

Contacto CONAMER QLS-CULS-AMMDC-B000222989

De: Rosalinda Martínez Sinco <rosalinda_martinez@tcenergy.com>
Enviado el: jueves, 18 de agosto de 2022 02:46 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Felipe Radilla Vazquez
Asunto: Manifestaciones al Anteproyecto del Expendiente 65/0013/250722 / Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la Metodología de tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural
Datos adjuntos: Comentarios Anteproyecto DACG Tarifas Distribución.pdf

Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria
PRESENTE

Por medio del presente, me permito adjuntar los comentarios elaborados por TC Energía al **Expediente 65/0013/250722** que contiene el **Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la Metodología de tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural**, ingresado por la Comisión Reguladora de Energía.

De antemano agradecemos la atención y consideración del documento anexo al presente correo.

Sin más por el momento reciba cordiales saludos

Rosalinda Martínez Sinco
Coordinator, Regulatory Affairs
Regulatory Affairs

rosalinda_martinez@tcenergy.com

Desk: +52 (55) 5093-4530



Av. Miguel de Cervantes Saavedra 301
Torre Terret Norte, Piso 17
Colonia Granada
Ciudad de México, 11520

TCenergia.com



Respetamos el derecho de elegir los mensajes electrónicos que desea recibir. Para dejar de recibir estos comunicados y otros similares de TC Energía [haga clic aquí para cancelar la inscripción.](#)

Si no puede hacer clic en el enlace, responda este correo y cambie el asunto a "CANCELAR

Este mensaje electrónico y los documentos adjuntos están dirigidos solo a los destinatarios indicados. Este comunicado puede contener información de TC Energía privilegiada, confidencial, o bien protegida contra su divulgación, por lo que no se debe divulgar, copiar, reenviar ni distribuir sin autorización. Si recibió este mensaje por error, notifique de inmediato al remitente y borre el mensaje original.

Gracias

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

De conformidad con el artículo 82 de la Ley de Hidrocarburos es competencia de la Comisión Reguladora de Energía emitir las disposiciones para la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas para las actividades reguladas, mismas que deberán sujetarse a lo siguiente:

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

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

Es de alta relevancia indicar que el Anteproyecto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la Metodología de tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural propuesto por la Comisión Reguladora de Energía no cumple con lo establecido en el inciso b, numeral II del artículo 82 de la Ley de Hidrocarburos, citado en este documento; este Anteproyecto carece de fundamento técnico, económico y regulatorio que soporte la metodología propuesta; no contempla los riesgos inherentes a la actividad de Distribución por medio de ducto de gas natural. Asimismo, coloca en total indefensión a los Distribuidores al proponer ajustes directamente a las Tarifas Máximas que tendría como consecuencia directa no cubrirse los costos de operación de los sistemas y no tener posibilidad de obtener una rentabilidad razonable.

Por otro lado, la aprobación del Anteproyecto marcaría un precedente grave para el resto de las actividades reguladas, que pone en riesgo la operación de los Permisarios, así como la estabilidad de las Tarifas Máximas que pagarán los Usuarios y Usuarios Finales.

Respecto al impacto a los Usuarios de los sistemas no garantiza que las Tarifas Máximas aplicables al servicio de Distribución sean efectivamente razonables y justas respecto al servicio que reciban; asimismo, no garantiza la prestación de un servicio eficiente y de calidad.

En conclusión, el presente Anteproyecto debe ser reorientado, analizando con mayor profundidad los riesgos e implicaciones específicos de la actividad de Distribución de gas natural, por lo que, para garantizar el éxito de este, corresponde al regulador socializarlo con los Permisarios involucrados desde la fase de desarrollo del documento.

A continuación, se exponen comentarios puntuales a las disposiciones del Anteproyecto:

Dice	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
1.1. Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG de	Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG de Tarifas de	Dentro del objetivo se debe considerar que la Tarifa máxima podría ser parte de la

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>Tarifas de Distribución) establecen la metodología para determinar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural que los Distribuidores podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios Finales, bajo un esquema de regulación con control de la rentabilidad.</p>	<p>Distribución) establecen la metodología y disposiciones para determinar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural que los Distribuidores podrán aplicar al momento de determinar las contraprestaciones que cobrarán a los Usuarios y Usuarios Finales, bajo un esquema de regulación con control de la rentabilidad.</p>	<p>contraprestación a pagar por el Usuario o Usuario final, ya que, al emitir la factura del servicio de Distribución se deberán contemplar otros elementos, como el precio del gas natural, cargo por servicio e IVA, etc.</p>
<p>1.2. La Comisión contemplará los siguientes objetivos para la aplicación e interpretación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución:</p> <p>II. Propiciar que la actividad regulada que deriva en la determinación de Tarifas Máximas para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural se lleve a cabo de forma eficiente con base en principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad;</p> <p>IV. Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los Usuarios y Usuarios Finales de conformidad con los principios y criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos (la Ley), el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) y demás disposiciones aplicables, y</p>	<p>1.2. La Comisión contemplará los siguientes objetivos para la aplicación e interpretación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución:</p> <p>III. Propiciar que la actividad regulada de Distribución por medio de ducto de Gas Natural se lleve a cabo de forma eficiente con base en principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad;</p> <p>V. Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los Usuarios y Usuarios Finales de conformidad con los principios y criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos (la Ley), el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) y demás disposiciones aplicables, y</p>	<p>Se ajusta la redacción del numeral III, ya que, es innecesario aclarar que por una actividad regulada deriva en Tarifas Máximas.</p> <p>La palabra “adecuadas” es ambigua, por lo que el Regulador debe ser preciso al indicar qué tipo de tarifas busca en concordancia con el mandato de Ley que le fue otorgado.</p>
<p>2.2 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución establecen la metodología para la determinación de Tarifas Máximas en donde los Distribuidores podrán proponer la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p>	<p>2.2 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución establecen la metodología para la determinación de Tarifas Máximas en donde los Distribuidores definirán la Lista de Tarifas Máximas y</p>	<p>En la redacción de esta disposición se debe ajustar la redacción, ya que, el regulador presenta una nueva regulación en la que se define como uno de los requisitos principales la presentación de la lista de tarifas máximas,</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>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>Otros Cargos Regulados 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>por lo que no se debe suponer como una opción la entrega o no de la lista de Tarifas Máximas.</p>
<p>3.1 Ampliación: se refiere al aumento de tamaño de la red de Distribución para incrementar la Capacidad Operativa de un Sistema de Distribución.</p>	<p>3.1 Ampliación: se refiere la integración de infraestructura necesaria para incrementar la Capacidad Operativa de un Sistema de Distribución.</p>	<p>La definición debe ser ajustada conforme la propuesta, ya que, el incremento de la capacidad de un sistema se logra con la incorporación física y/o ajuste de la infraestructura en un sistema.</p> <p>En lo que respecta a la definición propuesta por el regulador, es ambigua.</p>
<p>3.2 Base de Activos Regulados o BAR: es la base de activos necesaria para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, de conformidad con el Anexo II denominado "Criterios Contables para la actividad de distribución de Gas Natural por medio de ductos" de las DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>3.2 Base de Activos Regulados o BAR: son los activos necesarios para que la prestación del Servicio de Distribución sea eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura, continua y de calidad, de conformidad con el Anexo II denominado "Criterios Contables para la actividad de distribución de Gas Natural por medio de ductos" de las DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>La definición debe ser ajustada conforme la propuesta, ya que, la definición del regulador parecer ser redundante o imprecisa al no describir que la Base de Activos está conformada por los Activos los cuales dan valor al sistema de Distribución.</p> <p>Adicionalmente, describir a la Base de activos como "adecuada" es impreciso, por lo que de acuerdo con la regulación aplicable la prestación del servicio debe ser eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura, continua y de calidad.</p>
<p>3.14 Cargo por Servicio: es el monto fijo máximo 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. Dicho cargo es un monto que se aplica de forma mensual.</p>	<p>3.15 Cargo por Servicio: es el monto fijo máximo, denominado en pesos, 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. Dicho cargo es un monto que se aplica de forma mensual.</p>	<p>La definición debe ser ajustada conforme la propuesta, es necesario indicar las unidades.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>3.27 Día Natural: todos los días del año incluyendo fines de semana y días festivos. En los plazos establecidos por periodos se computarán todos los Días Naturales; cuando se fijen por mes o por año se entenderá que el plazo concluye el mismo número de Día del mes o año de calendario que corresponda, respectivamente; cuando no exista el mismo número de Día en el mes de calendario correspondiente, el término será el primer Día Hábil del siguiente mes de calendario. Cuando el último día del plazo sea inhábil, se entenderá prorrogado hasta el Día Hábil siguiente.</p>	<p>3.27 Día Natural: todos los días del año incluyendo fines de semana y días festivos. En los plazos establecidos por periodos se computarán todos los Días Naturales; cuando se fijen por mes o por año se entenderá que el plazo concluye el mismo número de Días del mes o año de calendario que corresponda, respectivamente; cuando no exista el mismo número de Días en el mes de calendario correspondiente, el término será el primer Día Hábil del siguiente mes de calendario.</p>	<p>Innecesaria la aclaración final de esta definición, si el Regulador la considera necesaria, cabría en la definición de Día Hábil.</p>
<p>3.33 Extensión: el desarrollo de infraestructura para aumentar la longitud del Sistema para el cual se otorgó el permiso, sin incrementar la capacidad de este.</p>	<p>3.33 Extensión: incorporación de infraestructura para incrementar la longitud del Sistema para el cual se otorgó el permiso.</p>	<p>Para mayor claridad, la definición debe ser ajustada conforme la propuesta.</p>
<p>3.58 Tasa de Rentabilidad Observada: es el promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso.</p>	<p>3.58 Tasa de Rentabilidad Observada: es el promedio aritmético de la rentabilidad anual real obtenida por el Distribuidor para cada uno de los años del Periodo Regulatorio en curso.</p>	<p>Para mayor claridad, la definición debe ser ajustada conforme la propuesta.</p>
<p>3.68 Usuario: el Permisionario que solicita y/o utiliza los servicios del Distribuidor.</p>	<p>3.68 Usuario: Persona que contrata o solicita contratar con el Permisionario el servicio de Distribución. Un Usuario podrá ser un Usuario Final u otro Permisionario en términos de la Ley.</p>	<p>Para mayor claridad, la definición debe ser ajustada conforme la propuesta.</p>
<p>4.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud con los siguientes anexos:</p> <p>II. Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión. Los Distribuidores deberán sujetarse a los</p>		<p>Derivado que las presentes DACG tienen como objetivo exponer la metodología para la determinación de las Tarifas Máximas Reguladas para el servicio de Distribución, como parte de sus anexos se deberían presentar "Formatos" a los que se refiere el numeral II de esta disposición, de lo contrario es indefensión para el permisionario</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>formatos que al efecto determine la Comisión;</p>		<p>desconocer el detalle que se presente en los mismos.</p>
<p>4.7 En cualquier momento del Periodo Regulatorio en curso, los Distribuidores podrán ofrecer nuevos Tipos de Servicio o generar nuevos Grupos Tarifarios para responder a cambios en las circunstancias del mercado en el que operan, que no fueron considerados al momento de la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes. Al efecto, el Distribuidor deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados conforme a las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores.</p>		<p>El regulador no indica cuál será el procedimiento de aprobación de la nueva lista de Tarifas Máximas y cuál será el impacto en el Periodo Regulatorio establecido, ya que, se define que deberán contemplar años calendarios y ser consistente con la vigencia del permiso.</p>
<p>5.1 X. 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;</p>	<p>Eliminar.</p>	<p>Bajo el esquema de Control de Rentabilidad no se debería contemplar la ejecución de un <i>benchmarking</i>, ya que, si las Tarifas Máximas las definirá el regulador conforme a lo que podría denominar estándares del mercado, también es necesario que al ejecutar dicha comparación considere las mismas métricas y características que el Distribuidor con el que se está comparando.</p> <p>Adicionalmente, para ejecutar un benchmarking se debería proporcionar todos los elementos que lo componen como lo es la muestra de empresas distribuidores con las que se va comparar al Distribuir en evaluación y las condiciones del mercado en la que cada uno de estos opera.</p> <p>Finalmente, y estricto sentido, considerar la ejecución de <i>benchmarks</i> es sobre regulación, lo que tienen como principal impacto que el regulador no genere confianza con sus regulados.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>5.3 La Comisión no tendrá ninguna responsabilidad en cuanto a posibles pérdidas para el Distribuidor, es decir, es estricta responsabilidad del Distribuidor llevar a cabo su solicitud considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo, que puedan aplicar.</p>		<p>El regulador deberá incorporar una disposición que considere situaciones atípicas como las ocurridas en los años recientes, como la pandemia de Covid 19 en la que se ha mantenido la suspensión de plazos legales aplicables para el regulador; esta situación no podía ser prevista por el Distribuidor y difícilmente incorporada dentro de su plan de negocios y por ende para las Tarifas Máximas.</p> <p>Bajo escenarios atípicos el regulador tiene la responsabilidad de dar apertura para empatizar con las necesidades del Distribuidor.</p>
<p>6.3 La metodología de aplicación del ajuste compensatorio a la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización es la siguiente:</p> <p>II. Para aplicar la diferencia de ingresos, la Lista de Tarifas Máximas resultante para el nuevo Periodo Regulatorio deberá encontrarse expresada a Pesos de la fecha del Periodo Regulatorio vigente; la cual corresponderá a la fecha que la Comisión hubiera utilizado en caso de haber dado cumplimiento a los plazos establecidos para la aprobación de las mismas.</p>	<p>6.3 La metodología de aplicación del ajuste compensatorio a la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización es la siguiente:</p> <p>II. Al incorporar la diferencia de ingresos resultantes del ajuste compensatorio, la Lista de Tarifas Máximas resultante para el nuevo Periodo Regulatorio deberá encontrarse expresada a los Pesos más recientes.</p>	<p>La redacción no es clara, por lo que se solicita corregir la redacción indicando la fecha de expresión de las Tarifas Máximas resultantes, las cual debe corresponder con la fecha de aprobación de las mismas.</p>
<p>8.3 El I_E no superará el 3% (tres por ciento o 300 puntos base) cuando el Distribuidor incremente la prestación del servicio de distribución por medio de ducto de Gas Natural a UFBC.</p>	<p>8.3 El I_E aplicable será de hasta XXX, mismo que tendrá una vigencia de XX y al que el Distribuidor tendrá derecho cuando incremente la prestación del servicio de distribución por medio de ducto de Gas Natural a UFBC.</p>	<p>El regulador topa el incentivo a la expansión hasta en 3% sin exponer fundamento regulatorio, financiero o de mercado que compruebe que los 300 puntos base son óptimos para que realmente motiven el objetivo de la nueva regulación propuesta que</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

		<p>es expandir los sistemas de distribución del mercado residencial.</p> <p>Es responsabilidad del regulador generar confianza con el sector regulado por lo que deberá presentar la metodología y fundamento regulatorio del valor del incentivo a la expansión que propone. Asimismo, este valor debe ser socializado con el sector regulado por ser los principales actores del servicio que se busca incentivar, así como proporcionar expertiz al regulador.</p>
<p>8.4 El I_E será aplicable al LRM del año supervisado y sólo será vigente para dicho año y no tendrá efectos acumulativos.</p>	<p>8.4 El I_E será aplicable al LRM a partir del año inmediato siguiente al supervisado y sólo será vigente en el periodo regulatorio vigente.</p>	<p>La redacción deberá ser ajustada conforme a la propuesta. De ser aplicable el incentivo a la expansión en el año sujeto a supervisión no existe certidumbre para el Distribuidor al construir su plan de negocios, ya que existe el riesgo de que las proyecciones en las que estará basado pueden no ejecutarse con la exactitud en que se proyectaron por motivos ajenos al Distribuidor.</p> <p>La propuesta de reconocimiento del incentivo a la expansión del regulador es retroactiva, sin lograr su objetivo como incentivo a la penetración del mercado de UFBC.</p>
<p>9.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la determinación del I_E, indicando lo siguiente:</p>	<p>9.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la aprobación del I_E, indicando lo siguiente:</p>	<p>Corregir la redacción.</p>
<p>9.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos:</p> <p>III. Descripción esquemática general del Sistema de Distribución, en formato kmz, que incluya el sistema desarrollado, los puntos de</p>	<p>9.3 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos:</p> <p>III. Trayectoria del sistema de Distribución, en formato kmz, que incluya el sistema desarrollado, los puntos de interconexión al sistema</p>	<p>Corregir redacción.</p> <p>Los mapas o planos en formato kmz son georreferenciados por lo que no son esquemáticos, es decir no son una simplificación de la trayectoria o ruta del sistema.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>interconexión al sistema de transporte u otro de distribución, y las entidades federativas, así como municipios y alcaldías que abarca la cobertura de la red.</p>	<p>de transporte u otro de distribución, y las entidades federativas, así como municipios y alcaldías que abarca la cobertura de la red.</p>	
<p>9.7 La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el I_E cuando de conformidad con la información remitida por el Distribuidor de acuerdo a las DACG de Servicios de Distribución, que en su caso emita la Comisión, se compruebe que no existe desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, es decir, no se observe crecimiento real de la base de usuarios, considerando conexiones, desconexiones y reconexiones, o cuando la Comisión determine que, de existir crecimiento en la base de UFBC y en la red de ductos, éste se dé a través de inversiones y erogaciones no justificadas por el crecimiento observado, en perjuicio de los intereses de los usuarios.</p>	<p>9.7 La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el I_E cuando de conformidad con la información remitida por el Distribuidor de acuerdo a las DACG de Servicios de Distribución, que en su caso emita la Comisión, se compruebe que no existe desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, es decir, no se observe crecimiento real de la base de usuarios, cuando la Comisión determine mediante XXX que, de existir crecimiento en la base de UFBC y en la red de ductos, éste se dé a través de inversiones y erogaciones no justificadas por el crecimiento observado, en perjuicio de los intereses de los usuarios.</p>	<p>El regulador refiere a las DACG de Servicios de Distribución, mismas que no han sido emitidas y se desconoce el estatus de la emisión de dicha regulación, por lo que hacer mención de un instrumento regulatorio que no se ha emitido o puesto para consulta pública provoca incertidumbre a los Distribuidores y al mercado energético en general.</p> <p>Adicionalmente, el regulador no esta siendo explicito en los mecanismos o criterios que utilizará par determinar si el crecimiento en la base de UFBC y en la red de ductos, se dé a través de inversiones y erogaciones no justificadas, lo cual se puede interpretar como subjetivo al no establecer la metodología y/o criterios.</p>
<p>10.1 La Comisión llevará a cabo la supervisión anual mediante la evaluación del flujo neto, que corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales y la suma de los costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas (OMAV) correspondientes al Servicio de Distribución, Costos Anual de la Inversión (CAI) y los Impuestos. Para lo cual se empleará la siguiente ecuación:</p> $FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$	<p>Proponer nueva metodología.</p>	<p>El flujo neto es una técnica para determinar la viabilidad de una empresa en un periodo específico; sin embargo, no necesariamente puede ser el método más eficiente para determinar el LRM en el que se encuentra una empresa regulada, ya que podrían no estarse considerando otros elementos importantes como lo es si la empresa cuenta con financiamiento.</p> <p>Asimismo, a mayores costos de operación el flujo neto de la empresa podría llegar a ser negativo y no necesariamente reflejar la operación real de la misma, por lo que puede</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

		no ser el método más eficaz para medir la rentabilidad real de una empresa.
<p>10.2 El CAI se calculará considerando el valor neto de la inversión total erogada expresada al cierre del año de supervisión, la vida útil de cada uno de los activos fijos necesarios para llevar a cabo 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:</p> $CAI = \sum_{j=1}^m I_j * \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] * p_j$ $p_j := \begin{cases} r_j/n_j & \text{si } r_j < n_j \\ 1 & \text{si } r_j = n_j \end{cases}$	Eliminar y presentar una nueva metodología.	<p>El regulador no expone el origen ni fundamento de la fórmula del CAI. Es responsabilidad del regulador dar a conocer los detalles de la regulación que pretende implementar, con el objetivo de generar confianza en sus regulados, así como la transparencia en los procedimientos que pretende implementar.</p> <p>El CAI sólo considera las vidas útiles de los activos involucrados en la prestación del servicio de Distribución dejando fuera elementos importantes de un plan de negocios como lo es la depreciación y el financiamiento al que un Distribuidor podría recurrir como parte de su estrategia de negocio. En este sentido, al aplicarse la fórmula del CAI la metodología sólo estaría determinando una tasa tal que cumpliera con la restricción de hacer cero el Flujo Neto, sin embargo, no reflejaría la situación real del Distribuidor.</p>
<p>10.3 La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad en términos reales generada por los activos fijos necesarios para la prestación del Servicio de Distribución que permite un flujo neto igual a cero, conforme a la metodología descrita en la disposición 10.1 anterior.</p>	Replantear la definición en función de la metodología que se espere implementar por el regulador.	La definición que presenta el regulador genera confusión, al indicar que la rentabilidad obtenida de la aplicación de la fórmula del CAI se entenderá como real, ya que, no hay claridad si los ingresos y costos contemplaran el impacto del incremento de precios, es decir la inflación.
<p>10.7 Para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada, el Distribuidor deberá utilizar las herramientas y formatos que disponga la Comisión para efectos del manejo, procesamiento y revisión de la información.</p>	Reconsiderar.	La Comisión no expone cuáles son la herramientas y formatos que dispondrá para el manejo y procesamiento de la información. El Distribuidor pueda estar en indefensión al desconocerlos.
<p>11.5 El ajuste será aplicado cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad</p>	Eliminar y presentar una nueva metodología.	No existe fundamento que explique los rangos determinados por la Comisión. Es

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>Observada mayor al $LRM + I_E$, de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <p>11.5.1 Definir el rango en que se encuentra el Distribuidor, mediante la siguiente ecuación:</p> $\text{Determinación del rango} = \frac{T_R}{LRM + I_E}$ <p>11.5.2 Seleccionar la ecuación de acuerdo con la Determinación del rango:</p> <p><u>1er. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso anterior, sea mayor a 1 y menor o igual a 1.15 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><u>2do. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.15 y menor o igual a 1.45 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><u>3er. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.45 veces $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$		<p>responsabilidad del regulador dar a conocer la motivación detrás de la metodología propuesta, asimismo, socializarla con el sector regulado para en su caso fortalecer y enriquecer la metodología aplicable.</p>
--	--	--

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>11.6 En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivos o en 3 (tres) años no consecutivos durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente de la conclusión del Periodo Regulatorio respectivo, bajo el siguiente procedimiento:</p> <p>11.7.2 Aplicación de la ecuación del procedimiento de ajuste correspondiente al 3er Rango, referido en la disposición inmediata anterior.</p>	<p>Eliminar y presentar una nueva metodología</p>	<p>El regulador expone que como herramienta de mecanismo de supervisión ejecutará ajustes enmarcados en la disposición 11.5, sin embargo, la mencionada metodología no contempla un fundamento regulatorio o económico que soporte la propuesta.</p> <p>La supervisión anual de la Tasa de Rentabilidad significa sobrerregulación.</p>
<p>11.7 La Comisión no será responsable de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$ por:</p> <p>11.7.1 La aplicación del procedimiento de ajuste.</p> <p>11.7.2 La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.</p> <p>11.7.3 La lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio.</p> <p>Lo anterior, de conformidad con el artículo 78 del Reglamento, toda vez que, las tarifas que apruebe la Comisión serán máximas y el Permisionario</p>	<p>Eliminar.</p>	<p>La propuesta del regulador no contempla un ajuste al LRM cuando el permisionario se encuentre en algunas de las situaciones aquí enlistadas, lo cual significa dejar al Distribuidor en total indefensión y exposición a la aplicación del Mecanismo de Ajuste en un rango excesivo cuando los procedimientos aquí contemplados han sido propuestos y aprobados por la propia Comisión.</p> <p>Se percibe como objetivo principal hacer caer al Distribuidor en la aplicación del Mecanismo de Supervisión, es bastante ilógico aplicar un ajuste a las Tarifas Máximas del Distribuidor cuando estas son resultado de la implementación de mecanismos previamente aprobados y autorizados por el propio regulador.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>podrá pactar descuentos sobre las Tarifas Máximas.</p>		
<p>13.1 La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas consiste en lo siguiente:</p> $TM_{t+1} = TM_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$ <p>Donde:</p> <p>TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año posterior ($t + 1$).</p> <p>TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t.</p> <p>Π_t^{MX} Es la variación anual del INPC registrada respecto al año anterior (t).</p>	<p>13.1 La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas consiste en lo siguiente:</p> $TM_{t+1} = TM_t * [1 + \Pi_{t-1}]$ <p>Donde:</p> $\Pi_{t-1} = (w^{MX} \Pi_{t-1}^{MX}) + (W^{EU} \Pi_{t-1}^{EU}) + [W^{EU} (1 + \Pi_{t-1}^{EU}) e_{t-1}]$ <p>w^{MX} es la proporción del requerimiento de ingresos quinquenal afectado por la inflación en México</p> <p>Π_{t-1}^{MX} es la variación del INPC registrada en el año t-1 (porcentaje)</p> <p>W^{EU} es la proporción del requerimiento de ingresos quinquenal afectado por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio,</p> <p>Π_{t-1}^{EU} es la variación del CPI registrada en el año t-1 (porcentaje), y</p> <p>e_{t-1} es la variación del tipo de cambio registrada en el año t-1 (porcentaje).</p>	<p>El regulador no explica el cambio de metodología y la falta del reconocimiento del efecto inflacionario en Estados Unidos, así como el efecto del tipo de cambio.</p> <p>La metodología para la actualización de la lista de Tarifas Máximas debe permanecer conforme la metodología vigente, es decir, contemplar la inflación en Estados Unidos y el tipo de cambio, ya que, la adquisición de los Activos es mayormente en dólares, ya que es tecnología que proviene de Estados Unidos. Al no reconocer el efecto de la inflación de Estados Unidos, así como el tipo de cambio en la proporción de activos proveniente del extranjero significa que el regulador no reconoce la variación del precio real de los activos adquiridos por el Distribuidor en el extranjero a lo largo del tiempo, impactando directamente en el valor de dichos activos.</p>
<p>13.2 La metodología para la actualización de los Otros Cargos Regulados consiste en lo siguiente:</p> $OCR_{t+1} = OCR_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$ <p>Donde:</p> <p>OCR_{t+1} Otros Cargos Regulados actualizadas para el año posterior ($t + 1$).</p> <p>OCR_t Otros Cargos Regulados vigentes del año t.</p>	<p>13.1 La metodología para la actualización de los Otros Cargos Regulados consiste en lo siguiente:</p> $OCR_{t+1} = OCR_t * [1 + \Pi_{t-1}]$ <p>Donde:</p> $\Pi_{t-1} = (w^{MX} \Pi_{t-1}^{MX}) + (W^{EU} \Pi_{t-1}^{EU}) + [W^{EU} (1 + \Pi_{t-1}^{EU}) e_{t-1}]$ <p>w^{MX} es la proporción del requerimiento de ingresos quinquenal afectado por la inflación en México</p> <p>Π_{t-1}^{MX} es la variación del INPC registrada en el año t-1 (porcentaje)</p> <p>W^{EU} es la proporción del requerimiento de ingresos quinquenal afectado por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio,</p>	<p>El regulador no explica el cambio de metodología y la falta del reconocimiento del efecto inflacionario en Estados Unidos, así como el efecto del tipo de cambio.</p> <p>La metodología para la actualización de la lista de Otros Cargos Regulados debe permanecer conforme la metodología vigente, es decir, contemplar la inflación en Estados Unidos y el tipo de cambio, ya que es tecnología que proviene de Estados Unidos. Al no reconocer el efecto de la inflación de Estados Unidos, así como el tipo de cambio en la proporción de activos proveniente del extranjero significa que el regulador no reconoce la variación del precio real de los activos adquiridos por el</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

	π_{t-1}^{EU} es la variación del CPI registrada en el año t-1 (porcentaje), y e_{t-1} es la variación del tipo de cambio registrada en el año t-1 (porcentaje).	Distribuidor en el extranjero a lo largo del tiempo, impactando directamente en el valor de dichos activos.
Apartado Noveno. Disposiciones Transitorias		
<p>Noveno. En lo aplicable a Distribución por medio de 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, a excepción de los numerales 21 y 39 hasta en tanto se expidan y entren en vigor las DACG de Servicios de Distribución. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Noveno. En lo aplicable a la actividad de Distribución por medio de 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 (la "Directiva"), a excepción de los numerales 21 y 39 hasta en tanto se expidan y entren en vigor las DACG de Servicios de Distribución. No obstante, los actos administrativos relativos a la actividad de Distribución durante la vigencia de la Directiva continuarán surtiendo pleno efecto, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>La redacción debe ser ajustada, ya que, la Directiva de Tarifas (DIR-GAS-001-2007) continuará vigente hasta en tanto todos los Distribuidores no migren a la nueva regulación.</p>
<p>Décimo. En lo aplicable a Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Décimo. En lo aplicable a la actividad de Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996 (la "Directiva de Contabilidad"). No obstante, los actos administrativos relativos a la actividad de Distribución emitidos durante la vigencia de la Directiva de Contabilidad señalada en esta disposición continuarán surtiendo pleno efecto, sin perjuicio de lo dispuesto en las</p>	<p>La redacción debe ser ajustada, ya que, la Directiva de Contabilidad (DIR-GAS-002-1996) continuará vigente hasta en tanto todos los Distribuidores no migren a la nueva regulación.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

	disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.	
ANEXO I		
<p>3.1 Formulación del Modelo CAPM</p> <p>La ecuación del Modelo CAPM utilizada para determinar el costo de capital en términos nominales (Bravo, 2011:195), es la siguiente:</p> $r_e^N = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$	Requiere aclaración.	<p>Se utiliza el modelo CAPM para determinar el LRM haciendo la aclaración que estará determinado en términos nominales, sin embargo, la tasa de rentabilidad efectiva se define en términos reales, por lo que se concluye que la tasa de rentabilidad efectiva debe estar expresada en términos nominales.</p> <p>Otros elementos que requieren de aclaración e incluso definición son:</p> <ul style="list-style-type: none"> Definición del periodo de evaluación de la muestra utilizada para determinar la β Volatilidad de la actividad de distribución respecto la de transporte ($\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$), la Comisión reconoce que la Distribución es una actividad de mayor riesgo que la actividad de Transporte, sin embargo, fija el valor del coeficiente en 1 y no asigna una ponderación que refleje el riesgo real de la actividad en México.
ANEXO II		
<p>2.2 Los Distribuidores observarán los lineamientos contables de las NIF, excepto cuando a juicio de la Comisión sea necesario aplicar una normatividad o un criterio de contabilidad específico, tomando en consideración que las entidades realizan operaciones reguladas.</p>	<p>2.2 Los Distribuidores observarán los lineamientos contables de las NIF, por ser la normatividad aplicable.</p>	<p>El regulador no debe reservarse el derecho a emitir regulación en el campo contable no estando este dentro de sus atribuciones. Corresponde al CINIF emitir las reglas contables para las entidades económicas correspondientes y corresponde a los Distribuidores cumplir dichas reglas, así como al regulador incorporarlas a la regulación vigente.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>3.7 Método de reexpresión: dependiendo del tipo de entorno en que opera la entidad, se establece lo siguiente: a) en un entorno inflacionario, deben reconocer los efectos de la inflación en la información financiera aplicando el método integral; y b) en un entorno no inflacionario, no deben reconocerse los efectos de la inflación del periodo, conforme a lo establecido en la NIF B10.</p>	<p>Requiere aclaración.</p>	<p>De acuerdo con la NIF B-10 existen 2 entornos el inflacionario y no inflacionario, mismos que deberán ser considerados cuando se cumplan las condiciones establecidas por dicha Norma.</p> <p>El regulador no debe perder de vista que el objetivo de esta Norma es la revelación, presentación y evaluación de los Estados Financieros de una entidad económica y estos criterios no deben ser trasladados a la determinación de las Tarifas Máximas, ya que estas tienen como objetivo cubrir los costos de inversión y operación de la actividad de Distribución por lo que, el regulador estaría incurriendo en una incorrecta interpretación de la NIF B-10.</p>
<p>5.2 Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Distribuidores aplicarán el Método de reexpresión, dependiendo del tipo de entorno en el que operan de acuerdo con lo establecido en la NIF B-10.</p>	<p>Innecesario incluirlo en estas disposiciones, ya que, la NIF B-10 es de aplicación en la revelación y presentación de los Estados Financieros.</p>	<p>Cuando se cumplan las condiciones establecidas por dicha Norma es responsabilidad del Distribuidor cumplir con la regulación aplicable en materia contable, por lo que deberá incorporarlas en sus Estados Financieros.</p> <p>El regulador no debe perder de vista que el objetivo de esta Norma es la revelación, presentación y evaluación de los Estados Financieros de una entidad económica y estos criterios no deben ser trasladados a la determinación de las Tarifas Máximas, ya que estas tienen como objetivo cubrir los costos de inversión y operación de la actividad de Distribución por lo que, el regulador estaría incurriendo en una incorrecta interpretación de la NIF B-10.</p>
<p>7.2 La Comisión podrá autorizar, a solicitud del Distribuidor, una vida útil distinta a la establecida en la Tabla 1 del presente anexo para todos aquellos componentes</p>	<p>7.2 La Comisión podrá autorizar, a solicitud del Distribuidor, una vida útil distinta a la establecida en la Tabla 1 del presente anexo para todos aquellos componentes que</p>	<p>La vida útil de algunos activos puede ser superior a la vida útil establecida por el regulador.</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>que conformen las cuentas anteriormente mencionadas, de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la industria y siempre que el Distribuidor demuestre que el cambio se justifica en términos de eficiencia en función de las características específicas de los activos; con la salvedad de que no podrán ser superiores a los años de vida útil establecida, con las excepciones del numeral 7.4.</p>	<p>conformen las cuentas anteriormente mencionadas, de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la industria y siempre que el Distribuidor demuestre que el cambio se justifica en términos de eficiencia en función de las características específicas de los activos.</p>	<p>De acuerdo con la práctica de la industria y las evaluaciones de terceros independientes la vida útil de los ductos puede ser superior a 30 años de conformidad con las condiciones a las que sean operadas, así como la integridad de los sistemas, por tanto, no es coherente la condición establecida por el regulador.</p> <p>Asimismo, dicha condición carece de fundamento técnico que soporte la decisión del regulador, por lo que es responsabilidad del regulador reflejar las buenas prácticas de la industria en la regulación que pretende aplicar.</p>
ANEXO III		
<p>2.1 El Incentivo a la Expansión incrementará el LRM hasta un 3% (tres por ciento o 300 puntos base) y será calculado en función de los parámetros externos e internos.</p>	<p>8.3 El I_E aplicable será de hasta XXX, mismo que tendrá una vigencia de XX y al que el Distribuidor tendrá derecho cuando incremente la prestación del servicio de distribución por medio de ducto de Gas Natural a UFBC.</p>	<p>El regulador topa el incentivo a la expansión hasta en 3% sin exponer fundamento regulatorio, financiero o de mercado que compruebe que los 300 puntos base son óptimos para que realmente motiven el objetivo de la nueva regulación propuesta que es expandir los sistemas de distribución del mercado residencial.</p> <p>Es responsabilidad del regulador generar confianza con el sector regulado por lo que deberá presentar la metodología y fundamento regulatorio del valor del incentivo a la expansión que propone. Asimismo, este valor debe ser socializado con el sector regulado por ser los principales actores del servicio que se busca incentivar, así como proporcionar expertiz al regulador.</p>
<p>3.2 Los parámetros externos se determinan en función del riesgo que presenta el Distribuidor al desarrollarse en un determinado Centro de Población en el año sujeto a supervisión, en la cual, a</p>	<p>Eliminar y presentar nueva propuesta metodológica.</p>	<p>La instalación física de las tomas de agua potable no es equiparable a la instalación física de una conexión a un sistema de distribución de gas natural, ya que, las condiciones de operación y seguridad responden a criterios muy distintos, lo cual</p>

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

EXPEDIENTE: 65/0013/250722

<p>mayor riesgo mayor incentivo y viceversa, conformado por los siguientes riesgos:</p> <p>a. <u>Riesgo A. Densidad de viviendas con toma de agua:</u> se refiere al número de viviendas con toma de agua por entidad federativa con relación a su extensión territorial, medida en unidades de vivienda con toma de agua por kilómetro cuadrado y está determinado por:</p> $Densidad\ viviendas\ TA_i = \frac{Viviendas\ TA_i}{Ext.\ Territorial_i}$ <p>Es importante mencionar, que para el presente riesgo se considera la densidad de viviendas con toma de agua debido a que se busca acotar el número de viviendas con posibilidad económica, social y geográfica de obtener el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural debido a que existe amplia similitud en cuanto a las condiciones técnicas y económicas necesarias para la penetración de ambos servicios.</p>		<p>tiene un impacto directo en los costos de desarrollo, instalación y operación de los sistemas.</p> <p>Identificar el número de viviendas que cuenten con toma de agua no significa que son viviendas con alto potencial de conexión a un sistema de Distribución de gas natural. Las redes de distribución de agua potable son construidos y mantenidas por las administraciones de las localidades y subsidiadas por el estado.</p> <p>Los criterios de asignación del Riesgo para la actividad de Distribución de gas natural deben reflejar los riesgos intrínsecos de la actividad en sí misma, las barreras del mercado de gas natural, así como la competencia con otros combustibles de uso residencial.</p>
<p>3.3 Se establece que cada riesgo que conforman los parámetros externos tendrá una ponderación máxima de 1.5000%, que será dividida en partes iguales a los intervalos establecidos en el numeral anterior.</p>	<p>Requiere aclaración.</p>	<p>El regulador tiene la responsabilidad de proporcionar todos los elementos necesarios para que el Distribuidor conozca la regulación aplicable, por lo que esta disposición carece de fundamento técnico que ayude a entender la ponderación asignada.</p>
<p>4.3 Se establece que el criterio <i>Incremento en UFBC</i> tendrá una ponderación máxima de 0.6000; mientras que para la <i>Expansión de la red</i> será de 0.4000, que se dividirá en partes iguales conforme los intervalos resultantes del numeral anterior.</p>	<p>Requiere aclaración.</p>	<p>El regulador tiene la responsabilidad de proporcionar todos los elementos necesarios para que el Distribuidor conozca la regulación aplicable, por lo que esta disposición carece de fundamento técnico que ayude a entender la ponderación asignada.</p>