

Cofemer Cofemer

MAB-EHR-3000181175

De: Adriana Merino Sanchez <adriana_merino@transcanada.com>
Enviado el: miércoles, 28 de marzo de 2018 12:41 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
CC: Claudia Veronica Lopez Sotelo; Gilberto Lepe Saenz; Kelly Howlett
Asunto: Comentarios al expediente 65/0032/240715
Datos adjuntos: TCPL-CFMR-0000-0006 Comentarios TC MIR Expost final.pdf

Buen día,

Sírvanse encontrar adjunto comentarios a la **MIR expost** acerca de 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, número de expediente **65/0032/240715**, por parte de las empresas del grupo TransCanada.

Atentamente

Adriana Merino
Senior Regulatory Analyst
Regulatory Services Mexico
adriana_merino@transcanada.com

Miguel de Cervantes Saavedra No. 301
Torre Terret Norte, Piso 18
Col. Granada C.P. 11520
Ciudad de México

Tel: + 52 (55) 5125.1154
Cel: + 52 (155) 2197.3314



TransCanadaMexico.com

[LinkedIn](#) | [Twitter](#) | [Facebook](#) | [Blog](#) | [YouTube](#)

We respect your right to choose which electronic messages you receive. To stop receiving this message and similar communications from TransCanada PipeLines Limited please reply to this message with the subject "UNSUBSCRIBE". This electronic message and any attached documents are intended only for the named addressee(s). This communication from TransCanada may contain information that is privileged, confidential or otherwise protected from disclosure and it must not be disclosed, copied, forwarded or distributed without authorization. If you have received this message in error, please notify the sender immediately and delete the original message. Thank you. Nous respectons votre droit de choisir quels messages électroniques vous désirez recevoir. Pour ne plus recevoir ce message et les communications similaires, de la part de TransCanada PipeLines Limited, veuillez répondre à ce message en inscrivant dans l'objet « SE DÉSINSCRIRE ». Ce message électronique et tous les documents joints sont destinés exclusivement au(x) destinataire(s) mentionné(s). Cette communication de TransCanada peut contenir des renseignements privilégiés, confidentiels ou par ailleurs protégés contre la divulgation; ils ne doivent pas être divulgués, copiés, communiqués ou distribués sans autorisation. Si vous avez reçu ce message par erreur, veuillez en avertir immédiatement l'expéditeur et détruire le message original. Merci

27 de marzo de 2018

Comisión Federal de Mejora Regulatoria
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025, Piso 8
San Jerónimo Aculco
Del. Magdalena Contreras
C.P. 10400
Ciudad de México

**Transportadora de Gas Natural de la Huasteca,
S. de R.L. de C.V.
Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.
Infraestructura Energética Monarca, S. de R.L.
de C.V.
Infraestructura Marina del Golfo,
S. de R.L. de C.V.**

Miguel de Cervantes Saavedra 301
Terret Norte, Piso 18
Col. Granada, C.P. 11520
Ciudad de México
Tel: +52 (55) 5121-1100
kelly_howlett@transcanada.com
www.transcanada.com

**Doc. TCPL-CFMR-0000-0006
File No. 7-09**

**Atención: Mario Emilio Gutierrez Caballero
Director General**

Asunto: Se presentan comentarios a la MIR expost acerca de 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, número de expediente 65/0032/240715.

Por medio del presente y con fundamento en los artículos 8 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 13, 15, 15-A y 16 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (en lo sucesivo "LFPA"); 6 fracción II del Acuerdo por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (en lo sucesivo "COFEMER") resuelva sobre anteproyectos, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V. (TGNH), Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V. (EOM) e Infraestructura Energética Monarca, S. de R.L. de C.V. (IEM) (en lo sucesivo y de manera conjunta "TransCanada") comparecen a realizar comentarios en tiempo y forma a la MIR expost acerca de 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 lo sucesivo "MIR expost") enviada a esa dependencia por la Comisión Reguladora de Energía (en lo sucesivo "CRE") dentro del expediente 65/0032/240715.

1. Sobre la certeza jurídica

Uno de los principales objetivos de 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 (DACG) fue *“Brindar certeza jurídica a los sujetos regulados (los permisionarios), al establecer reglas claras para la prestación de los servicios”* (Sección I, 1 de la MIR expost).

A continuación, se señalan algunas imprecisiones que se considera dicha reglamentación contiene, con el objetivo de que se revisen a fondo ciertos elementos que pudieran resultar en incertidumbre jurídica para los Usuarios y Permisionarios.

- Capacidad Disponible, definición.

Una de las condiciones a que se sujeta la prestación de los servicios, es que:

“II. Exista Capacidad Disponible en el Sistema respectivo para la modalidad de servicio de que se trate, y”¹

De ahí resulta que la Capacidad Disponible es un concepto que depende de la modalidad del servicio, lo anterior se comprueba con su actual definición, la cual no distingue el tipo de servicio para su obtención:

“2.4. Capacidad Disponible: La porción de la capacidad de los Sistemas que resulta de la diferencia entre la Capacidad Operativa, descontando la capacidad reservada por el Permisionario para usos propios en términos de las disposiciones a que se refiere la Sección B del Apartado 4 de las presentes DACG, y la capacidad comprometida mediante contratos para la prestación del servicio. Asimismo, se entiende como Capacidad Disponible aquella que, estando comprometida bajo un contrato en base firme, no sea utilizada por los Usuarios respectivos y pueda utilizarse para prestar los servicios en base interrumpible.”²

Sin embargo, tal definición crea confusión para determinar en la práctica la capacidad que se debe reportar como disponible, ya que atendiendo a la letra de la definición la capacidad contratada por un servicio en base interrumpible debería de restarse también a la Capacidad Operativa para obtener al Capacidad Disponible, situación que dista mucho de ser la realidad, e incluso la intención de las DACG, como muestra de ello, en diversas partes del documento se encuentran salvedades y distinciones que no resultan al final claras y en su lugar contribuyen a la confusión para determinar la Capacidad Disponible. Como ejemplo, la disposición 20.1 en diversas fracciones dispone:

“La Capacidad Disponible para cesión, conforme a estas DACG.”³

¹ Disposición 9.2, fracción II.

² Disposición 2.4.

³ Disposición 20.1, fracción I, inciso s.

*La Capacidad Disponible para servicios en base firme, sujeta a proceso de Temporada Abierta u otros mecanismos de asignación aprobados por la Comisión;*⁴

*Capacidad disponible para prestar el servicio en base interrumpible por puntos origen-destino, trayecto, zona de transporte o la clasificación que resulte relevante, incluyendo el plazo.*⁵

Tal cantidad de matices representan una problemática en sí misma, que se recrudece a la luz de ciertas obligaciones impuestas por las DACG, al no ser clara a qué sesgo de la definición se está haciendo referencia:

*“La Comisión podrá requerir a los Permisarios, de oficio o a solicitud de parte interesada, la certificación de la Capacidad Operativa instalada, la Capacidad Disponible y la utilizada en los Sistemas mediante las entidades acreditadas por la propia Comisión para tales efectos, con el fin de verificar las condiciones en que se presta el acceso abierto efectivo*⁶.”

Cabe mencionar que la capacidad contratada en base interrumpible por todos los clientes de un sistema determinado puede ser superior a la Capacidad Operativa por lo cual, la definición de Capacidad Disponible actual resultaría en una cantidad negativa, aun cuando exista capacidad que efectivamente esté disponible para ser contratada en base firme.

En virtud de lo anteriormente expuesto, se sugiere la siguiente definición de Capacidad Disponible:

“2.4. Capacidad Disponible: La porción de la capacidad de los Sistemas que resulta de la diferencia entre la Capacidad Operativa, descontando la capacidad reservada por el Permisario para usos propios en términos de las disposiciones a que se refiere la Sección B del Apartado 4 de las presentes DACG, y la capacidad comprometida mediante contratos para la prestación del servicio en base firme. Asimismo, se entiende como Capacidad Disponible aquella que, estando comprometida bajo un contrato en base firme, no sea utilizada por los Usuarios respectivos y pueda utilizarse para prestar los servicios en base interrumpible.”

Como resultado de la anterior modificación, es necesario considerar su impacto en la fracción II de la disposición 9.2. El Transportista tiene el derecho de celebrar contratos en base interrumpible que en conjunto excedan la Capacidad Operativa, ya que, al ser un servicio con la menor prioridad, solamente será despachado en la medida que no exista un servicio en base firme que cumplir y será para los clientes que hayan solicitado el servicio en la fecha correspondiente y hasta por la Capacidad Disponible.

⁴ Disposición 20.1, fracción II, inciso b. A esta capacidad se le llama también “Capacidad Disponible de manera permanente” en la disposición 16.1.

⁵ Disposición 20.1, fracción III, inciso b.

⁶ Disposición 15.1, primer párrafo.

Por ello, la contratación del servicio interrumpible no depende de la Capacidad Disponible y en consecuencia se propone también una modificación a la disposición 9.2, fracción II ya mencionada anteriormente:

"II. Para el servicio en base firme, exista Capacidad Disponible en el Sistema, y"

- Capacidad Disponible No Utilizada

La disposición 26, Cesión Obligatoria de Capacidad Contratada No Utilizada, es en principio perjudicial para el Transportista, debido a que queda desprotegido desde el punto de vista financiero: no hay ninguna garantía de que los ingresos y el nivel de riesgo del Transportista permanezcan iguales luego del proceso de cesión que se señala en esta disposición. Las Solicitudes de Servicio no atendidas pueden ser por cantidades mucho menores que la capacidad no hecha efectiva, por plazos también más cortos e interpuestas por individuos con menor calidad crediticia que el Usuario original. Esta misma problemática puede observarse con los participantes de las Temporadas Abiertas, al tiempo que se corre el riesgo que dichos procesos queden desiertos.

Adicional a todo esto, la disposición mencionada es contradictoria:

En la disposición 26.3, primer párrafo, se dice que los Usuarios obligados a ceder podrán *"optar por las modalidades de cesión de capacidad referidas en la presente Sección"*. Una de esas modalidades es la Cesión entre Usuarios, en la que el Usuario cedente solo informa al Transportista de los compromisos pactados por un tercero elegido por él mismo.

Sin embargo, en el segundo párrafo de la misma disposición 26.3 se menciona que *"El Permisionario deberá publicar la capacidad liberada con motivo de este esquema en su Boletín Electrónico con objeto de ponerla a disposición para la prestación del servicio a otros Usuarios"*. Esto limita las opciones del Usuario obligado a ceder a solo aquellas cesiones que se realicen a través del Transportista.

La disposición tampoco es clara sobre el cálculo de la capacidad contratada no utilizada:

Por un lado, la disposición 26.2 habla de un cálculo que debe realizarse mensualmente *"La capacidad reservada hecha efectiva por el Usuario se calculará de manera mensual por parte del Permisionario y se entenderá como la cantidad máxima de Gas Natural que el Usuario haya nominado en su programación de pedidos y el Permisionario haya confirmado, en cualquier día durante los tres meses previos consecutivos"*.

Más adelante, en la disposición 26.5 se menciona que *"Cuando el Usuario reincida por dos periodos consecutivos de tres meses en el incumplimiento de la obligación de ceder la capacidad no utilizada [...]"*. De ambas disposiciones surge la duda de si la reincidencia se da cuando luego de dos meses consecutivos en que se encuentre capacidad contratada no utilizada, respecto de sus respectivos tres meses precedentes o si ésta ocurrirá al encontrar

capacidad contratada no utilizada en el cuarto y séptimo mes, ya que éstos se calculan con los datos de los meses primero a tercero y cuarto a sexto, respectivamente.

La disposición 26 tampoco proporciona plazos pertinentes, por ejemplo:

La disposición 26.4 señala que *“En caso de que un Usuario incumpla con la obligación de liberar la capacidad que no ha hecho efectiva en los términos de las disposiciones 26.2 y 26.3 anteriores [...]”,* cuando ninguna de esas tres disposiciones señala un plazo para el cumplimiento del Usuario.

A este respecto, en el proceso de modificación de las DACG acerca del mercado secundario se han propuesto modificaciones mediante las que los Transportistas, Almacenistas y Gestores deban aprobar una cesión permanente y resultar indiferentes desde el punto de vista económico. Por ejemplo, en el segundo párrafo de la disposición 26.1 se propone lo siguiente:

“La obligación de cesión de capacidad objeto de un contrato en base firme en términos de lo establecido en esta disposición será exigible a los Usuarios que no hayan hecho efectiva dicha capacidad cuando el gestor del Sistema Integrado, Transportista o Almacenista tenga solicitudes de prestación de servicio que, habiendo cumplido con todos los requisitos establecidos por las TCPS del Transportista, Almacenista o Gestor, no puedan ser atendidas por falta de Capacidad Disponible al término de su periodo de evaluación.”

También en la disposición 25.1, dado que las cesiones entre Usuarios no deben afectar en ningún momento el ingreso de los Permissionarios, más allá de la restricción sobre tarifas máximas. Hay sistemas de transporte cuyas tarifas en algún momento del tiempo resultan en exceso de las máximas debido a la naturaleza del proyecto, tal como ser producto de una licitación pública. Por tanto, se debe mantener, bajo cualquier circunstancia, el derecho del Transportista de conservar las tarifas previamente pactadas; de lo contrario, la recuperación de su inversión estará en peligro.

Por lo anterior se sugiere la siguiente redacción para la disposición 25.1:

“25.1. Los Usuarios podrán optar por celebrar contratos de cesión de capacidad de manera temporal, sin intervención alguna por parte del Transportista, Almacenista o Gestor. También podrán celebrar contratos de cesión de capacidad de manera permanente siempre que cumplan con los requisitos establecidos en los TCPS aprobados bajo condiciones no discriminatorias para ser Usuario. En todos los casos, el Transportista, Almacenista o Gestor, tendrá en todo momento el derecho irrevocable de recibir una tarifa igual a la pactada bajo el contrato de reserva de capacidad original, ya sea a través del Usuario cedente en el caso de cesiones temporales, o del Usuario cesionario en el caso de cesiones permanentes.”

- Presentación de contratos, diferencia en plazos

Contratos convencionales, 15 dh

Disposición 32.2. Cuando un Permisionario negocie condiciones especiales para la prestación de los servicios, deberá hacerlo del conocimiento de la Comisión en un plazo máximo de 15 días hábiles contado a partir de la fecha de celebración del contrato de servicio respectivo. Asimismo, el Permisionario deberá hacer públicas dichas condiciones especiales pactadas en el Boletín Electrónico y las hará extensivas a cualquier Usuario que se encuentre en circunstancias equivalentes a las que hubieran sido consideradas al momento de pactarlas.

Cualquier contrato, 10 dh

Disposición 39.1, fracción VII: Informar a la Comisión sobre los contratos de servicio suscritos dentro de los 10 días hábiles siguientes a su celebración, así como sus términos, incluyendo, en su caso, las condiciones especiales pactadas;

- **Temporadas abiertas continuas**

Cabe la posibilidad de que al final de un procedimiento de Temporada Abierta realizado conforme al procedimiento señalado en la Sección B y debido a alguno de los supuestos de los enumerados en la disposición 16.1, fracciones I a IV, no se haya contratado toda la capacidad ofertada y quede capacidad existente que no esté comprometida a través de un contrato en Base Firme. Esto es justamente el supuesto contenido en la fracción III de la disposición 16.1, por lo que el Permisionario tendría que realizar de nueva cuenta una Temporada Abierta por capacidad en la que nadie estuvo interesado.

16.1. Los Permisitarios o solicitantes de permiso que cuenten o proyecten contar con Capacidad Disponible de manera permanente deberán celebrar Temporadas Abiertas para asignar el uso de dicha capacidad para prestar servicios. Para estos efectos, se entiende por Capacidad Disponible de manera permanente cualquiera de los siguientes casos:

I. Cuando se desarrolla un nuevo Sistema;

II. Cuando se amplíe o extienda la capacidad del Sistema, ya sea por cambio en las condiciones de operación respecto de la capacidad de inyección o extracción, por mayores inyecciones o por el desarrollo de nuevos Ductos o instalaciones;

III. Cuando la capacidad existente no se encuentre comprometida a través de un contrato en base firme, o estando contratada no sea utilizada conforme a las presentes DACG y de acuerdo con el artículo 73 de la Ley, y

IV. Cuando algún Usuario ceda la capacidad objeto de su contrato en base firme de manera permanente o temporal por plazos iguales o superiores a 6 meses.

Quando el Permisionario justifique ante la Comisión que la Capacidad Disponible derivada del desarrollo de una Ampliación o Extensión o de la liberación de capacidad por determinado Usuario no es susceptible de manifestación de interés por parte de diversos Usuarios, la Comisión podrá eximir al Permisionario de celebrar una Temporada Abierta para la asignación de dicha capacidad.

Se considera ocioso tener la obligación de realizar una segunda temporada abierta para una capacidad en donde se mostró que no hubo interés. En todo caso, se solicita que se tenga por cumplida la obligación con la realización de la temporada a vierta en donde no se mostró interés.

2. Sobre la duplicidad o contradicción con otras regulaciones

El 24 de enero de 2018 la CRE publicó en el Diario Oficial de la Federación el ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural.

Este Acuerdo guarda una fuerte relación con la disposición 4.2 en dos aspectos fundamentales:

El primero es sobre la aplicación de las DACG, ya que el primer párrafo menciona que *“Los Sistemas para conducir Gas Natural, o sus Ampliaciones o Extensiones, que queden comprendidos en su totalidad dentro de las zonas geográficas para fines de Distribución a que se refieren los artículos 81, fracción V, de la Ley, y 39 del Reglamento, no son objeto de las presentes DACG. La operación y prestación de los servicios en dichos Sistemas se sujetarán a las disposiciones administrativas de carácter general en materia de Distribución por Ducto de Gas Natural que al efecto expida la Comisión”*. Si bien el Acuerdo Sexto deja sin efecto este párrafo, la revisión de las DACG es una oportunidad de eliminarlo.

Cabe mencionar que dicho Acuerdo Sexto no deja sin efectos el segundo párrafo de la disposición 4.2, que dice: *“No obstante lo anterior, los Permisionarios de Transporte podrán entregar Gas Natural a Usuarios Finales dentro de una zona geográfica de distribución siempre que ello sea a través de una interconexión en términos de lo señalado en la disposición 29.2 de las presentes DACG, o bien a un Permisionario de Transporte de usos propios en términos de lo que, en su caso, se disponga en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de Distribución por Ducto de Gas Natural que al efecto expida la Comisión”*.

Debido a que la Zona Geográfica Única es una en la que no existe Distribuidor incumbente, se pone de manifiesto la necesidad de reconsiderar las características de las interconexiones señaladas en la disposición 29.2, especialmente en lo que se refiere a la longitud de la tubería: *“Una interconexión física al Sistema incluye los equipos, tuberías, válvulas y sistemas de medición necesarios para realizar la conexión de acoplamiento al Sistema de Transporte o Almacenamiento, considerando un máximo de 150 metros de tubería, sin considerar la distancia que corresponda al cruce de servidumbres de paso del Sistema de Transporte y otros derechos de vía y servidumbres de infraestructura tales como líneas de ferrocarril, vialidades y carreteras, líneas eléctricas, otros Ductos, etc., hasta el punto de entrega al Usuario que se interconecta”*.

Dentro o no del contexto de la Zona Geográfica Única, 150 m de tubería es una instalación bastante restrictiva para interconectar a un Usuario, debido a que

- a. Por su naturaleza, la infraestructura de Transporte está construida lejos de los centros de población y por tanto de las industrias, en órdenes de magnitud de kilómetros y no de metros.
- b. El Trayecto de los ductos de Transporte y de las interconexiones depende de la adquisición de los derechos de vía correspondientes. Así, es posible que se deban dar rodeos para evitar terrenos de varias hectáreas sin escriturar, por mencionar un ejemplo. Esto termina comprometiendo la longitud de las interconexiones que actualmente señalan las DACG.
- c. Con las condiciones actuales, un Usuario final que requiera una presión de entrega mayor a 21 kg/cm² y que se encuentre a más de 150 de un Transportista no podría ser atendido ni por este último ni por un Distribuidor.

Por esta razón creemos conveniente ampliar la longitud de las interconexiones o inclusive eliminar la restricción, de manera que se permita el desarrollo eficiente de la industria y un acceso generalizado a los servicios de Transporte a quien los requiera.

3. Sobre el Boletín Electrónico

En la sección 3.1 de la MIR expost, la CRE menciona que

“[p]ara promover el acceso abierto, se instruyó a los Permisarios a contar con un Boletín Electrónico con el objeto de mantener pública y a disposición de los interesados la información relevante sobre el servicio”.

Esto se hizo a través de la Quinta Disposición Transitoria de las DACG:

Quinto. *El Centro Nacional de Control del Gas Natural, Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, empresas productivas subsidiarias y filiales, así como otras empresas que a la fecha de entrada en vigor de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General se encuentren realizando actividades de Transporte o Almacenamiento de Gas Natural, contarán con un plazo de 12 meses para establecer y poner en operación los Boletines Electrónicos y los mecanismos y equipos que garanticen el acceso abierto a terceros en sus Sistemas de Transporte y Almacenamiento.*

Para ello, la CRE incluyó en las DACG la Sección C. Boletín Electrónico, así como distintas menciones que se hacen del Boletín Electrónico en el resto de las disposiciones.

Cabe señalar que para el establecimiento y puesta en operación de los Boletines Electrónicos, no se indica como obligatorio presentar una solicitud de aprobación de Boletín Electrónico como lo señala la MIR expost de la CRE, por ejemplo en la Sección E, Análisis Costo Beneficio.

Si bien el primer párrafo de la disposición 20.1 de las DACG señala

“20.1. Los Permisarios publicarán y mantendrán permanentemente actualizado en su Boletín Electrónico, en los formatos que al efecto apruebe la Comisión a propuesta del Permisario, en su caso, como mínimo lo siguiente:[...]”

la presentación de los formatos para aprobación de la Comisión es una acción potestativa, ya que el párrafo contiene la fórmula “en su caso”. Es decir, los permisionarios podrían o no hacer dicha propuesta a la Comisión. Más aún, ni el cuerpo de las DACG propiamente dichas ni sus artículos transitorios proporcionan plazos para la presentación de dichos formatos.

En todo caso, los formatos para la presentación de la información no guardan relación con la ubicación de dicha información en el Boletín Electrónico de cada Permisionario, como menciona la CRE en la sección 3.3 de la MIR expost. Las DACG no cuentan con ninguna mención al respecto, por lo que los Permisionarios no incumplen con ninguna regulación referente a dichos formatos.

Así, contando como única guía lo expuesto en las DACG, los Permisionarios en operación están en la obligación de contar con un Boletín Electrónico desde el 14 de enero de 2017, de conformidad con el plazo establecido en el Transitorio Quinto de las DACG.

En línea con lo anterior, una omisión importante en la MIR expost de la CRE es considerar el costo de la implementación de los Boletines Electrónicos, el cual asciende a los USD\$5 millones por Boletín Electrónico. Esto sin considerar costos de operación, mantenimiento y constante actualización de la información que los Boletines deben contener. Para ponderar esta cantidad, no debe perderse de vista que los Boletines Electrónicos deben cumplir con lo establecido en las 25 fracciones de la disposición 20.1, además de contar con funcionalidades inherentes a *“la prestación del servicio tales como las nominaciones, las confirmaciones, la facturación y el pago, puntos de origen y destino habilitados, cantidades confirmadas y asignadas, desbalances, y transacciones en el mercado secundario de capacidad”*⁷.

La cuantificación de este costo tampoco toma en cuenta que el Boletín Electrónico es obligatorio para los alrededor de 50 permisionarios de Transporte y Almacenamiento, ya que solo considera a los 10 Permisionarios que presentaron solicitud de aprobación de los formatos.

Así, a los \$79,584 pesos que la CRE ya cuantifica, se deben añadir las cantidades que resultan de multiplicar el costo individual de cada Boletín Electrónico por el número de Permisionarios sujetos a esta obligación.

Esto rebasa con creces los beneficios cuantificados por la CRE en \$20,018,811.69.

Ahora bien, la alternativa de solución propuesta por la CRE en la sección 8 de la MIR expost de *“Estandarizar el formato de Boletín Electrónico, para potencializar su utilidad”* representaría un aumento significativo de los costos de la regulación que sería trasladado a los Usuarios y pagado por éstos, lo que afectaría seriamente las ventajas de la regulación implementada.

Por otra parte, no parece valer la pena hablar de una estandarización de Boletín Electrónico si no todos los Permisionarios obligados a tenerlo cumplen con ello. A decir de la propia CRE, en la sección 4.1 de la MIR expost, el porcentaje de Permisionarios con Boletín Electrónico es 29%. Se desconocen las razones de este nivel de incumplimiento o las medidas que la CRE haya tomado o esté tomando al respecto. Sin embargo, no parece pertinente considerar obligaciones adicionales a los Permisionarios que sí cumplen con tener un Boletín Electrónico, quienes

⁷ Disposición 19.1, segundo párrafo.

tendrían que hacer modificaciones y, en consecuencia, incurrir en costos adicionales a los ya erogados.

4. Sobre los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios

La CRE menciona como problemática que *“la Comisión debe aprobar los TCPS de cada Permisionario, y el tiempo de revisión por cada uno de ellos es muy extenso, lo que retrasa la operación de los Permisionarios”*.

Como alternativa de solución, la CRE plantea *“[f]ormular un modelo básico de TCPS de los Permisionarios, a fin de garantizar que tenga el contenido mínimo necesario y su aprobación sea expedita”*.

Aquí la CRE pierde de vista que las DACG contenían como Anexo 1 los “Lineamientos para la elaboración de los Términos y Condiciones para la prestación de los servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural”, que justamente proporcionaban el contenido mínimo necesario de los TCPS.

Conforme al Transitorio Cuarto de las DACG, los Permisionarios en operación contaban con 90 días naturales para presentar su propuesta de TCPS precisamente en apego a los Lineamientos mencionados. Es decir, en abril de 2016 todos los Permisionarios en operación debían haber entregado su propuesta de TCPS. Ante esto, es notorio que a diciembre de 2017 no se haya aprobado una sola de dichas solicitudes, particularmente porque a mis representadas les fueron aprobados los TCPS derivados de dicho proceso en la Sesión del Órgano de Gobierno del 18 de diciembre de 2017; que guardaba poca relación con el documento que se había venido trabajando con la CRE pero que resultaba muy semejantes a los de otros Permisionarios de Transporte. El haber aprobado a mis representadas un documento que no se había discutido en más de 18 meses de análisis previo pone de manifiesto la escasa consideración que la CRE da a los comentarios de los particulares tanto en asuntos individuales como colectivos.

De cualquier forma, el retraso que la CRE pretende evitar, se haría mucho más extenso si, aún después del esfuerzo y la espera de abril de 2016 a la fecha, los Permisionarios deben esperar a que se redacte, discuta y apruebe un modelo de TCPS. A esto habría que añadirle que cualquier modelo de TCPS necesariamente debería contener espacios donde se atiende la concerniente a las características particulares de cada Permisionario. Por esta razón, al tiempo necesario para contar con un modelo de TCPS, se tendría que añadir además un periodo de discusión y aprobación individual. Toda esta carga administrativa generaría costos adicionales, mismos que serían trasladados a los Usuarios y pagados por éstos, al tiempo que se desperdiciaría tanto el trabajo de cada Permisionario como el análisis que la CRE ha desarrollado desde abril de 2016 a diciembre de 2017.

Por otra parte, es importante destacar que cualquier “modelo básico” de TCPS será de difícil aplicación para todos los Permisionarios -incluso separando al Transporte del Almacenamiento- ya que cada uno cuenta con procedimientos internos, políticas y particularidades que las distinguen unos de otros, todos en cumplimiento con la regulación vigente. Es en este sentido

que los Lineamientos que desde el inicio acompañan a las DACG son el mejor instrumento para la redacción y aprobación de los TCPS.

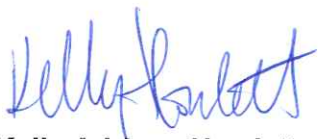
Por otra parte, el análisis del costo de los TCPS que la CRE presenta en la MIR expost es en extremo conservador por lo siguiente:

- Considera únicamente 240 horas de trabajo por propuesta. Esto es equivalente a una sola persona trabajando 30 días hábiles.
- Un documento como los TCPS requiere de la intervención de diversas áreas como Legal, Operaciones, Cumplimiento Regulatorio, Comercial, Finanzas e Ingeniería. Incluso si se considerara el mínimo indispensable de una sola persona por área se tendrían por lo menos a seis personas colaborando en la redacción de los TCPS, aunque esta estimación es irreal.
- En nuestra experiencia y la de otros Permisarios de Transporte, los 90 días naturales (unos 60 días hábiles) proporcionados por la CRE fueron insuficientes para preparar la propuesta de TCPS ordenada por las DACG. Así, tomar 60 días hábiles para este cálculo es también excesivamente moderado porque además no se consideran las mesas de trabajo con la CRE ni la respuesta a los requerimientos de información que fueron parte del proceso de aprobación de los TCPS por parte de la CRE. Esto se traduce en 480 horas.
- Con esto, incluso si no se cuestiona el salario de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$66.32 pesos por hora, y considerando que dentro de los indicadores de la Sección 4 de la MIR expost menciona que entre 2016 y 2017 tuvo un total de 50 solicitudes de aprobación de TCPS, el costo del cumplimiento de derivado de los TCPS es de

$$6 \text{ trabajadores} \times 480 \text{ horas} \times \$66.32 \times 50 \text{ solicitudes} = \$9,550,080$$

Dicho todo lo anterior, TransCanada reitera su interés en contribuir al proceso de mejora regulatoria, manifestando su compromiso en participar activamente dentro del proceso de emisión de este Manual, con la intención de obtener un documento que permita el desarrollo óptimo de la industria y sirva como de auxilio en la operación de instalaciones y prestación de servicios.

Atentamente,



Kelly Adriana Howlett

Representante Legal

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.

Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.

Infraestructura Energética Monarca, S. de R.L. de C.V.