

**Contacto CONAMER GLS-CVLS-AMMDC-B000231664**

---

**De:** AMGN <amgn-principal@amgn.org.mx>  
**Enviado el:** viernes, 28 de julio de 2023 05:39 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**CC:** Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; Francisco Miguel Parra Ibarra; José Daniel Jiménez Ibañez; Raúl Alejandro Díaz Ventura; Othón Hernández Ponce; Daniel Flores Martínez  
**Asunto:** Comentarios al Anteproyecto del Expediente No. 65/0008/090523  
**Datos adjuntos:** CONAMER Comentarios Anteproyecto DACG Tarifas para Transporte y Almacenamiento.pdf  
  
**Importancia:** Alta

Buena tarde,

Sirva el presente para compartir oficio referente al Anteproyecto " **Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología para la determinación de tarifas para las actividades de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural**" correspondiente al expediente No. 65/0008/090523

De antemano agradecemos la atención y consideración de los comentarios.

Saludos,

Atentamente.

Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C.  
Tel.- 55 5276 2711 / 55 5276 2100  
[amgn-principal@amgn.org.mx](mailto:amgn-principal@amgn.org.mx)  
<https://www.linkedin.com/company/amgnmx/>  
<https://www.facebook.com/AMGNMx>  
<https://twitter.com/AMGNMx>  
[www.amgn.org.mx](http://www.amgn.org.mx)



Ciudad de México, a 28 de julio de 2023

**DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO**  
**COMISIONADO NACIONAL**  
**COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA**  
Avenida Insurgentes Sur No. 1940, piso 3  
Col. Florida, Alcaldía Álvaro Obregón  
01030 Ciudad de México  
PRESENTE .-

**Expediente: 65/0008/090523**

**Asunto: Comentarios al Anteproyecto "Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología para la determinación de tarifas para las actividades de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural" (Anteproyecto).**

Estimado Dr. Montoya Martín del Campo,

A nombre de los agremiados de esta Asociación Mexicana de Gas Natural (Asociación), me dirijo ante Usted C. Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria, con el debido respeto, para enviar comentarios y propuestas a diversos apartados del Anteproyecto.

Como parte del ejercicio continuo de análisis que ha mantenido la industria representada en esta Asociación, hemos identificado los siguientes temas:

#### **Mezcla de Regulación por incentivos y Regulación de costos**

Se aprecia que el Anteproyecto de DACG de Tarifas preserva, en lo fundamental, la estructura y los principios de regulación contenidos en la Directiva de Tarifas vigente:

- El cual está basado en un sistema de regulación de servicio públicos denominado “Price-cap” desarrollado en la década de 1980 por Stephen Littlechild, el cual supone la fijación de Tarifas máximas.

- Basado en la proyección de inversiones (base de activos) y Costos de Operación y Mantenimiento (OMA).
- Por parte de la autoridad regulatoria; este modelo incluye a su vez la determinación de una rentabilidad razonable mediante el costo promedio ponderado de capital o WACC (por las siglas de *Weighted Average Cost of Capital*) considerando la rentabilidad del capital propio con base en el CAPM (por las siglas de *Capital Asset Pricing Model*).
- Por un periodo de tiempo determinado – dichas tarifas se mantendrían inmóviles hasta la próxima revisión tarifaria o los próximos cinco años- y se aplicarían actualizaciones anuales a dichas tarifas que incluye en un índice que refleja la inflación en México y en los Estados Unidos de América (“EUA”), así como la evolución del tipo de cambio, aplicación de factor de eficiencia, etc.
- Aplicación del factor de eficiencia a partir del segundo quinquenio de operaciones.

Sin embargo, al realizar un análisis más profundo, observamos que el anteproyecto añade algunos conceptos en los que parecería que hay una especie de combinación entre la regulación por incentivos (“Price Cap”) y la regulación de la tasa de retorno o beneficio “(cost of service)” por lo cual deseamos hacer las siguientes manifestaciones.

El primer comentario que deseamos resaltar y que resulta de la mayor relevancia es que el Anteproyecto mezcla aspectos de dos de los paradigmas más comunes de la regulación: el enfoque de “costo de servicio” y “regulación por incentivos”.

Si bien es cierto que en la práctica internacional no se observa la aplicación de alguno de los dos esquemas en su concepción “pura”, es necesario evitar que la regulación mezcle aspectos que por su naturaleza **son antagónicos** y que combinados repercutirían negativamente en el desarrollo del mercado de transporte y, en última instancia, en perjuicio de los usuarios y el mercado mismo ante la deficiencia o indisponibilidad del servicio.

Actualmente, las tarifas de transporte por medio de ductos y almacenamiento de gas natural se determinan bajo una regulación de precio tope o tarifa máxima (“*price cap*”). Los esquemas regulatorios por Tarifas Máximas atienden la falla de mercado de información incompleta (*asimetría de la información*), puesto que el regulador desconoce, con un nivel de detalle exhaustivo, la realidad operativa, demanda y de costos de la empresa regulada para los años subsecuentes, por lo que su tarea regulatoria se enfoca en buscar los mecanismos para que dicha información se revele (exógena o endógenamente), de forma que las tarifas sean adecuadas a la prestación de los servicios.

Bajo el esquema de regulación actual, se establece un tope a la tarifa individual de cada servicio. El nivel máximo de tarifa se determina a partir de una proyección del plan de inversiones (CAPEX) y de los costos operativos OMAV, considerando la **rentabilidad proyectada aprobada, no garantizada**, el regulador determina la razonabilidad de la proyección a partir de análisis comparativos con otras empresas de la industria o de industrias con perfiles de riesgo similares, con base en el desempeño previo de la propia empresa regulada o con otras herramientas técnicas. El esquema busca básicamente establecer **tarifas máximas que incentiven a la empresa a alcanzar mejoras en eficiencia** y productividad a lo largo del período regulatorio. Así, este paradigma regulatorio admite que la **empresa conserve el ingreso que resulte de la ganancia en eficiencia**, y en contraste, si la empresa no alcanza mejoras en eficiencia, **asume los costos adicionales como una pérdida**.

El hecho de que las tarifas tengan un grado de disociación de los costos no es un objetivo de la regulación en sí mismo. El regulador prefiere asumir esta consecuencia a cambio de **no destinar demasiados recursos** a develar la información de la empresa. Con los mecanismos de incentivos se busca que a lo largo del período regulatorio la propia empresa revele tal información de manera endógena en la determinación de sus tarifas.

La regulación de tarifa máxima enfatiza justamente el hecho de que este tipo de regulación resulta eficiente por **no requerir de costosas revisiones exhaustivas de costos** y gastos, con ello, este tipo de regulación demanda menores recursos humanos tanto para el propio regulador como para los regulados.

Entonces, la fijación de precios máximos incentiva al permissionario a buscar eficientar sus costos y procesos, absorbiendo el riesgo de los sobrecostos de sus bienes de capital, personal y servicios.

La disyuntiva a la que se enfrenta el regulador en el esquema de incentivos o precio tope es privilegiar alcanzar mejoras en eficiencia en el largo plazo.

Por otro lado, la regulación por costo de servicio establece un tope a la rentabilidad garantizada que puede obtener el ente regulado y las tarifas que aplica varían en consecuencia; es decir, la empresa regulada **tiene libertad de modificar sus tarifas con objeto de cumplir con la rentabilidad autorizada por el regulador** sin menoscabo de su derecho a potenciar la misma y mantener la viabilidad económico-financiera.

Este paradigma regulativo busca que los regulados no sobrepasen la rentabilidad objetivo, a la vez que las tarifas reflejen de la manera más fiel posible el costo real de prestar el servicio; aunque se pierden incentivos a la eficiencia en cuanto al nivel de inversiones y costos (efecto Averch –Johnson).

Si bien hay una revisión documental exhaustiva, se aceptan todos aquellos costos de capital y costos de operación y mantenimiento que acompañen un adecuado soporte documental, centrándose entonces la revisión tarifaria en la revisión documental más que en el nivel de eficiencia obtenido por el permisionario. Este tipo de esquema requiere entonces una revisión ex post y no ex ante como en el caso de la regulación por incentivos.

Si bien en diversas disposiciones del Anteproyecto de DACG, se mantiene el esquema de regulación “Price Cap” o “incentivos”, en el Anteproyecto los permisionarios deben justificar y documentar los elementos del requerimiento de ingresos propuesto (inversiones y costos operativos OMA) con base en contratos, facturas, cotizaciones, etc. Es decir, lo anterior es consistente con el paradigma regulativo del «costo de servicio», que sigue una lógica muy distinta al paradigma de incentivos.

Porque la regulación por costo de servicio busca imponer límites a la rentabilidad real obtenida y no a las tarifas; ello a costa de perder los incentivos a la eficiencia.

Finalmente quisiéramos resaltar que aunado a que estos dos esquemas de regulación se contemplan bajo objetivos diferentes, en el Anteproyecto al mezclarlos y crear un esquema híbrido, lo que genera es una sobreregulación a los permisionarios de Transporte y Almacenamiento, eliminando los incentivo a la eficiencia, centrándose entonces la revisión tarifaria en la revisión documental exhaustiva, volviendo el proceso con mayor carga administrativa tanto para el permisionario como para el regulador.

### Solicitud de soportes documentales

En el mismo orden de ideas, la disposición 4.3 fracción V del Anteproyecto de DACG, establece que “*Los Permisionarios deberán entregar a la Comisión, mediante un escrito libre la solicitud para la aprobación y expedición de Tarifas Máximas Iniciales, acompañada...*”... “*del soporte documental que resulte necesario para efectos del análisis y evaluación de la solicitud*”, la disposición 14.2 establece que “*La determinación y aprobación de las Tarifas Máximas Iniciales se llevará a cabo mediante la revisión del Plan de Negocios que proponga y justifique cada Permisionario con el debido soporte documental...*”, la disposición 17.3 fracción I y II establecen que “*La Comisión reconocerá el concepto de AFUDC como parte del activo fijo bruto aprobado, para lo cual, se deberán cumplir los siguientes criterios: I. Se reconocerá a partir de la fecha de erogación y hasta por 12 (doce) meses de las inversiones ligadas a la construcción del Sistema, misma que deberá ser congruente con el aviso de inicio de construcción, para lo cual, el Permisionario deberá entregar el soporte documental correspondiente; II. La documentación soporte referida en la fracción anterior deberá ser presentada por el Permisionario ante esta Comisión junto con la solicitud de la Tarifa Máxima Inicial para*

*el primer periodo de operaciones...". Así mismo, en la disposición 15.2.3 se establece que "El horizonte temporal comprendido para determinar los flujos de efectivo dentro del Modelo Nivelado, será equivalente a la vigencia del permiso de Transporte o Almacenamiento de Gas Natural...".*

Los apartados antes descritos generan señales económicas confusas ya que, si bien el Anteproyecto mantiene en esencia un sistema regulatorio basado en Tarifas Máximas o Price Cap, estas solicitudes describen más un esquema de regulación por "costo de servicio", el cual en lugar de generar incentivos se basa en que no sobrepasen la rentabilidad objetivo, a la vez que las tarifas reflejen de la manera más fiel posible el costo real de prestar el servicio (efecto Averch –Johnson).

Si bien hay una revisión documental exhaustiva, se aceptan todos aquellos costos de capital y costos de operación y mantenimiento que acompañen un adecuado soporte documental, centrándose entonces la revisión tarifaria en la revisión documental más que en el nivel de eficiencia obtenido por el permisionario.

Al respecto, consideramos que el regulador debe tener presente que resulta altamente complejo, y en ocasiones materialmente imposible, que los permisionarios cuenten con tal documentación para acreditar 100% de los Planes de Negocio que se ejecutarán en el futuro. Ya que este esquema requiere entonces una revisión ex post y no ex ante.

Dicho de manera más burda, no se puede contar con soporte documental de la totalidad del Plan de Negocios pues este está desarrollado con base en proyecciones, estimaciones y en algunos casos cotizaciones, las cuales son producto de la experiencia de proyectos realizados, condiciones de mercado actual al momento de la planeación de los proyectos.

Cabe resaltar la elevada incertidumbre en que se coloca a los permisionarios si el regulador es inflexible en el criterio de aprobar solamente la proporción del Requerimiento de Ingresos que se logre acreditar con dicha documentación. De ser el caso, los permisionarios de antemano estarían asumiendo el riesgo de daño patrimonial por el periodo de 5 años, o más hasta que el regulador lleve a cabo la revisión quinquenal de tarifas mediante una revisión exhaustiva del soporte documental.

Tomando en consideración la preocupación anteriormente descrita, se estima de vital importancia que la Comisión brinde mayor claridad en el Anteproyecto de DACG minimizando la incertidumbre y eliminando la discrecionalidad en dicho proceso, abundando y detallando de manera más específica - la forma en que empleará la documentación referida, que tipo de documentación requiere, que porcentaje se considera mínimamente aceptable (muestra representativa) y se justifique cómo esta repercutirá en la determinación de las tarifas máximas, y evaluar de la carga regulatoria

que adicionaría este nuevo instrumento, tanto para el regulador como para los permisionarios en el proceso de revisión tarifaria de tal manera que no resulte subjetivo.

Finalmente quisiéramos resaltar que conforme el sistema de regulación por incentivos, el soporte documental de valores históricos, junto con los Estados Financieros Dictaminados, deben ser utilizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como suficiente referencia para validar la consistencia de la propuesta del Plan de Negocio y su Requerimiento de Ingresos proyectados hacia el futuro, pero en ningún caso el soporte documental debería ser tomado como base para determinar tales parámetros prospectivos tarifarios.

La regulación por Incentivos históricamente ha mostrado resultados eficientes desde su creación en la década de 1980 por Stephen Littlechild en Gran Bretaña, países europeos quienes cambiaron otros sistemas regulatorios e incorporaron entonces el Price-cap, así como el mercado de los Estados Unidos de América quienes adoptaron este sistema en 1989, cuando la Federal Communication Commission (FCC) sustituyó el sistema regulatorio de la tasa de retorno o beneficio (cost of service) por el de precios máximos extendiéndose a varios países latinoamericanos, como la Argentina y Perú.

#### **Procedimiento de autorización de Tarifas Máximas Iniciales - Adición del plazo para admisión a trámite**

Actualmente, los plazos que deberá llevar el proceso de revisión tarifaria están establecidos en un instrumento de mayor jerarquía legal como lo es el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) en particular por el artículo 83, en el que se establece que; “una vez presentada la solicitud, la Comisión llevará a cabo el análisis y evaluación de la misma, teniendo un plazo de noventa días para resolver lo conducente”, “la Comisión, durante los primeros cuarenta y cinco días del plazo podrá prevenir al interesado para que dentro del plazo de diez días contado a partir de que surta efectos la notificación, subsane cualquier omisión o deficiencia”.

En este Anteproyecto de DACG, la CRE establece en su disposición 13.1, que “la admisión a trámite se determinará dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la recepción de esta. Transcurrido dicho plazo sin que medie un requerimiento, dicha solicitud se tendrá por admitida. Si dentro del plazo a que se refiere esta fracción se determina la omisión de alguno de los requisitos establecidos en la Disposición 4.3 anterior, se requerirá al Permisionario para que presente los requisitos omitidos dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la notificación del requerimiento respectivo”,

*“Una vez que la solicitud sea admitida a trámite, se dará inicio al proceso de análisis, evaluación y, en su caso, aprobación y expedición de las Tarifas Máximas Iniciales de los Servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural, en un **plazo de 90 (noventa) Días Hábiles que iniciará partir de la admisión a trámite**, atendiendo el procedimiento establecido en el artículo 83 del Reglamento”.*

Tomando en consideración que la mejora regulatoria, que es una política pública que consiste en la generación de normas claras, de trámites y servicios simplificados, reduciendo cargas administrativas que promueve los mayores beneficios para la sociedad con los menores costos posibles, mediante la formulación normativa de reglas e incentivos que estimulen la innovación, la confianza en la economía, la productividad, la eficiencia y la competitividad a favor del crecimiento, el adicionar 20 días hábiles (entre prevención y respuesta) al proceso de revisión tarifaria no sería una Mejora Regulatoria.

Asimismo, se considera que esta propuesta en el Anteproyecto es contradictoria con el Reglamento, ya que excede y modifica el plazo y proceso que deberá llevar la aprobación y expedición de las contraprestaciones, precios y tarifas de las actividades reguladas, asemejándose más a un trámite distinto como lo es la obtención de Permiso, cuyo procedimiento y tiempos están establecido en el artículo 45 del Reglamento.

Se considera que, para poder hacer una modificación de esta índole, sería necesario llevarlo a cabo en el Reglamento, en específico al procedimiento establecido en el artículo 83, lo cual incluso queda fuera del Alcance de la Comisión Reguladora de Energía y en particular, de este Anteproyecto de DACG.

#### **Solicitud de Tarifas Máximas Iniciales posterior a la autorización de una modificación de las características técnicas del Sistema**

En la Disposición 32.1 se establece que “*Cuando la Comisión autorice por medio de una resolución una modificación de las características técnicas del Sistema que conlleve una modificación al Plan de Negocios autorizado, el Permisionario deberá proponer a la Comisión, para su aprobación, la modificación a las Tarifas Máximas vigentes*”. En principio el postulado parece correcto en la intención de reconocer un ajuste intra quinquenal cuando hay una modificación de Permiso, sin embargo, es importante tener en consideración que no todas las modificaciones por características técnicas derivan en un incremento de capacidad o longitud, ni cualquier cambio en una característica técnica deriva en una desviación del Plan de Negocios.

Por otra parte, en la regulación por incentivos, siempre existirán desviaciones en los planes de negocios, ya que este plan es prospectivo. Ahora bien, cuando dichas

modificaciones conllevan a un incremento de capacidad o de longitud, tiene sentido que se modifiquen también las tarifas, ya que la base sobre las que serán aplicadas cambiaría es decir la correspondencia que se busca que Ingreso Requerido = Ingreso Obtenido.

Por lo anteriormente descrito, se considera pertinente a la Comisión, realice la acotación en la redacción especificando que la solicitud de modificación a las Tarifas Máximas vigentes corresponde a cuando las modificaciones de permiso deriven en cambios en la capacidad, longitud o cambios técnicos significativos al sistema.

### Periodo transitorio

Como parte de los documentos que integran el Anteproyecto, la Comisión Reguladora de Energía (**“Comisión”**) incluyó el borrador del acuerdo mediante el cual se expedirán las *Disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología para la determinación de tarifas de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural (“DAGC”)*, objeto del Anteproyecto. En dicho acuerdo, la Comisión establece Transitorios bajo las cuales se regirán las situaciones existentes con anterioridad a la entrada en vigor de las DAGC, conforme a lo siguiente:

Transitorio	Situación	Directiva <sup>1</sup>	DAGC
Primero	Aprobación de tarifas máximas iniciales en evaluación	X	
	Revisión Quinquenal en evaluación	X	
	Revisión Intraquinquenal en evaluación	X	
Segundo	Solicitantes de permisos en evaluación		X
	Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales		X
Tercero	Tarifas Máximas Iniciales aprobadas	Hasta en tanto culmine el quinquenio autorizado	
Cuarto	Lista de Tarifas Máximas Iniciales y otros cargos Regulados	Hasta en tanto culmine el quinquenio en curso	
Quinto	Tarifas Convencionales	Se mantendrán vigentes	Modificaciones que las partes contratantes acuerden de mutuo acuerdo

Cabe señalar que el Anteproyecto propuesto por la Comisión NO consideran la posibilidad de mantener los términos, condiciones, modelos tarifarios, formulaciones y cálculos bajo los cuales fueron determinadas y aprobadas las Tarifas Máximas Iniciales; por ejemplo, la tasa interna de retorno, metodologías de actualización por inflación o la valoración monetaria del plan de negocios (cifras expresadas en dólares), entre otras premisas y/o precisiones. Es importante destacar que el artículo Transitorio Décimo de la Ley de Hidrocarburos, a la letra dice:

*"Décimo.- Los permisos que se hubieran otorgado por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía para llevar a cabo las actividades de la industria de Hidrocarburos con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley, mantendrán su vigencia en los términos otorgados. Lo anterior, sin perjuicio de las obligaciones en materia de acceso abierto previstas en la presente Ley."*

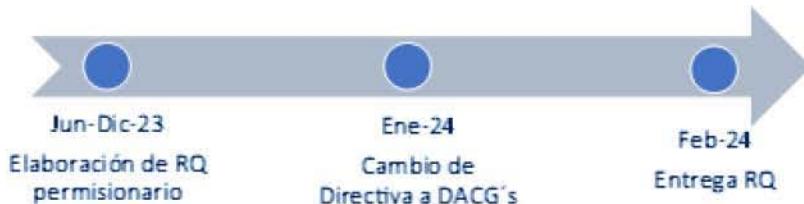
Toda vez que los modelos tarifarios y la lista de tarifas máximas se integran en el Anexo de Compromisos Económicos de los permisos otorgados por la Comisión, es necesario aclarar en las disposiciones generales del Anteproyecto que los Permisionarios no perderán las premisas o precisiones, así como sus modelos tarifarios, formulaciones y cálculos bajo las cuales se determinaron y fueron aprobadas sus Tarifas Máximas Iniciales, considerando que dichos elementos forman parte integral de los permisos otorgados, y de conformidad con el artículo Transitorio Décimo de la Ley de Hidrocarburos, es un derecho adquirido por los Permisionarios.

Con base en lo anterior, se sugiere a esa Comisión incorporar en las disposiciones generales el siguiente texto:

*"Se mantendrán vigentes las premisas o precisiones, así como los modelos tarifarios, formulaciones y cálculos bajo las cuales se determinaron las Tarifas Máximas Iniciales previamente aprobadas por la Comisión"*

Asimismo, es importante mencionarle a la Comisión que se debe establecer en los Transitorios la manera mediante la cual se realizará la transición de la Directiva a las DACG, ya que puede existir la posibilidad de haber trabajado tarifas iniciales o revisiones quinquenales durante un periodo de tiempo y en un periodo corto antes de la entrega inicie la aplicación de la regulación por las DACG, como se ve en el siguiente ejemplo:

- (1) El Permisionario preparó la información de Jun a Dic 23 con base en la Directiva, estando listo para entregar en Febrero 2024.
- (2) Existe cambio de Directiva a DACG en Enero 2024
- (3) De Ene a Feb 2024 el Permisionario deberá realizar el cambio de todos los formatos de entrega con base en la DACG



Por lo antes mencionado se propone a la Comisión que en estos escenarios sea opcional la entrega de información (regulación Directiva o Regulación DACG).

Por otra parte, no obstante que los Transitorios señalan que los permisionarios se sujetarán a las nuevas DACG al momento de iniciar un nuevo periodo quinquenal, es recomendable incluir la posibilidad de que los Permisionarios opten por la aplicación de las nuevas DACG, por así convenir a sus intereses. Por lo tanto, se sugiere incluir un Transitorio adicional, con la siguiente propuesta de redacción:

*"Los Permisionarios tendrán la opción de renunciar a la aplicación de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-2007, para sujetarse plenamente a las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología para la determinación de tarifas de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural. Para estos efectos, los Permisionarios deberán manifestar a la Comisión su voluntad de someterse y sujetarse a la presentes Disposiciones Administrativas, mediante un escrito libre firmado por el representante legal, que deberá ser presentado a la Comisión dentro del mes siguiente contado a partir de la entrada en vigor de las presentes Disposiciones Administrativas."*

### Tarifas Convencionales Superiores a la Tarifa Máxima

#### OBSERVACIONES GENERALES

Como parte del análisis al Anteproyecto se observa la inclusión de una sección completa (36) en relación con tarifas convencionales. En este tema, particularmente pondremos atención al numeral 36.2 que se refiere a continuación para pronta referencia:

*36.2 Adicionalmente, se podrán acordar Tarifas Convencionales de largo plazo, que podrán ser superiores a la Tarifa Máxima para el servicio correspondiente, cuando éstas provengan de:*

- I. Un proceso de Licitación Pública desarrollado con anterioridad a la determinación de la Tarifa Máxima por parte de la Comisión, o
- II. Un proceso de Temporada Abierta realizado con anterioridad a la aprobación de la Tarifa Máxima por parte de la Comisión, siempre que dicho proceso sea previamente sancionado por la Comisión.

Al respecto, nos parece pertinente resaltar primero las siguientes circunstancias.

### 1. Licitaciones públicas.

- 1.1. Tarifas derivadas de licitaciones, independientemente de la existencia de tarifas máximas.

Estamos de acuerdo en que el caso más recurrente para desarrollar Licitaciones Públicas es el previsto por el apartado 36.2, fracción I: primero existe una entidad privada o una pública (como una Empresa Productiva del Estado) que conduce un concurso para ofrecer el servicio de transporte o almacenamiento de gas natural.

Entre los distintos participantes que cumplen con los requerimientos técnicos correspondientes, una empresa ganará gracias al compromiso de prestar el servicio por la tarifa más baja entre los concursantes.

Esta tarifa es resultado de un proceso competitivo y por lo tanto la tarifa ganadora resultante del fallo de una licitación para el servicio de transporte o almacenamiento de gas natural es en estos casos una tarifa convencional pactada entre las partes con anterioridad a la determinación de una tarifa máxima por la CRE.

Efectivamente, la infraestructura aún no se ha desarrollado y apenas se iniciarán los trámites ante el regulador para la obtención de permiso correspondiente y para la determinación de la tarifa regulada correspondiente.

Sin embargo, el Anteproyecto omite otros posibles escenarios que pueden llegarse a derivar de los procesos licitatorios en que ya existan tarifas reguladas. Pueden existir escenarios en que entidades privadas, pero principalmente en que EPE soliciten servicios de largo plazo en las que exista infraestructura que ya existe, que se puede aprovechar para un servicio de largo plazo, uno de múltiples segmentos, (1) algún servicio incremental en condiciones distintas a las originalmente previstas en el permiso correspondiente o (2) simplemente en que exista la necesidad de realizar un nuevo compromiso que resulte aceptable a las partes, incluyendo una combinación de las opciones anteriores.

En consecuencia, el Anteproyecto debe establecer que se podrán acordar Tarifas Convencionales de largo plazo, que podrán ser superiores a la Tarifa Máxima para el servicio correspondiente, cuando éstas provengan de una Licitación Pública, pero **sin la**

necesidad de establecer referencia a la inexistencia de una tarifa máxima establecida por la CRE.

1.2. Los procesos de temporada abierta ya cuentan con regulación particular, misma que podría incorporarse al Anteproyecto para mayor precisión.

Para los casos descritos en el numeral 36.2 fracción II del Anteproyecto, es importante resaltar que ya existe regulación vigente específica para los procesos de Temporadas Abiertas, misma que está contenida en el *ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que modifica las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, en su Apartado 2, Secciones B., Temporadas Abiertas, y D., Mercado Secundario y Cesiones de Capacidad<sup>1</sup>*, el cual dicta los lineamientos bajo los cuales se debe proceder a la realización de Temporadas abiertas.

Este acuerdo incluye la definición de los criterios bajo los cuales la CRE puede eximir al permisionario de celebrar una Temporada Abierta para la asignación de capacidad por ampliación, extensión o por el desarrollo de un nuevo sistema. Asimismo, se habla sobre la **relación entre la Tarifa Convencional y las Tarifas Máximas vigentes** para el servicio de transporte por ducto o el almacenamiento de gas natural (apartado 36.1, fracción III, y habiendo cumplido con el requerimiento establecido en la fracción 36.1, fracción IV), mismas que se replican a continuación:

*36.1 Los Permisionarios podrán ofrecer los servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural con base en tarifas y cargos convencionales. Las Tarifas Convencionales deberán ser inferiores a las Tarifas Máximas aprobadas por la Comisión para el servicio correspondiente, a excepción de cuando se cumplan los supuestos siguientes:*

I....;

II....;

*III. La relación entre la Tarifa Convencional y las Tarifas Máximas vigentes para el Servicio de Transporte por Ducto o Almacenamiento de Gas Natural se invierta como resultado de los esquemas de ajuste anuales de Tarifas Máximas, y*

*IV. El Permisionario haya hecho del conocimiento de los Usuarios que el nivel de las Tarifas Convencionales acordadas pudiera llegar a ubicarse por encima de las Tarifas Máximas, aprobados por la Comisión para el Servicio de Transporte por Ducto o Almacenamiento como resultado de los ajustes a que se refiere la fracción anterior.*

Por lo expuesto, estimamos pertinente incorporar este escenario con claridad en la sección 36.2.

<sup>1</sup> Este acuerdo fue publicado en el [DOE](#) el 27 de agosto de 2018.

### 1.3. Los procesos de temporada abierta no necesariamente son sancionados por la CRE.

La participación oportuna de la CRE en los procesos de licitación pública conducidos por las EPE, en particular por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en los últimos 20 años ha sido crucial para propiciar un procedimiento que brinde certidumbre a la industria y a los potenciales participantes en los concursos públicos. Sin embargo, es pertinente resaltar que la CRE no cuenta con atribuciones específicas para sancionar procesos o concursos. De hecho, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, no establece atribuciones específicas en materia de licitaciones públicas.

La CRE cuenta con atribuciones específicas y adecuadamente referidas en el artículo 67, fracción II, del Reglamento de las Actividades a que se refiere el título tercero de la Ley de Hidrocarburos (RATTLH) para dar una opinión técnica con relación a los proyectos estratégicos del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

En general, la CRE cuenta con la atribución de establecer, mediante DACG, los criterios que deberá observar el Centro Nacional de Control del Gas Natural en la elaboración de las bases para licitar los proyectos a que se refiere el artículo 69 de la Ley y debe brindar su opinión técnica, en términos del artículo 67, fracción II, del RATTLH.

El artículo 87 del RATTLH es el que establece las atribuciones en materia de opinión de la CRE sobre las licitaciones de las EPE. No obstante, esta se limita a proyectos previstos en la planificación de la expansión del transporte y la distribución de gas natural a que se refiere el artículo 81, fracción IV, de la Ley de Hidrocarburos, así como a los de cobertura social y desarrollo de la industria nacional a que se refiere el 122 de esa ley.

Por lo tanto, resulta pertinente reconocer que existen múltiples circunstancias en que podrán existir procesos de licitación pública que no sean sancionados por la CRE en los cuales tenga sentido establecer tarifas convencionales.

Más aún, en particular, la propia Comisión Federal de Electricidad publicó el Diario Oficial de la Federación las *DISPOSICIONES Generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sus empresas productivas subsidiarias*<sup>2</sup>. CFE se basa en este documento, así como en sus versiones anteriores, para conducir concursos públicos y no se estableció obligación alguna para que esa empresa presente ante la Comisión a sanción sus procesos licitatorios o concursos públicos.

---

<sup>2</sup> Estas disposiciones publicadas por CFE pueden consultarse [aquí](#).

Por lo anterior, se sugiere a esa Comisión Reguladora de Energía modificar el Anteproyecto para que la restricción de sanción estipulada para procedimientos de temporadas abiertas sea removida.

## SUGERENCIAS

Tomando en consideración lo anteriormente descrito se sugiere contemplar la siguiente redacción al Anteproyecto:

*36.2 Adicionalmente, se podrán acordar Tarifas Convencionales de largo plazo, que podrán ser superiores a la Tarifa Máxima para el servicio correspondiente, cuando éstas provengan de:*

- I. Un proceso de Licitación Pública ~~desarrollado con anterioridad a la determinación de la Tarifa Máxima por parte de la Comisión~~, o*
- II. Un proceso de Temporada Abierta ~~realizado con anterioridad a la aprobación de la Tarifa Máxima por parte de la Comisión~~, o*
- III. Casos en que la relación entre la Tarifa Convencional resultado de un procedimiento de Licitación Pública o Temporada Abierta y las Tarifas Máximas vigentes para el Servicio de Transporte por Ducto o Almacenamiento de Gas Natural se invierta como resultado de los esquemas de ajuste anuales de Tarifas Máximas, donde se haya atendido lo previsto en la disposición 36.1 anterior.*

## Fondos Usados Durante la Construcción (AFUDC)

Es de reconocerse el trabajo que realizó la CRE al incluir este concepto tan valioso y necesario que, si bien, como una de las mejores prácticas internacionales, se ha venido reconociendo en las resoluciones particulares a los Permisionarios, no estaba establecida tácitamente en el instrumento de regulación tarifaria que se tiene actualmente y que era necesario incluir para dar certidumbre al desarrollo de este tipo de proyectos.

En ese contexto, es necesario realizar algunas aclaraciones para que este sea compatible con la realidad de los proyectos de transporte y almacenamiento que se desarrollan en México.

En las disposiciones 17.2, fracción II, y 17.3, fracción I (periodo para calcular el AFUDC), se establece que “...El periodo de otorgamiento de AFUDC corresponda a las actividades de construcción requeridas para el inicio de operaciones del Sistema, misma que no

podrá exceder los 12 (doce) meses”, plazo que resulta restrictivo y que podría no adaptarse a la construcción de ciertos activos, como puede ser el almacenamiento de gas natural, pues para la construcción de proyectos de plantas de regasificación, toma varios años.

Lo mismo pasa en los gasoductos, por ejemplo, los gasoductos que actualmente están en operación han tomado más tiempo en ser construidos. La experiencia muestra que los períodos de construcción aumentan ya que los Permisionarios se ven forzados por situaciones ajenas a su interés y conveniencia a interrumpir obras por fuerza mayor, circunstancias sociales, hallazgos arqueológicos, clima, fuerza mayor.

Históricamente, no se tiene registro de ningún proyecto de transporte de acceso abierto en México, que el poderlo desarrollar, desde su inicio de construcción hasta estar en posibilidades del iniciar operaciones, haya tomado un periodo inferior a 12 meses, por lo cual implica una limitante temporal que carece de motivación y de aplicación.

En la siguiente gráfica se muestra el periodo de construcción, mismo que ha variado indudablemente, como se comentó en el punto anterior, por su complejidad técnica, social, territorial e incluso de usos y costumbres de las comunidades en las que se desarrolla el Proyecto.



Por lo anterior, se considera que la restricción de plazo debe ser eliminada y como es la práctica de la industria, el permisionario estimará y en su momento, acreditará debidamente ante la CRE el tiempo y circunstancias en las que se desarrolló la construcción del proyecto.

Por otro lado, en la disposición 17.3, fracción II y III establece que “*II. La documentación soporte referida en la fracción anterior deberá ser presentada por el Permisionario ante esta Comisión junto con la solicitud de la Tarifa Máxima Inicial para el primer periodo de operaciones, y III. Las erogaciones de capital deberán efectuarse de manera continua y dentro del periodo de duración de la construcción de la infraestructura.*”, de lo anterior se debe hacer notar que, para tarifas iniciales posteriores a la obtención del Permiso, el AFUDC corresponderá a la mejor estimación de erogaciones en inversión proyectada con que cuenta el permisionario, es decir, no se contará con documentación que acredite la erogación, ni tampoco su fecha de capitalización real.

El Permisionario, **no** podría terminar la construcción antes de presentar su solicitud de tarifas máximas iniciales, momento en el cual tendría los soportes a los que se hace alusión en este Anteproyecto.

Otra consideración que deseamos resaltar, corresponde a que debe precisarse el criterio de “*erogaciones continuas*”, ya que la erogación de recursos de inversión no necesariamente recae en las decisiones del permisionario, sino que depende también de las condiciones y el entorno económico así como de circunstancias imponderables, como demoras en el otorgamiento de permisos y autorizaciones u oposición de comunidades; siendo entonces que el criterio no debería ser dicotómico, en todo caso, se debe considerar para su cálculo los meses durante todo el periodo de construcción, mientras el transportista demuestre que fue diligente.

Del mismo modo, la disposición 17.5, fracción I elimina la aplicación del AFUDC para ampliaciones y extensiones, y es necesario aclarar ¿cuál es el motivo de que la CRE no reconozca el AFUDC para este tipo de proyectos que en su mayoría requieren de extensos tiempos de construcción?; aunque los sistemas se encuentren en operación, las ampliaciones y extensiones siguen la suerte de cualquier activo de un nuevo proyecto, cuyo periodo de capitalización es igual al del activo original, es decir, igualmente es aplicable la lógica del costo de oportunidad del capital destinado a la inversión en activos que rendirán beneficios hasta en determinado momento en el futuro y cuyo costo durante su construcción, dependiendo del tipo de ampliación o extensión suele ser, igualmente significativo.

Lo anterior debido a que, en la práctica regulatoria para servicios públicos con infraestructura de uso intensivo de capital, el AFUDC es la forma en la que las empresas recuperan sus costos preoperativos de financiamiento y se ven incentivados a mantener

su capital inmovilizado sin recibir flujo de ingresos, en lugar de colocarlo en algún instrumento más líquido.

Finalmente, si bien la CRE establece en la disposición 17.4 que “*el cálculo del AFUDC consistirá en reconocer el rendimiento e intereses acumulados generados, dependiendo de las fuentes de los fondos empleados (capital propio y deuda) durante el periodo autorizado por la Comisión*”, no indica una metodología exacta que dé certidumbre a la manera en cómo se reconocerán estos fondos, por lo cual se propone añadir lo siguiente: “*, a partir de la fecha de erogación de los fondos empleados y hasta la fecha en que el proyecto sea capitalizado como un activo fijo será calculado el AFUDC con la siguiente formula.*

$$AFUDC = I_n (1 + TIR)^n + I_n (1 + TIR)^{n-1} + \dots + I_n (1 + TIR)^1$$

$I_n$

= Inversión con periodicidad mensual realizada por la compañía de inicio a fin de construcción

$TIR$  = Tasa de rendimiento aprobada por la CRE

$n$  = Número de periodos de capitalización de inicio a fin de la construcción

## Tarifas de Interconexión

El Anteproyecto en su disposición 10.2 establece que “*Los Permisionarios deberán incluir en los TCPS, la forma en cómo recuperarán los costos por el Servicio de Interconexión. En caso de no existir acuerdo en las contraprestaciones por el servicio, serán regulados utilizando como referencia el desempeño de otros participantes en la industria a nivel nacional e internacional*”. Es importante resaltar que ya existe regulación vigente específica en los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (“TCPS”) de los permisionarios, aprobados por la Comisión, así como en las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural (DAGC de Acceso Abierto). De igual forma, se hace notar que la modificación de TCPS, conlleva a una modificación de Permiso, lo cual tiene asociado un costo y tiempo de al menos 100 días hábiles, con lo cual, lejos de estarse reflejando una MEJORA REGULATORIA, estaría incrementando los costos regulatorios con la expedición de un instrumento que busca tener injerencia en otro instrumento cuya materia le es ajena. Así mismo, es importante mencionar que los costos asociados a una interconexión se asocian al suministro de equipos y a las obras de construcción, que atienden a los requerimientos de cada caso,

cuyo costo responde a la necesidad del Usuario que se interconecta y el sistema al cual lo hace, es decir no son un costo generalizado de aplicación, valga la redundancia general, como lo son estas disposiciones administrativas, por lo tanto, no necesariamente corresponden al alcance del Anteproyecto. Por lo anterior, se solicita amablemente a la Comisión: 1) tener en cuenta que, mientras no se modifiquen los TCPS de los Permisionarios se considere que se seguirán estimando los costos por el Servicio de Interconexión, de conformidad con las prácticas prudentes de la industria y las DACG de Acceso Abierto; y, 2) establecer en dicha disposición que, en caso de no existir acuerdo en las contraprestaciones por el Servicio de Interconexión, la Comisión emitirá una metodología para el cálculo de éste.

Por lo que hace a la disposición 10.3 “Los costos derivados de la administración, operación y mantenimiento del Servicio de Interconexión serán regulados conforme a lo establecido en la Disposición 18 de las presentes DACG” se solicita a la Comisión definir distintos escenarios dependiendo de qué infraestructura está considerada en dichos costos. Por ejemplo, para el caso de un usuario final, la infraestructura que estará considerada dentro de una interconexión física al Sistema responsabilidad del Permisionario de conformidad con las DACG de Acceso Abierto, incluye: “equipos, tuberías, válvulas y sistemas de medición necesarios para realizar la conexión de acoplamiento...”; sin embargo, para el caso de los usuarios que a su vez sean permisionarios, como por ejemplo distribuidores u otros transportistas, la responsabilidad se limita a la válvula troncal.

Por lo que respecta a los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (“Costos OMA”) plasmados en la disposición 18 de este Anteproyecto, se solicita a la Comisión considerar en la redacción al Servicio de Interconexión, ya que únicamente está referido el Servicio de Transporte; así mismo, se solicita aclarar en dicha disposición, que no se considerará dentro de las proyecciones de Costos OMA aquellos costos de mantenimientos correctivos ni refacciones, únicamente los mantenimientos preventivos, ya que el Transportista, no tendrá manera de proyectar este tipo de eventualidades.

### **Formatos electrónicos editables**

En el numeral 14.8 y 14.9 del Anteproyecto a la letra indican lo siguiente:

Numeral 14: El Plan de Negocios y el Requerimiento de Ingresos.

“14.8. El modelo y la memoria de cálculo empleados en el Requerimiento de Ingresos y en la derivación de las Tarifas Máximas Iniciales deberá presentarse

en formatos electrónicos editables. Para lo anterior, la Comisión podrá poner a disposición de los Permisionarios a manera de apoyo, en la página web <https://www.gob.mx/cre>, o la que la modifique o sustituya, los formatos respectivos de vaciado de información económica y técnica.

14.9. La Comisión podrá solicitar en todo momento información adicional y especificar el formato en que se presentará dicha información.”

El Anteproyecto indica que la Comisión brindará los formatos que deberán cumplimentarse para la entrega de información económica para el Requerimiento de Ingresos y la derivación de las Tarifas Máximas Iniciales.

Se solicita atentamente a la Comisión, incluya en el anteproyecto los formatos mencionados con la finalidad de evaluar (i) la cantidad y clasificación de información y (ii) el desglose de datos, para medir el aumento o disminución de la carga regulatoria, así como la practicidad, eficacia y entendimiento de los formatos electrónicos que serán objeto de evaluación, y de esta forma facilitar a los permisionarios el correcto llenado de los mismos.

Asimismo, resulta pertinente resaltar que, si bien los formatos representan una ayuda para facilitar la entrega de información, existen ocasiones en que es necesario presentar notas a la CRE al respecto o indicaciones que permitan describir con mayor detalle esta información, pero que en ocasiones -en la premura de los procesos de revisiones tarifarias-, esa Comisión llega a omitir.

En consecuencia, se solicita atentamente a esa Comisión que estime pertinente incorporar directamente en los formatos un apartado para notas o aclaraciones que faciliten a los permisionarios indicar detalles adicionales que puedan auxiliar al proceso de autorización, mismo que simplificará tanto para los permisionarios como para los propios funcionarios de la CRE, el proceso.

Asimismo, se solicita a esa Comisión, que los formatos que se deben de dar a conocer son los siguientes:

Formatos para el modelo y memoria de cálculo para la determinación del Requerimiento de Ingresos y la derivación de las Tarifas Máximas Iniciales.

Formato para la clasificación, registro y desglose de los activos fijos brutos y costos de operación, mantenimiento y administración.

## Tarifas provenientes de un proceso de Licitación Pública

Al realizar el análisis del Anteproyecto, se observa que se incluye el “**Apartado VII. Tarifas bajo condiciones especiales**”. Numeral “**35. Tarifas provenientes de un proceso de Licitación Pública**”.

Este apartado especifica que si un permisionario presta servicios como resultado de haber ganado un proceso de Licitación Pública, el permisionario deberá presentar de manera conjunta con el resto de la información normalmente requerida, —misma que se describe en la Disposición 4.3 del Anteproyecto, así como los criterios señalados en el Apartado III, para la aprobación de sus tarifas máximas iniciales— una serie de información relacionada con las inversiones y costos considerados coherentes con los servicios que fueron considerados en el proceso de Licitación, así como los documentos de Licitación.

En particular, la disposición 35.2 y 35.3 establecen que el Licitante Adjudicado deberá atender lo siguiente:

- i. El plan de negocios del permisionario deberá basarse en la información utilizada en el proceso de Licitación (y cualquier diferencia deberá ser justificada);
- ii. Como parte de la evaluación de la información presentada por el permisionario, la CRE podrá considerar ajustes aplicables considerando que el proceso de Licitación es un proceso competitivo (y por lo tanto, asume que el proceso cumplió con los principios que permiten el desarrollo eficiente de la industria y la competencia en el mercado), y por lo tanto la necesidad de mantener congruencia entre las condiciones de adjudicación de la Licitación y el permiso correspondiente.

Al respecto, es importante entender que los objetivos de la regulación económica y los objetivos de una Licitación Pública no son similares, pues mientras una Licitación Pública busca lograr la eficiencia particular del servicio para un usuario, obtener precios mínimos para dicho usuario y garantizar unos resultados competitivos para el mismo; la regulación económica se basa en promover el desarrollo eficiente de la industria mexicana y no de un usuario particular; es decir la regulación económica promueve las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, para proteger los intereses de cualquier usuario sin importar tamaño o ubicación geográfica, promoviendo así una demanda y uso racional de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural.

En cambio, los procesos de Licitación Pública son procesos competitivos lanzados por un usuario con capacidad técnica y operativa importante que define reglas específicas y que no necesariamente comparten las mismas características regulatorias evaluadas en

un proceso de otorgamiento de permisos y determinación de tarifas máximas. Dichas características son diferentes a las definidas en el marco regulatorio general y por lo tanto no son aplicables al mercado, por ejemplo: detalles técnicos, esquemas de contratación, horizontes de tiempo de la contratación de servicios, procesos de facturación, moneda funcional, metodología de valoración financiera, entre otras.

De hecho los procesos de Licitación pública conllevan incluso información que debe clasificarse como secreto industrial, en términos del artículo 113 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, publicada en el DOF el 20 de mayo de 2021 ya que son metodologías y cálculos que desarrollan las empresas para determinar las contraprestaciones de los servicios que van a prestar, bajo condiciones específicas establecidas conforme al proceso y bases de la Licitación Pública específica.

Cabe recalcar que las características de las licitaciones públicas son particulares a diferencia de mercado en su conjunto; por ejemplo, el fallo de Licitación Pública concluye con la contratación del servicio por un usuario por un periodo determinado a una tarifa convencional que básicamente se traduce en un úsese o páguese comúnmente conocido como *take or pay* para el usuario y por lo tanto, este se vuelve el usuario ancla del proyecto; sin embargo, esto no impide que el sistema no pueda ser usado por usuarios con características diferentes.

Es decir, las modelaciones financieras del licitante contienen el hecho de que es un servicio a largo plazo, en muchos casos con una garantía financiera de pago, lo que conlleva a menor riesgo porque existe mayor certidumbre que se ve reflejado en una rentabilidad menor, atendiendo la ley financiera más importante a menor riesgo menor rendimiento.

Lo anteriormente expuesto puede considerarse como condiciones de certidumbre, las cuales son muy distintas de las tarifas que se obtienen de un modelo regulatorio basado en la denominada regulación por incentivos–, y calculadas conforme al *Apartado II. Tarifas de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural: Composición, Estructura y Modalidades Tarifarias. Numeral 4. Disposiciones Generales en subíndice 4.8*, donde se especifica que el establecimiento de las Tarifas Máximas no garantizará que los Permisionarios obtengan los ingresos esperados ni los sujetará a obtener una rentabilidad específica.

Más bien se determinan Tarifas Máximas que el Permisionario puede ofertar al mercado en general, en donde es necesario realizar esfuerzos comerciales para la captación de usuarios, buscar firmar contratos con estos usuarios, asumir riesgos crediticios y establecer esquemas que le permitan contar con las garantías de pago de sus servicios, lo anterior con el objetivo de realizar esfuerzos de optimización y estrategias para mejorar los parámetros mediante los cuales le fueron determinadas sus tarifas máximas y así poder lograr acercarse a la rentabilidad aprobada.

Por otra parte, es importante considerar que uno de los objetivos de la regulación es evitar prácticas que impliquen la discriminación, así como establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicos efectivos, predecibles, transparentes y flexibles para los Permisionarios. Por lo tanto, las Tarifas Máximas para la prestación de servicio deben ser calculadas bajo procesos y metodologías para establecer límites máximos iguales para todos los Permisionarios.

Utilizar una tarifa convencional (que fue calculada con una metodología específica) con la que un permisionario ganó un concurso de Licitación Pública para el resto del mercado, constituye una discriminación indebida en perjuicio del cliente ancla, pues representa transferir al resto de usuarios el beneficio del cliente ancla, pero no el riesgo que éste está tomando. Como la propia regulación lo indica, se podría ofrecer la misma tarifa convencional si los usuarios contaran con la misma capacidad de pago, firmaran al mismo plazo, reservaran la misma capacidad; en general tuvieran las mismas condiciones de contratación.

La regulación, de conformidad con el artículo 78 del Reglamento de las actividades a que se refiere el título tercero de la Ley de Hidrocarburos ("Reglamento"), permite que se puedan suscribir Tarifas Convencionales de largo plazo, como podrían ser resultado de un proceso de Licitación Pública desarrollado independiente a la determinación de la Tarifa Máxima por parte de la Comisión, lo cual incluso es un proceso llevado a cabo con independencia.

Por lo anteriormente descrito, se solicita de la manera más atenta eliminar de manera íntegra el numeral 35 "Tarifas provenientes de un proceso de Licitación Pública" establecido en el "Apartado VII. Tarifas bajo condiciones especiales", ya que contradice los lineamientos definidos en la Ley y el Reglamento, así como considerar que la Comisión podrá regular dichas tarifas como Tarifas Convencionales de largo plazo, conforme a lo que se establece en la disposición 36.2 fracción I del Anteproyecto.

### **Distinción entre modelo nivelado y quinquenal**

#### **OBSERVACIONES GENERALES**

Como establece la regulación vigente con relación a las tarifas de transporte y almacenamiento de gas natural es 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 (**Directiva de Tarifas**) el cual establece las disposiciones y las metodologías para determinar las tarifas máximas aplicables al **transporte, al almacenamiento y a la distribución de gas natural**.

Un elemento que se incorpora en el **Anteproyecto** que no está previamente descrito con detalle en la Directiva de Tarifas es la alternativa de optar entre dos **Modelos Tarifarios** para la determinación de tarifas. El 15.1 **Modelo Quinquenal** y el 15.2 **Modelo Nivelado**.

El **Modelo Nivelado** ha sido utilizado para la determinación de tarifas desde hace varios años, este esquema tarifario ha resultado relevante para facilitar la **estabilidad y continuidad en la prestación de servicios** para diversos gasoductos de gas natural. El Modelo Nivelado atiende una serie de preceptos y objetivos que están recogidas en diversas resoluciones mediante las que la CRE ha aprobado tarifas bajo dicho modelo, mismos que podrían reforzar el **Anteproyecto**.

Por lo que es conveniente incorporar en el Anteproyecto las características fundamentales del modelo nivelado para evitar ambigüedades para usuarios y permisionarios.

Estas características han sido relatadas por la CRE en diversas resoluciones y se enlistan a continuación para pronta referencia:

1. El resultado del flujo de efectivo deberá reflejar un requerimiento de ingresos nivelado, para recuperar los costos de la prestación del servicio de transporte o almacenamiento proyectados para todo el horizonte, la depreciación de la base de activos, los costos fijos y variables de administración, operación y mantenimiento, así como una rentabilidad razonable y una estimación de impuestos con la tasa del impuesto sobre la renta vigente al momento de la aprobación del modelo nivelado.
2. El horizonte se deberá seccionar en quinquenios y para cada periodo quinquenal se determinará de igual manera, utilizando el mismo modelo de flujo de efectivo descontado inicialmente aprobado. Se tomarán como datos los costos de operación y mantenimiento, así como el requerimiento de ingresos autorizados en revisiones quinqueniales previas para los flujos correspondiente a los quinquenios transcurridos.
3. A efecto de que el modelo de flujo de efectivo descontado provea incentivos para la eficiencia en el desempeño operativo, las proyecciones de costos y gastos de administración, operación y mantenimiento para los periodos prospectivos podrán estar sujetas a revisión en cada periodo quinquenal.
4. A efecto de que el modelo de flujo de efectivo descontado exprese la realidad fiscal del país, las proyecciones de porcentaje de tasa impositiva podrán estar sujetas a revisión en cada periodo quinquenal.
5. La tarifa máxima tomará como valores fijos los elementos relativos a la tasa de rentabilidad y la tasa de cálculo de AFUDC durante todo el horizonte del modelo mencionado. Es decir, el costo de capital autorizado no estará sujeto a ajustes

durante los períodos subsecuentes a la aprobación de este modelo siempre y cuando la estructura de Deuda/Capital no cambie.

6. El modelo de flujo de efectivo descontado que será utilizado para determinar la tarifa máxima estará expresado en la moneda funcional que justifique el Permissionario en términos reales a la fecha de determinación de las tarifas.
7. Se revisará por única ocasión el valor real de activo inicial en la primera revisión quinquenal, y éste se tomará como fijo durante todo el horizonte del modelo y revisiones quinquenales subsecuentes, al igual que las proyecciones de depreciación anual y los valores netos resultantes de la base de activos inicial.
8. Se revisará por una única ocasión el valor de AFUDC en la primera revisión quinquenal, el cálculo provendrá del valor real de activo inicial realmente erogado y la tasa definida en el numeral 5 anterior. Posteriormente, se tomará como fijo durante todo el horizonte del modelo y revisiones quinquenales subsecuentes.
9. A efecto de proveer incentivos para la eficiencia en el desempeño operativo las inversiones de operación y mantenimiento para los períodos prospectivos deberán estar alineadas con el horizonte temporal del modelo, asimismo estarán sujetas a revisión en cada periodo quinquenal. Así también, en caso de que el sistema de almacenamiento o transporte requiera de inversiones de mantenimiento, estas inversiones incrementales podrán ser incorporadas o modificadas en las revisiones quinquenales subsecuentes en el modelo referido anteriormente.
10. La tarifa máxima resultante deberá estar expresada en pesos constantes a la fecha de otorgamiento de las tarifas. Y estarán sujetas a las actualizaciones anuales de manera acumulativa, conforme a la fórmula de actualización por inflación de las presentes DACG.

Adicionalmente, el Anteproyecto omite atender lo siguiente:

- I. El horizonte temporal es equivalente a la vigencia del permiso. Esto está incluido en la definición del Modelo Nivelado, así como en la disposición 15.2.3, pero podría ser diferente en caso de una **extensión de la vigencia de los permisos o bien ser propuesto por el Permissionario con la debida justificación**.
- II. El Anteproyecto no precisa el tratamiento que se le dará al Modelo Nivelado en caso de que sea necesario realizar una **extensión o ampliación** del sistema permissionado de transporte o almacenamiento – por solicitud del mercado, que constituya un incremento de capacidad en beneficio del mercado, por algún cambio en ley o por cualquier razón que resulte válida desde un punto de vista técnico y económico–.
- III. Una de las principales atribuciones para desarrollar un Modelo Nivelado es que permite definir una **tasa de retorno fija** para el proyecto, lo que brinda certidumbre sobre los costos de largo plazo que enfrentará el proyecto. Esto a su vez es un aliciente que permite a los proyectos obtener mejores tasas de apalancamiento, en beneficio de los usuarios.

El anteproyecto refiere en las secciones 15.2.2 y 15.2.3 que la tarifa nivelada permitirá para obtener flujos de efectivo que resulten en un valor presente nulo bajo una tasa de descuento igual al costo promedio ponderado del capital, pero no precisa que la tasa de retorno sea fija.

- IV. El Anteproyecto no permite **migrar** de un Modelo Nivelado a un Modelo Quinquenal. Sin embargo, es posible que existan casos en que sea en beneficio a los usuarios y que los permisionarios estén en posibilidad de realizar un cambio entre modelos.
- V. De hecho, el Anteproyecto no establece cuándo deberá tomarse la decisión correspondiente a la selección del modelo tarifario.
- VI. El Anteproyecto asume que se trata totalmente de una situación alternativa. Sin embargo, resulta pertinente evaluar la posibilidad de que los permisionarios sometan a consideración de la Comisión esquemas en donde **existan activos bajo ambos modelos**, por alguna de las siguientes alternativas:
  - Podría existir un **factor de utilización de la capacidad (menor al 1) en un modelo nivelado**, lo que implica que el resto de la capacidad puede recibir una tarifa por **modelo quinquenal**;
  - O bien **un Permiso en el que existan diferentes trayectos, definiendo cada trayecto bajo modelo quinquenal o modelo nivelado**.

Esto permitirá una mayor flexibilidad a usuarios y permisionarios, facilita la obtención de financiamiento para extensiones y ampliaciones y propicia la creatividad para ofrecer nuevos y diversos servicios de transporte y almacenamiento.

El grado incremental de complejidad de la derivación tarifaria producto de las sugerencias anteriores es menor que los beneficios que pueden recibir los usuarios, tanto en calidad de servicios como en eficiencia de costos. Dicho de otro modo, los modelos Nivelado y Quinquenal pueden convivir.

#### Propuestas:

Tomando en consideración lo anteriormente descrito se sugiere contemplar la siguiente redacción al Anteproyecto:

*4.4. A solicitud del Permisionario las Tarifas Máximas podrán calcularse bajo un Modelo Quinquenal o un Modelo Nivelado de acuerdo con la Disposición 15.1 y 15.2, respectivamente, de las presentes DACG. ~~No podrá haber cambios de modelo de evaluación (Quinquenal y Nivelado)~~ Los Permisionarios podrán solicitar cambios entre los modelos siempre que este cambio resulte en un beneficio no indebidamente discriminatorio a los usuarios y se reflejen cambios ineludibles a la regulación o a las condiciones de mercado debidamente justificados.*

15.1.6. En caso de que un Permisionario de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural que haya optado por el Modelo Quinquenal proponga una extensión o ampliación del Sistema, ésta podrá incorporarse al modelo vigente, o bien podrá materializarse mediante una tarifa derivada de un Modelo Nivelado independiente, en cuyo caso, el Permisionario deberá atender lo previsto en la Disposición 15.2 siguiente.

15.2.1. La Comisión llevará a cabo la aplicación del Modelo Nivelado de conformidad con el Modelo de Flujo de Caja Descontado, a partir de un Estado de Resultados Proforma y un flujo neto de efectivo que incorporan la información del Requerimiento de Ingresos que propicien una tasa de retorno fija para toda la vigencia del permiso.

15.2.3 El horizonte temporal comprendido para determinar los flujos de efectivo dentro del Modelo Nivelado, será equivalente a la vigencia del permiso de Transporte o Almacenamiento de Gas Natural expresada de manera mensual, pudiéndose extender en caso de una modificación a la duración del permiso.

15.2.4 En caso de que un Permisionario de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural proponga una extensión o ampliación del Sistema, ésta podrá incorporarse al Modelo Nivelado vigente o un Modelo Nivelado independiente, o podrá materializarse mediante una tarifa derivada de un Modelo Quinquenal, en cuyo caso, el Permisionario deberá atender lo previsto en la Disposición 15.1 anterior.

15.2.5 El modelo nivelado implicará las siguientes características para efectos de la derivación tarifaria:

- a. El resultado del flujo de efectivo deberá reflejar un requerimiento de ingresos nivelado, para recuperar los costos de la prestación del servicio de transporte o almacenamiento proyectados para todo el horizonte, la depreciación de la base de activos, los costos fijos y variables de administración, operación y mantenimiento, así como una rentabilidad razonable y una estimación de impuestos con la tasa del impuesto sobre la renta vigente al momento de la aprobación del modelo nivelado.
- b. El horizonte se deberá seccionar en quinquenios y para cada periodo quinquenal se determinará de igual manera, utilizando el mismo modelo de flujo de efectivo descontado inicialmente aprobado. Se tomarán como datos los costos de operación y mantenimiento, así como el requerimiento de ingresos autorizados en revisiones quinqueniales

previas para los flujos correspondiente a los quinquenios transcurridos.

- c. A efecto de que el modelo de flujo de efectivo descontado provea incentivos para la eficiencia en el desempeño operativo, las proyecciones de costos y gastos de administración, operación y mantenimiento para los períodos prospectivos podrán estar sujetas a revisión en cada periodo quinquenal.
- d. A efecto de que el modelo de flujo de efectivo descontado exprese la realidad fiscal del país, las proyecciones de porcentaje de tasa impositiva podrán estar sujetas a revisión en cada periodo quinquenal.
- e. La tarifa máxima tomará como valores fijos los elementos relativos a la tasa de rentabilidad y la tasa de cálculo de AFUDC durante todo el horizonte del modelo mencionado. Es decir, el costo de capital autorizado no estará sujeto a ajustes durante los períodos subsecuentes a la aprobación de este modelo siempre y cuando la estructura de Deuda/Capital no cambie.
- f. El modelo de flujo de efectivo descontado que será utilizado para determinar la tarifa máxima estará expresado en la moneda funcional que justifique el Permisionario en términos reales a la fecha de determinación de las tarifas.
- g. Se revisará por única ocasión el valor real de activo inicial en la primera revisión quinquenal, y éste se tomará como fijo durante todo el horizonte del modelo y revisiones quinquenales subsecuentes, al igual que las proyecciones de depreciación anual y los valores netos resultantes de la base de activos inicial.
- h. Se revisará por una única ocasión el valor de AFUDC en la primera revisión quinquenal, el cálculo provendrá del valor real de activo inicial realmente erogado y la tasa definida en el numeral 5 anterior. Posteriormente, se tomará como fijo durante todo el horizonte del modelo y revisiones quinquenales subsecuentes.
- i. A efecto de proveer incentivos para la eficiencia en el desempeño operativo las inversiones de operación y mantenimiento para los períodos prospectivos deberán estar alineadas con el horizonte temporal del modelo, asimismo estarán sujetas a revisión en cada periodo quinquenal. Así también, en caso de que el sistema de almacenamiento o transporte requiera de inversiones de mantenimiento, estas inversiones incrementales podrán ser incorporadas o modificadas en las revisiones quinquenales subsecuentes en el modelo referido anteriormente.

j. La tarifa máxima resultante deberá estar expresada en pesos constantes a la fecha de otorgamiento de las tarifas. Y estarán sujetas a las actualizaciones anuales de manera acumulativa, conforme a la fórmula de actualización por inflación de las presentes DACG.

### Reconocimiento de activos depreciados

16.3 El Permisionario podrá solicitar el reconocimiento de los activos que continúen en operación y cuyo valor contable neto sea cero, conforme a las vidas útiles y tasa de depreciación aprobadas, para lo cual deberá presentar, de manera enunciativa más no limitativa, la metodología que sostenga la solicitud, el dictamen que certifique la continuidad operativa del activo, así como cualquier otra información.

#### Análisis

##### Introducción

El Anteproyecto en la disposición 16.3 menciona que se “podrá solicitar el reconocimiento de los activos que continúen en operación y cuyo valor contable neto sea cero”, por tal razón las empresas que forman parte de esta Asociación Mexicana de Gas Natural reconocen el trabajo que la CRE realizó al incluirlo, sin embargo, las empresas consideran importante la inclusión de determinados parámetros específicos basados en las mejores prácticas internacionales para evitar trato diferenciado y otorgar certeza regulatoria.

##### Desarrollo

Actualmente la remuneración de las empresas de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural está basada en la aplicación de un requerimiento de ingresos, el cual está conformado de un rendimiento sobre la base de activos neta, una depreciación anual, costos de operación, mantenimiento y administración del año e impuestos.

Es importante recalcar que la depreciación anual está basada en una vida útil regulatoria vinculada a la operatividad de los sistemas o vida económica del activo, ahora bien, en el caso de que un sistema haya sido adecuadamente mantenido y pueda continuar operando de manera segura, trae beneficios económicos al mercado.

Sin embargo, el seguir operando este tipo de activos debe tener un incentivo y sobre todo capturar la existencia de riesgos y responsabilidades asumidas por las empresas quienes deben afrontar problemáticas asociadas a la operación y mantenimiento de los mismos, vinculados a:

- Juicios de proveedores, clientes y trabajadores (daños de equipamientos, accidentes, impacto ambiental, etc.); entre otros.

- Riesgos comerciales asociados a la prestación del servicio (restricciones de flujo, desbalances operativos, desempaque del sistema, incumplimiento de pago, etc.).
- Eventos climatológicos (lluvias intensas, temperaturas extremas, etc.);
- Cambios regulatorios (mayor exigencia en los niveles de calidad de servicio, por ej.);
- Riesgo país (riesgo que refleja las condiciones de rentabilidad para inversiones en México). Entre otros.

En ese sentido, el permisionario continúa asumiendo riesgos derivados de la prestación del servicio sin estar relacionados con los gastos de operación. Por lo que dichos riesgos deben traducirse en un rendimiento que incentive a no sustituir el activo por uno nuevo.

Por lo anterior, la AMGN propone utilizar la misma metodología de rendimiento de CAPM<sub>1</sub> y que los permisionarios reciban un rendimiento asociado a una actividad económica específica por mantener activos totalmente depreciados pero que continúan operando de manera eficiente y segura.

## Prácticas internacionales

Existen reguladores de otros países que:

1. establecieron mecanismos de compensación en los que algunos adoptaron un análisis económico para definir el nuevo valor del bien; así como,
2. se enfocaron en los riesgos que se continúan asumiendo al operar los activos completamente depreciados.

La Asociación Mexicana de Gas Natural realiza su propuesta tomando como base el modelo brasileño. Lo anterior, por ser el modelo que mejor se ajusta al marco regulatorio vigente de México, ya que la tasa de costo de capital propio es calculada a través del método CAPM, y la adapta a la regulación mexicana.

El Modelo toma como premisa fundamental dar una remuneración para el bien cuyo valor contable neto sea cero, pero bajo condiciones eficientes y seguras de operación, de manera tal que le genere al permisionario una utilidad que iguale el costo de oportunidad de reponer el mismo; de tal suerte que al permisionario le sea indiferente mantener o reemplazar un activo totalmente depreciado, lo cual implica reducciones en la tarifa y con ello beneficios a los usuarios. Dado que se incentiva el tener los activos en uso.

## Costo de oportunidad.

La propuesta metodológica considera el término económico del “costo de oportunidad” partiendo del hecho de que los recursos son escasos y limitados. Por lo tanto, el costo de oportunidad debe entenderse como el costo de la inversión de los recursos disponibles a costa de la mejor inversión alternativa disponible, o también el valor de la mejor opción no realizada.

En ese sentido, cuando un inversionista se encuentra evaluando sus opciones de inversión debe considerar el valor de aquello a lo que renuncia por decidir priorizar o realizar otro proyecto de inversión.

Por ello, cuando se trata de activos cuyo valor contable neto es cero pero operativamente funcionales, se debe considerar que el permisionario valora la posibilidad de reemplazar el activo depreciado por uno nuevo que le genere un rendimiento igual al anteriormente aprobado.

Resulta importante destacar que la Propuesta Metodológica considera el concepto de “Segunda Base de Remuneración Regulatoria”, el cual sostiene que para bienes mantenidos correctamente y que se encuentran operando bajo condiciones de diseño y seguridad, pueden ampliar el horizonte de la vida útil regulatoria inicialmente estimada, dado que se encuentran en un estado adecuado para brindar el servicio a los usuarios y, por lo cual, pueden ser considerados como una segunda base de activos funcionales de los sistemas.

En esta segunda vida útil remanente, la Asociación Mexicana de Gas Natural sugiere a la CRE sea asignada con base en un estudio técnico elaborado por un tercero independiente experto en el sector energético, que evalúe las condiciones operativas, su estado de conservación, su nivel de operación exigido, las prácticas de mantenimiento, nivel de antigüedad y desgaste físico.

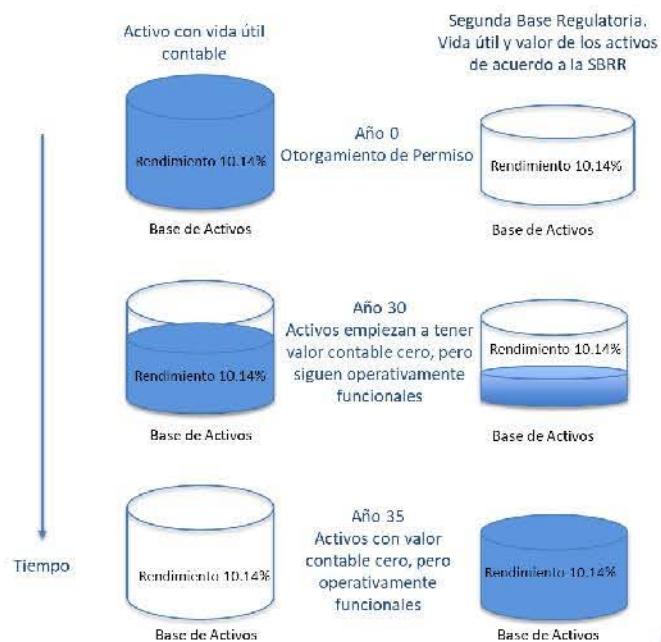
## Propuesta

Por lo anteriormente descrito, la AMGN propone incluir en el punto 16.3 del anteproyecto las antes citado y las siguientes consideraciones para la metodología de reconocimiento de activos depreciado, ya que el mecanismo propuesto se adapta a la regulación sectorial de México, considerando:

1. Una metodología de cálculo de ingreso requerido basada en lo actualmente utilizado por la Comisión (rendimiento sobre la base de activos, una depreciación anual, costos de operación, mantenimiento y administración del año e impuestos).
2. Dado que la base de activos es cero, se tomará como base de activos (SBRR) regulada el valor adquisición actualizado de los activos (considerando el valor de reemplazo validado por un tercero independiente).

3. Se aplicará un rendimiento por los riesgos asumidos inherentes a los activos cuyo valor contable neto es cero, lo cual beneficia a los usuarios, dado que los incrementos en las tarifas serían menores.

Ejemplo de base de activos con vida útil contable que pasan a Segunda Base de Remuneración Regulatoria



### Gastos corporativos

A este respecto, la CRE en la disposición 18.7 del Anteproyecto indica:

***"La Comisión autorizará el monto de los gastos corporativos totales para cada grupo de interés económico, para lo cual el Permissionario solicitante deberá entregar la documentación que justifique el monto solicitado tal como Estados Financieros Dictaminados, contratos, presupuestos facturas, entre otros".***

Esta disposición estaría contraviniendo el artículo 77 párrafo tercero del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, donde se menciona que:

*“...Para cada actividad, la Comisión establecerá la regulación de contraprestaciones, precios o tarifas, la cual además de prever las fracciones I y II del artículo 82 de la Ley, tomará en cuenta los principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria objeto del presente Reglamento y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y que protejan los intereses de los usuarios...”* [Énfasis añadido]

Al respecto es fundamental recordar que un grupo económico puede tener diversas líneas de negocio y por lo tanto la contradicción proviene del hecho de que la Comisión no cuenta entonces con la facultad de regular todas las actividades de los grupos económicos, sino únicamente aquellas que están contenidas en su marco regulatorio, es decir los artículos 48 de la Ley de Hidrocarburos y 12 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Adicionalmente se contravendría también el Objetivo y el Ámbito de aplicación del propio Anteproyecto, ya que estaría aplicando la regulación tarifaria de Transporte por medio de ductos a permisionarios de otras actividades reguladas por la Comisión como distribución de gas natural por medio de ductos; o bien aplicando la regulación tarifaria a líneas de negocio que no son sujetas a esta como la comercialización de gas natural (entre otras).

Es decir, se estaría aplicando un instrumento regulatorio en cuyo objetivo se describe “...definir el esquema básico de lineamientos contables relativos a la prestación de los Servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural realizado por los Permisionarios de la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión)”. [Énfasis añadido] a diferentes actividades.

Efectivamente, aún en el supuesto de que una empresa o grupo económico tuviera actividades económicas únicamente reguladas por la CRE, no todas ellas están sujetas a regulación económica, como puede ser la comercialización o la generación eléctrica y por lo tanto, no está facultada para conocer, analizar y resolver sobre esta información.

Por lo que se solicita a la CRE delimitar la aplicación del Anteproyecto a la actividad objeto de este Anteproyecto, ya que un Grupo de Interés Económico, como es de conocimiento de la Comisión, puede estar conformado por permisionarios o empresas de diversas actividades económicas y que no estarían sujetos al cumplimiento de este instrumento regulatorio.

## 21.1 Prorrateo de activos, costos y gastos

La disposición 18.8 del Anteproyecto establece que:

*“Los Permisionarios deberán entregar a la Comisión la documentación que detalle los prorratoeos efectuados en los gastos corporativos, conforme al Apartado 10 del*

*Anexo II Criterios Contables para la Actividad de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural".*

Al respecto, el Anexo II del Anteproyecto, "Criterios contables para la actividad de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural", en su disposición 10.1 establece.

**"Los Permisionarios que operen diversos sistemas y servicios efectuarán prorratoeos de los activos, costos y gastos corporativos o comunes entre dichos sistemas y servicios. Los solicitantes y los Permisionarios deberán justificar ante la Comisión su clasificación de activos, costos y gastos comunes asignados al Permisionario solicitante, distinguiendo por tramos, servicios y clasificándolos conforme a las cuentas descritas en el presente Anexo". [Énfasis añadido].**

En este sentido se identifica que la CRE mantiene en esencia la redacción de la Directiva de Contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 vigente, misma que menciona en el apartado B el prorratoeo de costos y gastos, adicionando con el Anteproyecto de DACG, los activos y la distinción por tramos, servicios y cuentas contables.

La CRE también indica en la disposición 10.2 del Anexo II del Anteproyecto que.

**"Los costos y gastos corporativos o comunes deberán ser prorratoeados con base en la ponderación que se deriva de la participación de los ingresos por sistema y por servicio en el ingreso total",** añadiendo en la disposición 10.3 "No obstante, lo dispuesto en el numeral anterior, los solicitantes y los Permisionarios **podrán utilizar alguno de los siguientes criterios de ponderación:** I. La participación del valor de los activos utilizados en una actividad respecto al total de activos; II. La participación de la utilidad bruta obtenida en una actividad respecto a la utilidad bruta total. III. Características físicas de los sistemas tales como longitud o capacidad."

Así mismo, se identifica que en la disposición 10.4 del Anexo II del Anteproyecto, la CRE establece "Para efectos del numeral anterior, los solicitantes y los Permisionarios deberán demostrar ante la Comisión a través de soporte documental que valide el prorratoeo realizado para cada cuenta, **que la aplicación de alguno de estos criterios es más adecuada para prorratoear los costos y gastos comunes que el criterio establecido en el numeral 10.2**" [Énfasis añadido], lo cual no refleja certeza jurídica para los permisionarios ya que no se establece un criterio por el cual la CRE podría aceptar que dicha propuesta sea admitida. Si bien, cualquiera de las opciones, como el nivel de ingresos, el valor de los activos o las características físicas entre los permisos podrían parecer criterios aceptables, el Permisionario deberá presentar los criterios que mejor reflejen las particularidades de los permisos que opera.

Por ejemplo, se podría generar una distorsión para los permisionarios que estén operando sistemas integrados al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y no integrados, es decir, un permiso integrado podría representar un ingreso por el total de la capacidad que gestiona el SISTRANGAS y le correspondería asignarle un mayor monto de costo corporativo versus un permiso no integrado cuyos costos de gestión son mayores versus el sistema integrado.

Es decir, los distintos proyectos o actividades que desarrollan los grupos económicos, incluso si todos son actividades en materia energética regulados por la CRE, enfrentan condiciones de riesgos, operativas o comerciales distintas y -en consecuencia- podrían enfrentar distintas necesidades de gastos OMA, entre los que podrían en consecuencia existir distintos niveles de gastos corporativos aplicables.

Por lo anterior, se solicita considerar que el criterio de asignación podrá tomar en cuenta criterios técnicos “y/o” económicos de los permisionarios, no sólo criterios económicos y no sólo criterios técnicos, sino incluso un criterio que considere una proporción de ambos tipos de criterios (a manera de ejemplo, un criterio podría ser el uso de factores como la capacidad de los sistemas y los ingresos). Se solicita precisar qué considerará la CRE como una “la aplicación... de criterios ...más adecuada” para aceptar la propuesta de un permisionario (ejemplo: variables económicas o técnicas relacionadas con el activo, costo o gasto a prorrtear) e indicar si el criterio aceptado por la CRE debe mantenerse fijo durante el quinquenio o si se podrá modificar cada año (por ejemplo: con variables del año anterior). En todo caso, se sugiere a la CRE que reconozca que las condiciones de los grupos económicos pueden llevarle a asignar proporciones distintas a sus distintos activos, mismos que podrán ser justificados, en su caso.

#### **Reconocimiento de inflación en la base de activos**

El Reconocimiento de inflación en la base de activos está contemplado en dos puntos distintos dentro del Anexo II Criterios contables para la actividad de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural:

- a. Disposiciones 3.9 Métodos de reexpresión, y
- b. Disposición 5 Inflación en los Estados Financieros Dictaminados.

*Definiciones.*

3.9. *Métodos de reexpresión: la metodología que el Permisionario utilizará para la reexpresión de los Estados Financieros Dictaminados de conformidad con la NIF-B10 y lo siguiente:*

- a. *En un entorno inflacionario, deben reconocerse 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.*

## 5. Inflación en los Estados Financieros Dictaminados.

5.1 *Los Permisionarios deberán reconocer los efectos de la inflación en los Estados Financieros Dictaminados que presenten a la Comisión.*

5.2 *Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Permisionarios aplicarán el Método de re expresión, dependiendo del tipo de entorno en el que operan de acuerdo con lo establecido en la NIF B-10.*

5.3 *Para efecto de estos Criterios Contables, se considerará lo establecido en la NIF B-10 sobre que el entorno es inflacionario cuando la inflación acumulada de los 3 (tres) ejercicios anuales anteriores es igual o superior que el 26% (veintiséis por ciento) o el promedio anual del 8% (ocho por ciento) o en su defecto a la norma que la reemplace.*

5.4 *Al inicio de cada periodo contable, los Permisionarios deberán analizar si hubo cambio del entorno económico en el que opera; ante la confirmación, los Usuarios atenderán las normas de reconocimiento contable establecidas en la NIF B-10, así como, las normas de revelación aplicables al entorno económico.*

5.5 *Ante el cambio de un entorno económico no inflacionario a uno inflacionario, se establece que deben reconocerse los efectos acumulados de la inflación no reconocida en los periodos en los que el entorno fue calificado como no inflacionario. Con base en la NIF B-1, Cambios Contables y correcciones de errores, dicho reconocimiento de contabilidad inflacionaria debe hacerse de manera retrospectiva. Los Usuarios deberán observar, los lineamientos que, en su caso, emita el CINIF y que establecerán el número de años que el Permisionario deberá reconocer como efectos acumulados de la inflación.*

## OBSERVACIONES GENERALES

A nivel macroeconómico, la inflación es la causa del aumento de los precios de bienes y servicios en un periodo de tiempo, o lo que es lo mismo, la disminución del valor del dinero con respecto a la cantidad de bienes y servicios a comprar con él.

Para medir la inflación, los países realizan el cálculo de un índice —el índice inflacionario— para identificar la evolución de la inflación en el tiempo. Por simplicidad utilizaremos en este documento el término inflación para ambos, puesto que no se prevé mayor potencial de confusión.

El efecto que mide la inflación es la pérdida del poder adquisitivo del dinero. Es decir, producto de la inflación el dinero cada vez valga menos.

La finalidad del Boletín B-10 y la NIF B-10, previamente referidos en el Anteproyecto, es hacer una comparativa de la situación financiera y los resultados del ejercicio en un entorno inflacionario para, de este modo, presentar las cifras del ejercicio inmediato anterior.

Cabe hacer mención que el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera A. C. (CINIF) emitió las **Mejoras a las Normas de Información Financiera 2023** (Mejoras a las NIF 2023) como parte de su proceso de actualización de las NIF. En particular se realizó una mejora a la **NIF B-10, Efectos de la inflación**, derivado de los comentarios recibidos respecto a que ha generado confusión la referencia, al promedio anual de inflación del 8% para considerar que el entorno económico es inflacionario, cuando en realidad lo que se debe tomar en cuenta es si la inflación acumulada de los tres ejercicios anuales anteriores es igual o superior al 26%; el CINIF decidió eliminar dicha referencia y modificar los párrafos IN9 inciso d), 3B y BC7, de la siguiente manera:

#### Párrafo 3B

*Para efectos de esta norma, se considera que el entorno es inflacionario cuando la inflación acumulada de los tres ejercicios anuales anteriores es igual o superior que el 26% (promedio anual de 8%) y, además, de acuerdo con los pronósticos económicos de los organismos oficiales, se espera una tendencia en ese mismo sentido.*

#### Párrafo BC7

*El CINIF consideró válidos dichos puntos de vista y decidió establecer sólo dos entornos económicos: a) Inflacionario, cuando la inflación es igual o mayor que el 26% acumulado en los tres ejercicios anuales anteriores (promedio anual de 8%); y b) no inflacionario, cuando la inflación es, en dicho periodo, menor que el 26% acumulado.*

Pues bien, es momento de dirigir este análisis ahora al Anteproyecto.

Es importante tener en cuenta que las actividades de Transporte y Almacenamiento de gas natural corresponden a negocios regulados bajo el esquema *Price-Cap* o *Tarifas máximas*, las cuales no están definidas en un entorno de libre competencia y más bien están altamente vinculadas en función de la base de activos del permiso de que se trata.

Si la regulación no permitiera reflejar los efectos inflacionarios en la base de activos, **existiría una fuerte afectación a los permisionarios, toda vez que el ingreso que obtenga por tarifas resultantes irá perdiendo valor a lo largo del tiempo.**

En consecuencia, financieramente, **una tarifa que no reconoce el efecto de la inflación en la base de activos no permite al permisionario obtener la verdadera recuperación del capital invertido.**

La regulación *Price Cap*, dentro de sus características operacionales, considera las actualizaciones anuales por el índice de precios al consumidor, mismo que se ve reflejado en el Anteproyecto en su apartado V. Ajuste Anual de Tarifas Máximas. Resultaría inconsistente entonces, que al momento de realizar la revisión quinquenal no se permitiera reflejar los efectos inflacionarios en la base de activos que es parte del cuadro de retribución para determinación de tarifas máximas.

Si bien, al parecer la Comisión determina en el apartado 5.5 del ANEXO II que, ante el cambio de un entorno económico no inflacionario a uno inflacionario, se establece que con base a la **NIF**

**B-1 Cambios Contables** se deben reconocerse los efectos acumulados de la inflación no reconocida de manera retrospectiva. Lo cual permitiría a los permisionarios reconocer estos efectos para re expresar su base de activos.

Es de hacer notar y resaltar que el último cambio de entorno económico se dio en 2002, y a la fecha se ha mantenido un escenario no inflacionario, como se puede apreciar en la Tabla 1. Inflación México Histórica que muestra el comportamiento de las tasas de inflación de 1998 a 2022.

Tabla 1. Inflación México Histórica

AÑO	TASA DE INFLACIÓN	INFLACION ACUMULADA ULTIMOS 3 AÑOS	ENTORNO ECONOMICO NIF B-10
1996	27.70		
1997	15.72		
1998	18.61	75.28%	Inflacionario
1999	12.32	54.17%	Inflacionario
2000	8.96	45.16%	Inflacionario
2001	4.40	27.77%	Inflacionario
2002	5.70	20.24%	NO inflacionario
2003	3.98	14.74%	NO inflacionario
2004	5.19	15.61%	NO inflacionario
2005	3.33	13.02%	NO inflacionario
2006	4.05	13.09%	NO inflacionario
2007	3.76	11.56%	NO inflacionario
2008	6.53	15.01%	NO inflacionario
2009	3.57	14.48%	NO inflacionario
2010	4.40	15.19%	NO inflacionario
2011	3.82	12.26%	NO inflacionario
2012	3.57	12.26%	NO inflacionario
2013	3.97	11.80%	NO inflacionario
2014	4.08	12.08%	NO inflacionario
2015	2.13	10.52%	NO inflacionario
2016	3.38	9.87%	NO inflacionario
2017	6.77	12.71%	NO inflacionario
2018	4.83	15.69%	NO inflacionario
2019	2.83	15.09%	NO inflacionario
2020	3.15	11.19%	NO inflacionario
2021	7.38	13.88%	NO inflacionario
2022	7.82	19.40%	NO inflacionario

Es consecuencia, la redacción actual del Anteproyecto genera incertidumbre y riesgos a los permissionarios y sus inversiones realizadas, lo cual podría incluso generar rezagos en el desarrollo de infraestructura de Almacenamiento y Transporte de gas natural desincentivando la generación de proyectos nuevos.

## SUGERENCIAS

Por lo anteriormente descrito, se solicita de la manera más atenta modificar el Anteproyecto para incorporar lo siguiente:

### 5. *Inflación en los Estados Financieros Dictaminados.*

1.1 Los Permissionarios deberán reconocer los efectos de la inflación en los Estados Financieros Dictaminados que presenten a la Comisión a una fecha base.

*1.2 Los Permisionarios deberán reconocer los efectos de la inflación en las bases de activo que presenten a la Comisión a una fecha base.*

*1.3 Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Permisionarios aplicarán el Método de re expresión establecido en la NIF B-10 con independencia del tipo de entorno en el que operan.*

### Vida útil de los activos

La Comisión enlista las vidas útiles que serán aceptadas para diversos activos regulados; sin embargo, éstas están siendo limitadas a la vigencia del Período cuando actualmente existen activos con vidas útiles aprobadas superiores y distintas a las consideradas para las tarifas.

Se sugiere que ese órgano regulador base los fundamentos de las vidas útiles en las normas de información financiera (las cuales establecen que las entidades pueden tener diferentes vidas útiles de conformidad con la expectativa de cada activo) asimismo, sea tomado en cuenta las condiciones técnicas que mencione el fabricante.

Asimismo, la propia Ley de Hidrocarburos establece la posibilidad de ampliar la vigencia de un permiso de transporte por 15 años adicionales, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos. En consecuencia, esta interferencia sobre la vida útil de los activos no hace sino incrementar la incertidumbre a que ya existe en múltiples permisionarios sobre el tratamiento que se dará a infraestructura después de concluida la vigencia de los permisos y más allá, esto representa una inconsistencia respecto a dicha Ley.

Adicionalmente podemos considerar que la depreciación considerada para el cálculo de la tarifa derivado de la vida útil de los activos no necesariamente debe estar alineada a la vigencia de los contratos actuales o permisos del Permisionario, ya que con base a lo anterior y considerando que también se tienen operaciones de base interrumpible que pueden tener plazos contractuales de varios años podría concluir que el activo productivo es susceptible de estar operando fuera de los contratos iniciales firmados.

La vida útil de los activos deberá estar sujeta a la evaluación y operación de cada sistema conforme a las normas contables aplicables.

Las empresas de transporte y almacenamiento de gas natural pueden constatar que existen distintas vidas útiles para diversos activos, mismas que van desde los 30 a los 50 años para el caso de los ductos e igualmente para otros tipos de activos existen

distintas vidas útiles dentro de la contabilidad de los permisionarios, sin contravenir la regulación contable y las prácticas internacionales reconocidas.

Lo mencionado anteriormente es variable entre empresas debido a que cada activo puede estar sujeto a mantenimientos y tratos distintos lo que en ocasiones genera una extensión de la vida productiva de los mismos; derivado de lo anterior deberían ser los Permisionarios quienes establezcan la vida útil aplicable a su lista de activos con su debida justificación técnica, justificación en términos de normatividad financiera y en términos de eficiencia en función de las características de cada tipo de activo.

Adicionalmente, el tener vidas útiles amplias que permitan operar el activo con seguridad beneficia al mercado ya que disminuye la tarifa y permite al permisionario tener certeza a plazo.

### Cargo por gas combustible y pérdidas operativas

La disposición 12.4 del Anteproyecto establece que el Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas estará sujeto a un límite máximo de 2% (dos por ciento) del Gas Natural transportado o almacenado. Asimismo, conforme a la definición establecida en la disposición 3.7 del Anteproyecto, dicho cargo permite recuperar el costo en que se incurre por gas no contabilizado y Pérdidas Operativas en el sistema, derivado de actividades de operación y mantenimiento y, en su caso, el costo del Gas Natural utilizado en las estaciones de compresión, es decir, el gas combustible.

De acuerdo con un estudio denominado “Evaluación del balance en el Sistema Nacional de Gasoductos”, realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo en 2012, a nivel mundial se han tenido diferencias de entre el 1 y 4% en el balance de los volúmenes en los sistemas de transporte por ducto de gas natural. Cabe mencionar que dicho estudio fue presentado por Pemex Gas y Petroquímica Básica, como parte de la documentación de evaluación de la Comisión Reguladora de Energía (“Comisión”), y referido en la resolución número RES/458/2012 de fecha 6 de diciembre de 2012, mediante la cual la Comisión aprobó el porcentaje de gas combustible aplicable al Sistema Nacional de Gasoductos para el año 2013. Considerando la información de dicho estudio, sólo del componente de Pérdidas Operativas se podría tener un porcentaje de hasta 4% del Gas Natural transportado.

En lo que respecta al gas no contabilizado, en este concepto influyen factores como los errores de medición, pérdidas operativas no contabilizadas como venteos, quema o fuga de gas, consumo de gas de instrumentos no medido, entre otros, los cuales, de acuerdo con las condiciones de operación, pueden afectar a favor (salidas > entradas) o en contra (entradas > salidas) en el balance de volumen/energía de un sistema de transporte de gas natural. Por ejemplo, solamente de medidores para transferencia de custodia, se

pueden tener error de medición de entre el 0.5 al 0.7% (ISO 17089-1 Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas. / AGA Report 9. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters), por lo que, incluyendo el error de medición de otros elementos de un sistema de medición, más cualquier otro de los factores anteriores de gas no contabilizado, este porcentaje puede subir significativamente.

Adicionalmente, el porcentaje de gas combustible que se requiera para operar turbo o moto compresores, depende del flujo comprimido o transportado, por lo que éste también puede ser variable y superar fácilmente el 2% por sí solo, si el flujo comprimido/transportado vs el consumo de combustible, es bajo. Por ejemplo, si el consumo de gas combustible de un turbo compresor es, por diseño, de 3 MMpcd y la capacidad de transporte del sistema es de 200 MMpcd, el porcentaje aplicable sería de 1.5%; pero, si el volumen transportado promedio real es de 100 MMpcd, el porcentaje real será de aprox. 3%. Esto se debe a que, aunque la potencia requerida por el turbo compresor sea menor, la reducción en el consumo de gas combustible es relativamente baja.

Es importante considerar también que, además del consumo requerido por los turbo o moto compresores para su operación, existen otros equipos que consumen gas para su operación, como: válvulas, actuadores, cromatógrafos, generadores, etc. Se ha observado que este consumo puede ser de hasta 20 a 30 MMpc por mes, según sea el caso.

Cabe mencionar que, hoy en día, el Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas se contempla en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de servicios de transporte y almacenamiento de gas natural (**DACG**). Conforme a la disposición 43.1 de las DACG, los Permisionarios podrán aplicar un cargo por el combustible necesario para la operación de las estaciones de compresión u otros aspectos operativos que podrá aplicarse en especie. También, la disposición 43.2 de las DACG señala un límite máximo del 2% del Gas Natural transportado o almacenado cuando se trate de un costo trasladable a los usuarios. Dicho costo trasladable se entiende como un monto en efectivo, pero no especie. Con base en lo anterior, es importante que la Comisión aclare si el límite máximo de 2% que se establece en el Anteproyecto se refiere al costo trasladable al usuario, para su pago en valor monetario, y, por lo tanto, que el Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas pudiera mayor, para su aplicación en especie.

Por lo anteriormente expuesto, y en tanto no se cuente con un estudio actualizado a nivel nacional e internacional, se sugiere establecer un límite máximo de 4% para las Pérdidas Operativas y no limitar el requerimiento de Gas Combustible, siempre que éstos últimos estén debidamente justificados.

Como segundo punto de preocupación, la disposición 12.6 del Anteproyecto establece que, para el cálculo del Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas, el

Permisionario enviará, de manera enunciativa más no limitativa, la información técnica y operativa histórica a fin de que la Comisión tenga elementos para su evaluación y determinación, incluyendo varios puntos de solicitud de información. En relación con el inciso I., la Comisión requiere que el Permisionario proporcione la cantidad de Gas Natural combustible utilizada mensualmente (autoconsumo) de cada uno de los equipos del Sistema, para los últimos 12 (doce) meses previos a la solicitud de aprobación del Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas, congruente con su máximo nivel de consumo. Al respecto, se sugiere incorporar la posibilidad de un periodo de evaluación histórica extendida, en caso de que:

- 2) no se haya autorizado al Permisionario un primer porcentaje que considerara un periodo superior a 12 meses,
- 2) que, por los tiempos de evaluación y respuesta de la Comisión, se solicitara una actualización de información en el cálculo al Permisionario, que hubiera dejado descubierto un periodo previo a los 12 meses requeridos en la actualización. Por ejemplo, en enero 2023, el Permisionario presenta el cálculo de su Cargo por Gas Combustible y Pérdidas Operativas, considerando un periodo de enero a diciembre 2022. Sin embargo, entre los tiempos de proceso de validación y revisión, la Comisión envía comentarios o retroalimentación hasta junio 2023, en la cual, solicita actualizar el periodo de evaluación a mayo 2022 – mayo 2023. Con dicha solicitud de información adicional, se deja afuera las potenciales pérdidas operativas y consumo de gas combustible de enero a abril 2022.

Adicionalmente, se sugiere permitir al Permisionario solicitar un ajuste con el que recupere en especie (porcentaje) o en efectivo (costo trasladable) las pérdidas históricas acumuladas (por consumo de gas combustible, pérdidas operativas y gas no contabilizado), siempre que éstas no hayan quedado cubiertas en una solicitud inicial o de actualización de este Cargo.

En relación al inciso VI. De la disposición 12.6 del Anteproyecto, en el que la Comisión requiere los diferenciales en empaques (considerando el empaque del inicio y el final del mes), diferencial de desbalances y liquidaciones en efectivo mensuales, es importante mencionar que el diferencial de desbalances normalmente es resultado pérdidas o ganancias en el balance de materia de un sistema, por lo que se sugiere no considerarlo en esta evaluación, ya que no tiene una contribución física, sino que es una consecuencia y su manejo está previsto en las prácticas prudentes de la industria, así como en los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio ("**TCPS**"), en cumplimiento a lo establecido en la disposición 15 de los Lineamientos para la elaboración de los TCPS, que constituyen el Anexo I de las DACG. En lo que respecta a liquidaciones en efectivo, éstas tampoco tienen una contribución física al balance de materia, pero si afectan el diferencial de desbalances y en potenciales pérdidas o ganancias para el Permisionario, por lo que se sugiere que tampoco sean consideradas en este Cargo por Gas

Combustible y Pérdidas Operativas, sino que funcionen como un costo trasladable o bonificación al usuario o, en su caso, que se compensen mediante compras o ventas de gas, lo cual normalmente se tiene previsto en los TCPS.

### Cargo por Uso de Almacenamiento

La forma en la que se determina el Cargo por Uso, dividiendo los costos variables que forman parte del Requerimiento de Ingresos entre el volumen de Gas Natural quinquenal proyectado de recepciones o entregas de Gas Natural con toda seguridad diferirá del volumen de gas natural realmente recibido por el Usuario y del costo real de los servicios variables, notablemente del costo de la electricidad. Estas diferencias pueden dar origen a financiamiento innecesario de parte del Usuario al Permisionario o viceversa.

El documento no considera el gas necesario para la operación del sistema ni el gas perdido o no contabilizado, conceptos asociados con la operación del sistema.

La propuesta tampoco considera los cargos y derechos pagaderos por la importación del GNL. En tanto estos cargos se originan directamente de la operación, podría argumentarse que son una especie de cargo por uso. Es necesario aclarar que el Usuario también es responsable por estos cargos.

Por lo anterior se hacen las siguientes propuestas:

Que el Permisionario pueda recuperar los costos operativos a través de un cargo tipo pass-through, que estaría compuesto del valor del servicio realmente pagado por el permisionario (electricidad, combustible) más un margen.

Incluir dentro de la DACG un porcentaje de gas para la operación del sistema. En este caso el Usuario deberá rembolsar en especie al Permisionario por el uso de combustible y por el Gas perdido o no contabilizado.

Aclarar que las cuotas portuarias, de atraque, de pilotaje, de agentes, impuestos directos e indirectos (incluyendo, pero sin limitarse al impuesto al valor agregado), derechos u otros cargos impuestos sobre los buque-tanques o sobre el GNL, deben ser pagados íntegramente por los Usuarios del Sistema.

## Anexo II Criterios contables para la actividad de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural

En el Anexo II del Anteproyecto se establecen los criterios contables para la actividad de transporte por ducto y Almacenamiento de gas natural. En la disposición 2.1 expone lo siguiente:

*2.1 Los criterios y lineamientos contables de los Permisionarios deberán ajustarse a la estructura básica que, para la aplicación de las NIF, definió el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), en la NIF A-1 "Estructura de las normas de Información Financiera".*

Asimismo, en las disposiciones 2.2 y 2.3, indica lo siguiente:

*2.2 De tal forma, los Permisionarios 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.*

*2.3 La normatividad de la Comisión a que se refiere el numeral anterior será a nivel de normas de reconocimiento, valuación, presentación y en su caso revelación, aplicables a rubros específicos dentro de los Estados Financieros Dictaminados de las entidades, así como de las aplicables a su elaboración.*

De conformidad con las disposiciones listadas anteriormente, se entendería que el objetivo del Anexo II del Anteproyecto es apegarse a los lineamientos establecidos por las NIF; sin embargo, si se profundiza en la revisión de dicho Anexo existen criterios que sobrepasan las atribuciones de la Comisión en materia contable o se contraponen con las NIF. En el marco conceptual de la NIF A-1 se especifica que la información financiera provee información general a través de los estados financieros, cuya finalidad es satisfacer las necesidades de la entidad y no pretende satisfacer necesidades particulares regulatorias.

Es entonces importante recalcar que la presentación, revelación y dictaminación de los Estados Financieros únicamente pueden responder a los criterios establecidos en la NIF vigentes, sus actualizaciones y/o modificaciones y no así a las particularidades que pudiera establecer la Comisión. Los auditores independientes no pueden emitir opiniones que se encuentren fuera de los lineamientos de las NIF.

Adicionalmente, la disposición 2.5 del mismo Anexo establece que, “*No procederá la aplicación de criterios de contabilidad, ni del concepto de supletoriedad, en el caso de operaciones que por legislación expresa no estén permitidas o estén prohibidas, o bien, no estén expresamente autorizadas por la Comisión a los Permisionarios de Transporte o Almacenamiento.*”; derivado de la naturaleza de las entidades económicas a las que pertenecen los sistemas de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, las cuales forman parte de corporativos con sedes en otros países; por lo que, la supletoriedad de normas nacionales o internacionales, en cuanto a la regulación contable, se debe permitir siempre y cuando no contravenga las NIF, éstas se podrán complementar o mejorar.

Al igual que en el Anteproyecto, en el Anexo II se retoma en la disposición 2.6 la solicitud de entrega de soporte documental para el reconocimiento de los activos en la Base de Activos Regulada, por lo que a la letra indica:

*2.6 Para efectos de considerar un activo como parte de la Base de Activos Regulada, los Permisionarios deberán comprobar ante la Comisión que dicho activo es de su propiedad, mediante evidencia documental que, para estos efectos, la documentación aceptable como evidencia incluya podrá ser:*

*I. Facturas en formato PDF y XML.*

*II. Para el caso de derechos de vía, el contrato correspondiente.*

A lo que se debe reiterar que bajo los criterios de la regulación por incentivos no cabe requerimientos de información de la índole como la que se plantea en la disposición 2.6; así también, la adquisición de activo o sólo está compuesto por facturas nacionales, también existen comprobantes extranjeros y otros costos incrementales de distinta naturaleza, como lo es conceptos de deuda e intereses, por lo que no se pude restringir a este tipo de requisitos para ser reconocido en la Base de Activos Regulada. A través de este tipo de solicitudes la Comisión incrementa la carga regulatoria a los Permisionarios, teniendo que aumentar el número de recursos dedicados a la preparación y entrega de la información solicitada, lo cual se verá reflejado en costos de operación directamente trasladables a los usuarios, siendo que toda la información financiera de las compañías es revisada por auditores externos conforme a las NIF.

Al abrir el espacio a revisión, implica que la CRE estará tomando criterios para aceptar o rechazar nuevos activos, mismos que no están claramente estipulados en el Anteproyecto.

Otras disposiciones de relevancia a ser discutidas corresponden a la 3.9 *Métodos de reexpresión*, y 5 *Inflación en los Estados Financieros Dictaminados*, mismas que establecen lo siguiente:

**3.9 Métodos de reexpresión:** la metodología que el Permisionario utilizará para la reexpresión de los Estados Financieros Dictaminados de conformidad con la NIF-B10 y lo siguiente:

- a. En un entorno inflacionario, deben reconocerse 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.

**5. Inflación en los Estados Financieros Dictaminados.**

5.1 Los Permisionarios deberán reconocer los efectos de la inflación en los Estados Financieros Dictaminados que presenten a la Comisión.

5.2 Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Permisionarios aplicarán el Método de reexpresión, dependiendo del tipo de entorno en el que operan de acuerdo con lo establecido en la NIF B-10.

5.3 Para efecto de estos Criterios Contables, se considerará lo establecido en la NIF B-10 sobre que el entorno es inflacionario cuando la inflación acumulada de los 3 (tres) ejercicios anuales anteriores es igual o superior que el 26% (veintiséis por ciento) o el promedio anual del 8% (ocho por ciento) o en su defecto a la norma que la reemplace.

5.4 Al inicio de cada periodo contable, los Permisionarios deberán analizar si hubo cambio del entorno económico en el que opera; ante la confirmación, los Usuarios atenderán las normas de reconocimiento contable establecidas en la NIF B-10, así como, las normas de revelación aplicables al entorno económico.

Derivado de la definición que se plantea en la disposición anterior, es necesario enfatizar que los Permisionarios están obligados a cumplir con regulación aplicable de conformidad con las NIF, es decir, únicamente aquéllas que por la naturaleza de sus actividades les sean aplicables, por lo que aquí se expone, la disposición 3.9 no podría ser de aplicabilidad general para los Permisionarios, siendo que muchos de ellos están obligados a revelar y presentar sus Estados financieros Dictaminados de acuerdo con la moneda funcional con la que operan, la cual en la mayoría de los casos es el dólar. En consecuencia, imponer como único método de reexpresión de conformidad con la NIF B-10 es incorrecto. Nuevamente, el Anteproyecto pone en imposibilidad a los transportistas.

Respecto de lo anterior, se considera que esta regla no es apropiada para un negocio regulado tarifariamente como el de transporte y almacenamiento de gas natural. En mercados no regulados la regla resulta inocua para fines de garantizar la viabilidad económico-financiera de las empresas, pues estas establecen sus precios en

condiciones de libre competencia y desvinculados de la revaluación o no de sus activos para fines contables. La regla en cambio tiene su razón de ser de conformidad con las NIF, precisamente, para fines contables y de revelación.

En el caso de las actividades reguladas desaparece dicha inocuidad, pues las tarifas que pueden cobrar los regulados en cada Periodo Regulatorio sí se vinculan directamente al valor de la base neta de activos fijos, la cual además resulta aportar la mayor proporción del requerimiento de ingresos.

Si el Permisionario no puede revalorar su base de activos fijos considerando los efectos de la inflación, el ingreso que obtenga por tarifas irá perdiendo a lo largo del tiempo el poder adquisitivo que equivalga a la completa recuperación del capital invertido. En otras palabras, en un momento remoto en el tiempo habrá invertido una cantidad que no se corresponde en valor adquisitivo al ingreso que obtiene posteriormente. En pocas palabras, habrá invertido en un negocio perdedor. Asimismo, este tipo de lineamientos desfavorece el desarrollo de la infraestructura actual y la generación de nuevos proyectos.

Considerar los efectos del poder adquisitivo es tan relevante que la CRE admite que las tarifas se ajusten por inflación a lo largo de los Periodos Regulatorios. Resulta inconsistente reconocer ajustes por inflación intraquinquenales (anuales), pero no interquinquenales y reconocer porcentajes pesos/dólar en el requerimiento de ingresos, si en la base de activos, que es un elemento esencial para la determinación de rendimientos y depreciación, únicamente se ajusta por inflación en México.

La revaluación de los activos es una técnica ampliamente utilizada en regulaciones europeas, por ejemplo: en Austria los activos se reevalúan como los costos históricos indexados por la inflación hasta el 2020. Las inversiones posteriores se remuneran con un WACC nominal. En Francia, el valor histórico de los activos se revalúa anualmente en función de la inflación. En Reino Unido, utilizan el índice de precios al consumidor para revaluar sus activos de forma anual. El regulador irlandés utiliza el costo de adquisición actualizado por inflación para revaluar los activos. Pasa lo mismo en Italia, Letonia, Rumanía y Suecia.

Finalmente, en la disposición 7. *Vida útil inicial de los Activos*, la Comisión lista las vidas útiles que serán aceptadas; sin embargo, éstas están siendo limitadas a la vigencia del Permiso cuando actualmente existen activos con vidas útiles aprobadas superiores y distintas a las establecidas en el Anexo II. Asimismo, la propia Ley de Hidrocarburos establece la posibilidad de ampliar la vigencia de un permiso de transporte 15 años, previo cumplimiento de ciertos requisitos, por lo que genera incertidumbre a todos los permisionarios el tratamiento que se dará a infraestructura después de transcurridos 30 años y representa una inconsistencia respecto a dicha Ley.

La vida útil de los activos está sujeta a la evaluación y operación de cada sistema, por lo que son los Permisionarios quienes deberán establecer la vida útil aplicable a su lista de activos con su debida justificación técnica y en términos de eficiencia en función de las características de cada tipo de activo.

### **Eliminación de derechos:**

#### **Ajuste Anual por Inflación**

Si bien el Anteproyecto mantiene en su apartado V el derecho a ajustar a partir del segundo año de cada Periodo Quinquenal los cargos que componen las Tarifas Máximas aplicables anualmente, en el Anteproyecto se observa que se **propone eliminar el criterio de afirmativa ficta para la aprobación de los ajustes** (la disposición respectiva está ausente). Esta eliminación, sin la debida justificación, es cuestionable, puesto que: a) se trata de un beneficio del que hoy gozan los permisionarios conforme a la Directiva de Tarifas, por lo que eliminarlo debiera justificarse con base en un análisis costo–beneficio, y b) la afirmativa ficta está debidamente justificada por tratarse de un procedimiento que no reviste dificultad alguna, puesto que se sigue la formulación especificada con parámetros conocidos y de aplicación general.

La eliminación de derechos y sobre todo cuando ello significa un alargamiento de plazos de resolución, de ninguna manera se puede interpretar como una MEJORA REGULATORIA, sino todo lo contrario, es un retroceso que deja en estado de indefensión a los Permisionarios, es decir, la propuesta va en contra de los principios de mejora regulatoria y la política consagrada en la Ley General de Mejora Regulatoria.

No se omite señalar la importancia de que, se debe respetar que cuando los Permisionarios acrediten la presentación de la solicitud en estricto apego y cumplimiento del marco jurídico, la autoridad deberá considerar y valorar la ponderación de la apariencia del buen derecho, que la solicitud no se realiza en perjuicio al interés social ni contravenga disposiciones de orden público, condiciones bajo las cuales tendría que conceder la Afirmativa ficta, tal y como se tiene en la Directiva de Tarifas.

Por lo anterior, se solicita que se reincorpore la figura de Afirmativa Ficta. En su caso, se pudiera especificar la facultad de requerir las correcciones que correspondan en caso de error en el cálculo del ajuste.

#### **Ajustes por inflación previo al inicio de operaciones**

En el Anteproyecto de DACG, se elimina el derecho contenido en la disposición 17.8 de la actual Directiva de Tarifas, referente a la solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas por el tiempo transcurrido entre la fecha del otorgamiento del permiso y el inicio de la prestación de los servicios, así como por el tiempo entre la fecha en que el Permisionario presente su propuesta de tarifas y la fecha en que dichas tarifas entren en vigor.

El Anteproyecto no está considerando que el desarrollo de los proyectos de transporte por ducto y almacenamiento puede tomar varios años en su construcción, por lo que es necesario que las tarifas se actualicen a la fecha más cercana a su inicio de operaciones, ya que la falta de actualización de sus tarifas implicará que inicien recuperando menor inversión y costos de los que efectivamente incurran; esto es así porque las cifras económicas de los Planes de Negocio se presentan en términos reales a una fecha determinada que normalmente es varios años antes de que inicien operaciones.

La falta de actualización de las tarifas podría implicar que la recuperación de sus costos e inversiones se vea comprometida y su rentabilidad se vea reducida afectando su viabilidad económica incluso antes de iniciar operaciones. Esta omisión desconoce que la regulación económica de los proyectos de transporte y almacenamiento es en términos reales y conlleva el reconocimiento de la inflación, especialmente antes de iniciar operaciones.

Respecto al reconocimiento de la inflación por el periodo entre la fecha a la que se presenta la propuesta para la revisión quinquenal de tarifas y su entrada en vigor, también debe ser reconocida, más aún cuando dicha aprobación no depende únicamente del regulado, sino en gran medida del regulador; especialmente en los últimos tiempos en que su autorización ha demorado varios años como resultados de la suspensión de plazos por la pandemia de COVID-19 y en los que se han registrado índices de inflación anual superiores al 7%.

En este sentido, además de que la CRE actualice las tarifas con el índice de inflación más cercano a la aprobación de tarifas, se debe permitir que el ajuste anual se normalice conforme al año operativo que se aprueba al permisionario, ya que de no hacerlo se condena al permisionario a renunciar a la inflación del quinto año operativo, como se describe en el cuadro, lo que afecta doblemente al permisionario, tanto por el atraso en la aprobación de sus tarifas, como por el mecanismo de actualización por inflación.

Año operativo Ene-Dic	1	2	3	4	5
Aprobación de Tarifas CRE			A pesos de julio		
Inflación anual CRE				A pesos de julio	No aplica por estar en Revisión
Alineación con el año operativo PROPUESTA			A pesos de julio	A pesos de diciembre	A pesos de diciembre

En resumen, la eliminación de este derecho NO representa una MEJORA REGULATORIA, sino todo lo contrario, se estaría ELIMINANDO UN DERECHO que con la Directiva vigente poseen los permisionarios y genera un incentivo al retraso en la aprobación de tarifas iniciales, ya que no actualizaría las cifras de un plan de negocios que al aplicarse no reflejaría el valor del dinero en el tiempo y por lo tanto impactaría negativamente en el cumplimiento del proyecto. Se contaría con una tarifa que no permitiría alcanzar el óptimo funcionamiento económico del permisionario, desincentivando la confianza de que los recursos que destina a los proyectos puedan ser recuperados mediante las tarifas que deberían reconocer el valor del dinero en el tiempo.

### Ajustes por inflación por circunstancias extraordinarias

En el Anteproyecto de DACG se **elimina el derecho contenido en la disposición 17.9 de la actual Directiva de Tarifas**, referente a que los permisionarios soliciten ajustes sobre las tarifas máximas, cuando se verifiquen circunstancias extraordinarias que afecten a la inflación, el tipo de cambio o la viabilidad del proyecto, siempre que el permisionario acredite tales circunstancias.

Si bien el numeral 26 del Anteproyecto de DACG establece el derecho a una actualización anual por inflación, la disposición 26.7 indica que “*La Comisión podrá determinar los ajustes anuales por el índice de inflación sobre las Tarifas Máximas, para reflejar deflación o disminuciones en el Tipo de Cambio. Cuando se verifiquen circunstancias extraordinarias que generen deflación o apreciación del Tipo de Cambio, la Comisión podrá determinar que dichos ajustes se realicen antes del ajuste anual correspondiente*”, agregando el derecho de que la CRE pueda realizar un ajuste de las tarifas máximas (disminución) por deflación del tipo de cambio como ajuste anual o antes del ajuste anual, pero eliminando el derecho de los permisionarios para solicitar ese ajuste antes del ajuste anual cuando se presenten situaciones extraordinarias que afecten a la inflación, el tipo de cambio o la viabilidad del proyecto, llevando al Anteproyecto a un punto de inequidad regulatoria, ya que la CRE se reserva el derecho de aplicar ajustes por inflación en situaciones extraordinarias, pero niega el derecho del permisionario a solicitarlo.

El Anteproyecto de DACG, deja en estado de indefensión a los permisionarios en dos sentidos: 1) la eliminación de su derecho de pedir un ajuste extraordinario en el momento que se justifique salvaguardar la viabilidad del proyecto (servicio de transporte por ducto o almacenamiento), y 2) la falta de definición de qué significa “circunstancias extraordinarias” al menos las referidas a la inflación y tipo de cambio (por ejemplo cuando la inflación o apreciación del tipo de cambio sobrepasen por un tiempo determinado, un porcentaje definido respecto del último índice de inflación aprobado).

Este cambio propuesto en el Anteproyecto de DACG NO resulta en una MEJORA REGULATORIA para el desarrollo de sistemas de transporte y almacenamiento, los que además de estar altamente dolarizados en cuanto a su inversión y costos operativos, pueden estar financiados por deuda en moneda extranjera, por lo cual la falta de actualización de sus tarifas ante una variación del tipo de cambio pueden derivar en la afectación de su viabilidad económica debido a la brecha que se crea entre sus compromisos dolarizados (egresos) y sus tarifas determinadas en pesos (ingresos). Lo anterior aunado a que, en el caso que el permisionario tenga deuda, normalmente debe de cumplir ciertas razones financieras que se deterioran por la dicha brecha (entre sus ingresos y egresos), pudiendo serle exigible el pago de la totalidad por su incumplimiento.

En resumen, no se especifica bajo qué criterio se consideraría como “una circunstancia extraordinaria” y se quita el derecho de que el permisionario pueda solicitar el ajuste por inflación en ese tipo de circunstancias, situación que genera certidumbre a los permisionarios.

## Ajustes Intraquinquenales

Si bien celebramos que el Anteproyecto de DACG, mantenga un apartado tan importante como el reconocimiento de los ajustes intraquinquenales, consideramos que el tratamiento y las exclusiones que presenta esta sección debe ser reconsiderada. En las disposiciones 31.1 se establece que, *“Cuando el Permisionario se encuentre obligado a efectuar inversiones adicionales a las previstas en el Plan de Negocios quinquenal como resultado de la expedición o modificación del Marco Regulatorio vigente, el Permisionario podrá proponer a la Comisión, para su aprobación, la modificación a las Tarifas Máximas vigentes que permita recuperar la inversión y demás costos necesarios para la prestación del servicio”*, sin embargo al no establecer un plazo para resolver lo conducente, se interpreta que, este plazo se ceñirá al artículo 83 del Reglamento.

La Directiva de Tarifas vigente, en su disposición 24.4 establece que *“en un plazo máximo de un mes, resolverá sobre la solicitud o requerirá la presentación de información adicional, en cuyo caso resolverá lo conducente en un nuevo plazo máximo de 30 días hábiles una vez recibida la información adicional por parte del Permisionario”*. Por lo tanto, en caso de no respetarse estos tiempos nuevamente no se estaría presentando una MEJORA REGLATORIA, sino por el contrario, un RETROCESO en los tiempos de resolución.

Ahora bien, las casuísticas de Nuevos Servicios o erogaciones extraordinarias de recursos para hacer frente a contingencias no previstas en el plan de negocios, relacionadas con la integridad de los derechos de vía y la seguridad de los sistemas, establecidos actualmente en todo el apartado 23 y la disposición 24.2 está quedando completamente eliminado, vulnerando los derechos de los permisionarios, por lo cual es imperativo que la CRE en cualquier nuevo instrumento regulatorio que persiga un objetivo de mejora, no debe eliminar derechos conferidos, ya que lejos de fomentar el desarrollo del mercado y dar certidumbre a los Permisionarios, los pone en una situación de indefensión.

Agradezco de antemano la atención y consideración de los comentarios.

Aprovecho la presente para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



Jorge Sandoval Toscano

Director