna de la información conforme a la disposición 7.1 anterior, tendrá por efecto que la Comisión determine y publique, de oficio, las nuevas Tarifas máximas iniciales aplicables, con base en la información que disponga, estableciendo su vigencia y seguirá el procedimiento establecido en la disposición 15.3. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que en su caso procedan por la omisión total o parcial de presentación de la información señalada.</p>		<p>Nuevamente no se establecen límites a la vigencia que puede determinar la CRE para la lista de tarifas que se apruebe de oficio.</p>
<p>7.5 El Flujo Neto devengado corresponderá a la diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el <b>costo anual de la inversión</b></p>	<p><b>Requiere de aclaración</b></p>	<p>No se encuentra definido el termino “costo anual de inversión” tampoco se establece su metodología de calculo</p>
<p>7.6 En relación a los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas, la Comisión verificará a través del reporte de precios de transferencias y del informe de pago de dividendos a partes relacionadas que las transacciones que lleve a cabo el Permisario con sus partes relacionadas sean a precios de mercado y no se estén transfiriendo dividendos de manera injustificada. El reporte de precios de transferencias y el informe de pago de dividendos deberán entregarse conforme a lo establecido en la disposición 15.1.</p>	<p><b>ELIMINAR</b></p>	<p>La escancia de una Regulación por Rentabilidad es que con datos reales y dictaminados se supervise la aplicación tarifaria de cada permisionario, más no que se emitan opiniones o se desconozcan motos dictaminados por un tercero con base en Normas de Información Financiera .</p>

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

		<p>La entrega de estos reportes se traduce en una carga regulatoria superior a la actualmente establecida</p> <p><b>Por otro lado</b> Entendemos que el informe de transferencia es revisado y exigido por SAT no por la CRE. En cuanto al pago de dividendos no vemos que objeto tiene si nos revisaran con Estado de Resultados.</p>
7.7 En caso que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la disposición 7.6 anterior no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión llevará a cabo ajustes de oficio.	<b>ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad</b>	<p>La Comisión <b>NO</b> se encuentra facultada ni para asegurar una rentabilidad ni <b>para desconocerla, es un contrasentido</b> al espíritu de esta regulación en el sentido de una simplificación y trazabilidad, ya que <b>sujeta a discrecionalidad</b> del encargado de la revisión el desconocimiento de costos</p>
8.3 .....La Comisión podrá eliminar el incentivo a la expansión cuando éste ya no incida en el desarrollo de la actividad de distribución de Gas Natural, o en su caso, podrá modificar sus condiciones, a fin de reflejar el estado del mercado de distribución de Gas Natural	<b>ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad</b>	<p>No se establecen parámetros, fuentes o criterio alguno para determinar que cuando en una zona se considera que ya no “incide en el desarrollo de la actividad” más aún en adelante que un permiso de distribución puede abarcar un número indefinido de zonas / municipios</p> <p>El único criterio válido para considerar que una zona es lo suficientemente madura y no necesita incentivos debería ser cuando exista una liberación tarifaria (declaratoria de competencia)</p>
9.2 .....		<p>La <b>tasa Teórica</b> de la industrial (R) <b>es el LRM</b>, no tendríamos por que tener otra referencia o</p>

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

<p>I.- La tarifa asignada por la Comisión se calculará con base en una relación lineal definida por la tasa de rentabilidad teórica de la industria (R), la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario y la lista de Tarifas máximas correspondientes.</p> <p>II.- Adicional a la fracción inmediata anterior, se descontará a la tasa de rentabilidad teórica de la industria (R) la diferencia entre la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario en el año sujeto a supervisión y el LRM.</p>	<p><b>I.- ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad</b></p> <p>II.- Se descontará la diferencia entre la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario en el año sujeto a supervisión y el LRM.</p>	<p>calcular de algún modo que <b>tampoco se explica</b>, una rentabilidad “Teórica”</p>
<p>9.4.- ..... I. La Comisión establecerá una tasa de rentabilidad teórica promedio de la industria (R), la cual se utilizará como la tasa máxima de rentabilidad teórica que el Permisionario podría obtener durante un año por efectos del Mecanismo de ajuste descrito en el presente apartado.</p> <p>V. En caso de que la Comisión aplique el proceso de Mecanismo de ajuste por más de 2 ocasiones, las Tarifas máximas que deriven de la tercera aplicación del Mecanismo de ajuste, estarán vigentes durante 5 años.</p>	<p><b>I.- ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad</b></p> <p>V. En caso de que la Comisión aplique el proceso de Mecanismo de ajuste por más de 2 ocasiones <b>dentro de un mismo periodo regulatorio</b>, las Tarifas máximas que deriven de la tercera aplicación del Mecanismo de ajuste, estarán vigentes durante 5 años.</p>	<p>I.- La <b>tasa Teórica</b> de la industrial (R) es el LRM, no tendríamos por que tener otra referencia o calcular de algún modo que <b>tampoco se explica</b>, una rentabilidad “Teórica”</p> <p>V.- No puede quedar abierto a todo el periodo del permiso ya que las casuísticas por las que se puede exceder son muy variadas a lo largo del tiempo</p>
<p>24.4. Las disposiciones de esta sección no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios. En ese caso, los Permisionarios deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar, previa firma de dicho convenio, a la Comisión</p>	<p><b>Eliminar</b></p>	<p>Actualmente no se informa.</p> <p>Se sugiere que en el indebido caso de ser aprobada esta disposición se establezcan cuál es</p>

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

sobre los términos pactados. Cabe mencionar que, todo convenio de inversión no deberá formar parte de la Tarifa máxima.

el plazo para informar a la Comisión previo a la firma de un convenio de inversión.



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

## Comentarios al Anexo 2

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
3.33 Aplicaciones informáticas. Incluye el costo de las aplicaciones informáticas estrictamente indispensables para la prestación del servicio de distribución.		<p>Actualmente, el software relacionado con las actividades de operación se reconoce como un activo intangible debido a que esta categoría no existía en la guía contabilizadora definida por la CRE.</p> <p>Se necesita configurar en nuestras herramientas la clase de activo fijo para que las nuevas capitalizaciones se reconozcan conforme a esta disposición. Será necesario evaluar el tiempo de configuración para atender esta necesidad.</p> <p>Por lo pronto, podemos identificar esta necesidad desde la clase de activo fijo en la que se reconoce, y presentar información por separado.</p>
3.99 Costo por bonificaciones por fallas y deficiencias.		<p>Este concepto es nuevo. Deberá crearse una cuenta contable para reconocer sus efectos.</p> <p>Es importante que nos indiquen cómo recibiremos los valores que deban ser registrados (frecuencia, soporte documental, análisis, responsable de su difusión, etc).</p>

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

<p>3.105 Gastos de Venta y 3.106 Gastos de Administración</p>		<p>Seguiremos llevando la contabilidad regulatoria para sus reportes en la misma forma en que actualmente se entrega la información.</p> <p>El catálogo de cuentas obedece a una necesidad interna (Golden rules) por lo que no puede adaptarse a las disposiciones regulatorias. No obstante, la información la hemos proporcionado conforme a las necesidades de la CRE</p>
---	--	---

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

## Comentarios al Anexo 3

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
<p>Vidas útiles de los activos fijos</p> <p>Edificios. 50 años</p> <p>Mobiliario y equipo de oficina: 5 años</p> <p>Equipo de transporte: 5 años</p>	<p>Vidas útiles según ENGIE MEXICO:</p> <p>Edificios. 20 años</p> <p>Mobiliario y equipo de oficina: 10 años</p> <p>Equipo de transporte: 4 años</p>	<p>Antes de realizar cambios en las nuevas inversiones en estos activos, será necesario evaluar el impacto que tengan sobre las proyecciones financieras (business plan) del grupo.</p>
<p>4.2 Derechos de vía. Vidas útiles</p> <p>Propuestas por los permisionarios, pero ahora bajo la aprobación de la Comisión.</p>	<p>Vida útil según ENGIE MEXICO:</p> <p>Derechos de vía. 30 años</p> <p>Su vida útil se define en función a la de los activos de distribución a las que corresponden (30 años). No hay nada definido por escrito.</p>	<p>El proceso cambia a partir de ahora, ya que requiere aprobación de la CRE.</p> <p>Será muy importante contar con el respaldo del organismo y en el mejor de los casos, sustentar nuestras propuestas de manera global (no por cada derecho).</p> <p>Es necesario platicar sobre el tema para coordinar cómo se controlará ante la CRE.</p>
<p>4.3 Vidas útiles regulatorias para instalaciones con carácter especial</p>		<p>Es muy general el término y no claro. Se requiere que se describa mejor el carácter especial que la CRE asigne a instalaciones.</p>
<p>12.9 Los permisionarios presentarán a la Comisión las estimaciones sobre la vida útil probable y las tasas de depreciación, formando parte de la solicitud de tarifas máximas. La Comisión evaluará y aprobará estas solicitudes.</p>		<p>¿En qué casos aplica este trámite? La CRE ya define una tabla de vidas útiles regulatorias promedio en el Anexo 3, a la cual se adaptan nuestros bienes.</p>

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

		¿Debemos no obstante tramitar para aprobación de la CRE nuestras vidas útiles?
17. Información complementaria.		La información descrita en este apartado
Disposiciones transitorias. Duodécimo. Período de transición.		No se informa el tiempo o fechas que dura el período de transición para reportar los cambios en regulación de costos y activos