



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

SEGUNDA SESIÓN ORDINARIA

Lunes 23 de noviembre de 2015 | Sala 1 y 2 Planta Baja | 16:30 horas

VERSIÓN ESTENOGRÁFICA

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Buenas tardes.

Si les parece, damos inicio a esta Segunda Sesión Ordinaria del Consejo Consultivo en Materia de Petróleo, Gas Natural, Petrolíferos, Petroquímicos y Bioenergéticos.

Dado que ya tenemos la mayor parte de los miembros del Consejo y estamos tres Comisionados, creo que es prudente comenzar. De todas maneras, quienes lleguen se podrán ir incorporando conforme vayan llegando.

En primer lugar, antes de comenzar quisiera presentarles formalmente en el seno del Consejo, aunque ustedes ya seguramente lo conocieron en las reuniones del Grupo de Trabajo, al Doctor Víctor Pavón Villamayor.

El Doctor Pavón es Titular de la Unidad de Planeación y Evaluación de la Comisión Reguladora de Energía y en términos, por lo tanto, del Reglamento Interno es el Secretario Técnico del Consejo Consultivo.

Víctor es Doctor en Economía por la Universidad de Oxford y es una persona que tiene bastante reconocimiento por su experiencia en materia de competencia y en materia de telecomunicaciones; quienes lo conocemos, lo conocemos desde que estuvo en esas dos Instituciones, en una de ellas precisamente trabajando en estos temas como el responsable de los mismos y como el responsable de la visión de largo plazo.

Le cedo la palabra a Víctor para que dé lectura y demos la aprobación del Orden del Día.

Víctor Pavón Villamayor: Sí, gracias.

Buenas tardes. Simplemente voy a hacer lectura rápidamente del Orden del Día.

El punto número 2 es la Lectura y aprobación del Orden del Día, que es lo que estamos haciendo en este momento; 3, la Aprobación del Acta de la Primera Sesión del Consejo Consultivo, que tomó lugar el 8 de mayo de 2015; el punto número 4, Presentación del



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

Consejo Consultivo respecto a los “Principios Metodológicos para el Cómputo de las Contraprestaciones Económicas en Materia de Hidrocarburos”; el punto número 5 que son Comentarios y Observaciones Preliminares al punto número 4; el punto número 6, que son Comentarios del Consejo Consultivo a las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Consulta Pública, actualmente en COFEMER; el punto número 7, Visión Estratégica de la Comisión Reguladora de Energía; y en el punto número 8 vamos a ver diversos Asuntos Generales, entre ellos el tema de la presentación del Micrositio del Consejo Consultivo, las Reglas de Operación del Consejo y el Calendario de Reuniones Ordinarias del 2016.

Finalmente vamos a hacer un recuento, en este mismo apartado, de la lectura de los acuerdos.

Pregunto a los Consejeros si tienen algún tema que quisiesen adicionar en Asuntos Generales para tocarlo.

En consecuencia, si no tienen ningún inconveniente, se aprueba el Orden del Día en el punto número 2.

Pasamos al punto número 3, Aprobación del Acta de la Primera Sesión del Consejo Consultivo, eso es también relativamente rápido.

Como recordarán, se les envió el 12 de noviembre de 2015 el Proyecto de Acta de la Primera Sesión del 8 de mayo de 2015; hubo comentarios particulares del Consejero Carlos Arriola que fueron incorporados sin mayor contratiempo, y el 20 de noviembre pasado se les envió para su conocimiento el Acta final.

Si no tienen algún inconveniente, someto a consideración también del Consejo, si se aprueba el Acta de la Primera Sesión del Consejo Consultivo, verificada el 8 de mayo del 2015.

Perfecto.

Presidente.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Muy bien. Vamos a dar seguimiento al punto del Orden del Día a continuación, que es básicamente la presentación por parte de miembros del

Consejo Consultivo a algunas observaciones al tema de las tarifas y las contraprestaciones.

Uno de los propósitos del Consejo Consultivo es que el regulador exponga los instrumentos regulatorios, los criterios que está evaluando, pero igual de importante es que los miembros del Consejo Consultivo aprovechen este espacio de diálogo para que hagan propuestas concretas en distintos temas regulatorios y este es el caso que nos ocupa el día de hoy y, en ese sentido, le voy a pedir por favor a los Consejeros que han preparado algunas propuestas, que por favor hagan uso de la voz.

En primer lugar el ingeniero Lárraga.

Ángel Larraga Palacios: Hay una propuesta de la asociación con Tania, que después yo ampliaría con esta parte.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: De acuerdo, entonces pues Tania.

Tania Ortiz Mena López Negrete: Este es un análisis que hizo la Asociación Mexicana de Gas Natural, tratando de recoger la experiencia que hemos tenido durante los últimos 20 años en temas de tarifas y cómo vemos el futuro de las tarifas, lecciones aprendidas y pasos a seguir hacia adelante.

Dividimos en seis temas principales nuestra presentación. El primero: Desarrollo de Infraestructura, que se refiere a cuál debe de ser el propósito, la meta que deben de buscar los esquemas tarifarios; dos: Esquemas de Tarifas; tres: Rendimiento; cuatro: Base de Activos; cinco: Revisiones Tarifarias; y seis, Ajuste por Eficiencia.

Empezando con el primer punto, la primera reflexión es: cuál debe de ser el objetivo que debe de conseguir, al día hoy, considerando las condiciones que tiene la infraestructura -al menos de gas natural en México, pero también creo que va a ser el caso de petrolíferos- cuál debe ser el propósito que debe de buscar la metodología tarifaria.

En nuestro caso, consideramos que lo que debe de buscar una metodología es que se desarrolle la infraestructura para que haya una amplia cobertura en el país, y sin embargo, que se desarrolle de manera eficiente, entonces tiene que haber mecanismos que incentiven las inversiones.

Voy al ejemplo de la distribución de gas natural, donde la cobertura de los distribuidores de gas natural es del siete por ciento del mercado.

Entonces, la metodología de tarifas que elijamos y los principios metodológicos deben de buscar como propósito ampliar esa cobertura.

Cuando vemos mercados mucho más maduros pues efectivamente, el propósito siempre debe ser bajar las tarifas y además, por otro lado, el desarrollador o el operador su único propósito es incrementar las tarifas porque es el único mecanismo para incrementar sus ingresos.

Pero en el caso de México, sin duda debemos buscar metodologías que busquen ampliar la infraestructura a la mayor parte de la población posible, asegurando que esta sea eficiente y que sea en beneficio de los usuarios finales.

Para lograr esto, sugerimos distintos componentes que creemos que debe tener la metodología tarifaria.

Primero, ¿qué tipo de tarifas? Hasta el día de hoy hemos trabajado básicamente con tarifas quinquenales, es decir, se ajustan cada cinco años y cada cinco años tenemos un escalón, un cambio importante en el nivel de tarifas.

Creemos que también debe haber espacio para las tarifas niveladas, ya hay algunos permisionarios que ya lo han estado probando. Una tarifa nivelada da una enorme estabilidad de ingresos al permisionario, pero además da estabilidad en los pagos a los usuarios.

Entonces creemos que las tarifas niveladas deben de ser esquemas cada vez más utilizados, especialmente cuando son inversiones específicamente de transporte y almacenamiento, que la inversión se hace en un sólo momento y se puede conocer cuál va a ser el activo a depreciar durante la vida del proyecto.

Un tema fundamental en los ajustes de tarifas es el ajuste por inflación y tipo de cambio.

Esto ha generado muchos debates de los permisionarios con la CRE en cuanto a en qué momento se deben hacer estos ajustes; hay distintas reglas para los distintos permisionarios;

durante los periodos de revisiones tarifarias, de revisiones quinquenales, se congelan estos ajustes; entonces sí consideramos que debe de haber algún mecanismo automático, inclusive mensual para que se ajusten las tarifas, de manera que pueda ser predecible y otra vez, sea mucho menor el impacto para el usuario final.

En cuanto a rendimientos. La metodología que ha seguido la CRE en los últimos años, que es la del *capital asset pricing model* es una metodología que funciona, ha sido probada. Sin embargo, ha habido varias discusiones sobre qué parámetros se utilizan, cuántos años se tienen que utilizar, cinco, diez o quince.

Nos parece que en la medida que se estandaricen y que sean claros esos parámetros; el *capital asset pricing model* funciona y funciona bien, lo que genera mucho ruido es cuando se empiezan a modificar los parámetros cada quinquenio.

También es importante en el rendimiento, me parece, considerar los riesgos específicos de cada actividad permitida. No es lo mismo el riesgo de un transportista, que el de un distribuidor, que de un negocio de gas comprimido, etcétera. Es mucho más difícil de medir ese riesgo, pero creemos que es un elemento que se debe considerar.

Y el tercer punto que mencionamos en la sección de rendimientos, es la posibilidad de contar con rendimientos estables a largo plazo, ¿eso qué significa? Y regreso al ejemplo de transporte.

Un ducto de transporte, la inversión se hace el primer año y se va a recuperar durante 30 años, quizá va a haber inversiones adicionales pero van a ser marginales.

Entonces debiera de haber posibilidad que en ese momento se fije el rendimiento de esa inversión que se va a recuperar a 30 años. No habría motivo para que cada quinquenio se reabra el rendimiento de esa inversión, insisto, que se realizó el año uno.

En el caso de distribución puede ser un poco distinto, porque en el caso de distribución cada cinco años, vamos, hay un crecimiento constante, pero debiera haber la posibilidad y esto le va a dar, uno, mucha seguridad al inversionista y mucha estabilidad en las tarifas que va a cobrar ese proyecto.

Tenemos un comentario similar en cuanto a las bases de activos. Es decir, las bases de



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

activos por supuesto que la CRE tiene que revisar que sean razonables, eficientes y de acuerdo con los estándares de la industria, sin embargo, no nos parece necesario volver a revisar la base de activos cada quinquenio.

Es decir, una vez que se autorice una base de activos, que la CRE la considera eficiente, razonable, de acuerdo a los parámetros de la industria; habría que revisar cada quinquenio, por supuesto, las nuevas inversiones, pero no esa base de activos que ya se aprobó, porque otra vez genera incertidumbre para los inversionistas.

Con respecto a las revisiones quinquenales, aquí un elemento fundamental para nosotros es que las revisiones quinquenales se resuelvan a tiempo.

En la medida que las revisiones quinquenales se rezagan se empiezan a comprimir los periodos quinquenales, tenemos periodos más pequeñitos para recuperar las inversiones, se incrementan más las tarifas y se hace una bola de nieve que nos genera problemas a todos.

Con las revisiones quinquenales, acabamos de pasar por algunos procesos complejos de revisión de las tarifas de los distribuidores y nos parece importante que haya transparencia en todos los criterios que se consideran en estas revisiones, digamos, transparencia, uniformidad y que se sostengan los criterios a través del tiempo.

Por último, con respecto a los ajustes por eficiencia, este ha sido un elemento creo muy controversial en las tarifas. Nos parece importante homologar criterios y encontrar esos criterios que efectivamente son comparables, que se pueden utilizar de un caso al otro para medir eficiencia.

Me parece que tanto el sector privado junto con la CRE no hemos encontrado todavía con mucha claridad esos mecanismos.

Entonces estos son todos los elementos que vemos.

¿Qué refleja esto? Nos parece que en principio la directiva de precios y tarifas que conocemos hoy en día, contiene principios que son una guía bastante razonable para darle, ¿qué buscamos?, seguridad a los inversionistas, incentivos para que se siga invirtiendo y, al mismo tiempo, asegurarnos que esas inversiones sean eficientes y razonables; y creemos

que realmente lo que estamos hablando es aprender de las experiencias que hemos tenido para afinar un poco lo que ya viene ahí y permitirnos seguir adelante con nuestras inversiones.

No vemos una necesidad de un cambio radical, sino un poco afinar sobre lo que ya hemos venido aprendiendo durante los últimos 20 años.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Muy bien. Si les parece yo sugiero que vayamos a todo el tema de contraprestaciones y después hacemos los comentarios. Entonces, Ángel.

Ángel Larraga Palacios: Yo como continuación de la exposición de Tania me voy a ir muy rápido sobre las líneas generales.

Bueno, las actividades de las redes, como en el caso de la distribución, son monopolios naturales que deben estar reguladas y que deben estar abiertas sin discriminación alguna, para que además haya una promoción del crecimiento y promover la competencia que siempre se dará en el precio del gas y no en la construcción de redes.

Reconocer, como decía Tania, una rentabilidad razonable, reconocer todos los costos necesarios para la actividad y establecer el traspaso completo de costos de adquisición de gas para el suministro.

Y me voy a centrar en el punto cuatro, que es el reconocimiento de un premio que incentive el crecimiento.

En nuestro país y ya desde el año 95 estamos alcanzando los dos millones de clientes, después de todos estos años, o sea, realmente es un crecimiento muy bajo; ni siquiera alcanzamos lo que son tasas de desarrollo de redes de países del entorno como Colombia, como Brasil o como Chile y mucho menos ya Estados Unidos o Europa; estamos en el entorno del siete por ciento de la penetración.

Entonces, en ese escenario vamos a ver qué ejemplos o qué modelos se han utilizado en otras partes que hayan favorecido el crecimiento.

Aquí, toda esta parte de la rentabilidad razonable y los costes necesarios para la actividad, lo ha comentado Tania; el traspaso del coste de gas a los clientes regulados y me centro en

el premio por crecimiento.

Este modelo que se utilizó y se ha utilizado con éxito en Europa, donde los diferentes países también partían de penetraciones de las distribuciones de gas muy diferentes: Francia con todo el modelo nuclear o Italia; Inglaterra que abrió muy rápidamente su mercado; o los países más rezagados como eran Portugal y España.

El modelo. Se trata de incentivar una retribución que formule la expansión de las infraestructuras, optimizando el uso de todas las infraestructuras, las de distribución y también las de aprovisionamiento y transporte; y se basa en separar lo que es el ingreso de los distribuidores de las tarifas; aquí siempre tenemos el dilema, cuando vamos a revisar las revisiones quinquenales vemos que no ha crecido la demanda, con lo cual la tarifa lleva una evolución diferente. Si tuviera un crecimiento de verdad la demanda, las tarifas podrían mejorar.

En este escenario, para intentar separar lo que es los ingresos requeridos de los permisionarios de lo que son las tarifas, la propuesta sería.

La metodología supone reconocer los costos, generar unos incentivos adicionales que premien el crecimiento dentro de un concepto de estabilidad regulatoria, de tal manera que la fórmula para cada permisionario es la misma, idéntica, de hecho cada año se actualiza el 1° de enero.

Se parte evidentemente de la base de activos de cada uno de los permisionarios; se analizan los costes; se analizan las actividades de expansión, cosa que ahora cuando hacemos las revisiones intentamos mantener, o consideramos que eficiencia es que los costes de los clientes que ya están conectados deben ser iguales para los nuevos, cuando hay un escenario de mayor inversión, y se le añade un objetivo que tiene que presentar en los planes; o sea, ahora lo que tenemos es un plan quinquenal que si el permisionario no lo cumple acaba siendo sancionado.

Puede estar ese escenario, pero como un estímulo haciéndolo al revés: buscar crecimiento, unos reactivos exigentes e incentivando a través de un premio el incremento de la retribución del permisionario, que no quiere decir que la retribución del permisionario sea la tarifa.

La suma de los ingresos requeridos de todos los permisionarios con la fórmula anterior, incluido el premio al que ha cumplido, el que no ha cumplido tiene la penalización, por lo cual ese incremento o ese incentivo al crecimiento hace, y esto ya es sobradamente conocido por todos, que crezca la demanda teórica, que no haya que buscar una demanda teórica sino que realmente crezca, con lo cual la suma de los distribuidores, de todo el ingreso de los distribuidores, sumándoles los premios y restándoles los déficit por no haber conseguido los objetivos, supone incrementar el denominador con una mayor demanda, con lo cual acaba siendo beneficiada la tarifa, que esa tarifa además eliminaría la discriminación entre territorios.

Gasoductos troncales, instalaciones de internación de gas en el país se podría definir de forma individualizada la situación de todos y cada uno de ellos y en el escenario de incentivar el crecimiento crece ineludiblemente la demanda, además es un modelo que en automático se actualiza todos los años y se ve todos los años si el permisionario ha cumplido o no.

En este escenario, lo que el permisionario recauda en su territorio no es el ingreso que le corresponde, el ingreso que le corresponde se ajusta trimestralmente o semestralmente y el sistema le debe más dinero o él tiene que devolver dinero al sistema.

Entonces, la inversión es retribuida por la expansión con una fórmula de crecimiento, el crecimiento ayuda al denominador a que incremente la demanda, con lo cual la tarifa única puede ser menor.

Que tampoco tendría por qué ser una tarifa única y se podría llegar a pasos intermedios, algo parecido a lo que se ha hecho en el *roll in*, pero en este escenario entonces hay un sistema, la recaudación es para el sistema y los sistemas de liquidación se pueden hacer de forma sencilla trimestrales o semestrales.

Se ajusta cada año, el regulador fija los objetivos a todos y cada uno de los permisionarios y los permisionarios si no cumplen tienen una sanción, como ahora; pero si cumplen tienen un incentivo que hace mejorar la demanda.

Este es un ejemplo que contribuyó a países como Portugal o como España, que llevaban un rezago respecto a países como Alemania, pudieran penetrar de forma más rápida en sus redes.

Ustedes, de forma rápida, este es un ejemplo que complementarí­a lo que ha comentado Tania en el escenario global de propuestas de revisi3n.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: En el mismo tema de contraprestaciones, entiendo que Carlos, t3 tenías una propuesta, verdad.

Carlos Alberto Arriola Jiménez: Sí, algunas observaciones.

Seré muy breve, porque en gran medida creo que han sido cubiertas por mis compa­er­os.

Yo creo que hay algunos temas de cará­cter general que valdría la pena resaltar, como uno de ellos que, incluso entiendo, se mencion3 durante la sesi3n pasada que va con respecto a la certidumbre en los plazos y criterios de evaluaci3n. Sí creemos que es muy necesario tener las reglas ya bien aterrizadas en el plazo m3s corto que sea posible.

Por otro lado un tema que me parece tambi3n ya cubri3 Tania, pero la certidumbre a largo plazo de los retornos es importante, sobre todo para que exista congruencia con los requisitos del sector financiero para financiar este tipo de proyectos.

A la hora de contratar un cr3dito, quien lo otorga quiere tener la mayor certidumbre posible de que los ingresos van a estar ah3 para cubrir, tanto los intereses como el capital del cr3dito, y en la medida que los ingresos est3n sujetos a reducirse en el futuro, pues dificulta la contrataci3n de cr3ditos para el desarrollo de este tipo de infraestructura.

Otro punto que me pareci3 importante resaltar, es uno que incluso est3 cubierto de manera espec3fica en la directiva de tarifas, en donde se habla del reconocimiento de los riesgos espec3ficos de los proyectos -existe puntualmente esa redacci3n en la directiva de tarifas- y si bien, me parece se ha aplicado de manera general, diferenciando los riesgos asociados a un proyecto de transporte con los riesgos asociados de un proyecto de distribuci3n, creo que es importante reconocer que cada sistema de distribuci3n tiene particularidades que generan riesgos distintos.

Estamos hablando, a fin de cuentas, de geografías distintas dentro de nuestro propio pa3s, y por lo tanto existen riesgos que pueden ser muy distintos en unas zonas como en otras.

En particular, yo enlisté algunos de estos, seguramente no es una lista extensiva y podría ampliarse, pero por ejemplo la madurez de un sistema define también, en cierta medida, qué tan riesgoso es hacer una inversión, ya sea para extenderla o para desarrollar un sistema completamente nuevo.

Los riesgos sociales, evidentemente son distintos en distintas geografías dentro de nuestro país, lo mismo que los riesgos políticos.

La configuración propia del sistema también genera diferencias importantes en los riesgos crediticios, donde el riesgo crediticio pudiera estar más o menos concentrado en una serie de usuarios, pues lo cual también puede ser una diferencia importante entre dos sistemas de distribución.

Desde luego están los riesgos físicos, como pudieran ser los geológicos o los climáticos que también se presentan o tienen una incidencia distinta a través de las regiones geográficas.

Creo que el principio está en la directiva de tarifas. Mi propuesta sería reconocer que entre sistemas hay diferencias importantes en los niveles de riesgos, aun cuando se trate de sistemas para desempeñar la misma actividad, como pudiera ser la de distribución o incluso la de transporte.

Y quizás un concepto que ayudaría, porque también evidentemente es muy difícil desarrollar una metodología para evaluar los riesgos específicos en cada caso de manera detallada, pero quizás considerar una posibilidad para realizar ajustes en los ingresos en caso de que se materialice alguno de estos riesgos o en general cualquier evento de fuerza mayor que salga del control del desarrollador, del inversionista, y que dada la definición de un ingreso máximo, en circunstancias normales no tendría manera de recuperar a través de los ingresos los gastos adicionales que un evento de esta naturaleza pudiera ocasionar.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Muy bien. Y entiendo que para determinar también, Gonzalo tenía algo sobre este tema.

Gonzalo Robles Tapia: Son más bien concepciones generales. Si quieren podemos entrar directamente a lo que se ha comentado.

En mi caso elaboré unas láminas para recordar los grandes esquemas regulatorios, se han

utilizado en muchos países, está en la literatura económica.

De lo que he escuchado ahorita, que ha sido muy enriquecedor, he visto también que evidentemente la clave está también en cómo hibridizar las cosas de manera que sean lo más efectivas. Podemos entrar a eso, pero con mucho gusto, si quieren de una vez ir comentando lo que han comentado los Consejeros anteriores, adelante.

Aquí, sin entrar en grandes detalles, pero evidentemente yo creo que estamos claros, cuando hablamos de los principios metodológicos, ¿cuáles son los puntos fundamentales en los que tenemos que fijarnos? Por supuesto en la cobertura, en temas de eficiencia, de certidumbre, de que los usuarios también tengan cierta certidumbre, también se mencionó en los pagos y en el perfil de pagos; y por supuesto que exista un premio a la inversión para realizar los proyectos, para sostenerlos y por supuesto para incrementarlos, porque la demanda se espera que crezca en muchas cosas, precisamente es el objetivo también de la Reforma Energética. Eso es cómo resumiría esta primera lámina.

La segunda lámina, por supuesto hay varios esquemas, tienen pros y contras, en fin, los dos más importantes son la de *rate of return regulation of cost plus* y el *price cap*; podemos ver otro tipo de esquemas.

Por supuesto, y ahorita se me ocurrió también de lo que el ingeniero Larraga estaba mencionando, porque es una variante lo que el ingeniero propone, entendí, y a reserva de platicarlo con mucho gusto.

El *rate of return* lo que tiene es que, por supuesto me da la impresión que da mayor certidumbre a las inversiones y que permite incorporar. Bueno, todo tiene *trade off*, todo tiene algún *trade off*, no hay ninguna, evidentemente estoy diciendo una verdad de Perogrullo, no hay ninguna metodología perfecta, el chiste es ver exactamente esos *trade off* y hasta dónde y en el tiempo también; por ejemplo, si efectivamente ahorita se quiere premiar mucho a la inversión, entonces efectivamente eso hay que tomarlo en cuenta y a lo mejor ver en el tiempo esos esquemas. No tengo la respuesta, confieso eso, y lo podemos platicar con mucho gusto.

Por supuesto este esquema también tiene el problema de revisar los costos, ya se ha platicado esto, no quiero repetirlo. No hay nada como estar en campo, como las personas que me han precedido, como tener la verdadera experiencia.

Desde el punto de vista del regulador, también quisiera externar ese punto de vista si me permiten, por supuesto es más retador porque hay una simetría de información, que eso existe siempre en todo este tipo de esquemas.

Otros puntos que en la literatura se han mencionado, que se pueden generar incentivos, inversión productiva, efecto del *gold plating*, etcétera; vaya, son cuestiones teóricas, pero que evidentemente todo el esquema de incentivos tiene que cuidarse y de vuelta con esos *trade off*.

Hay un tema de eficiencia que por supuesto hay que tener cuidado, porque sí se quiere premiar, pero se quiere también lograr, como ya se ha planteado, un crecimiento eficiente, un desarrollo eficiente; de lo contrario, solamente se trasladan a los usuarios los costos, eso está muy claro.

El *price cap*, también queda muy claro, ya se han comentado aquí los elementos al respecto, inflación, temas del tipo de cambio, el tema de productividad que es muy importante, eficiencia y otros factores, externos y contingentes.

Pero hay que partir de algo, ¿de dónde se parte?, pues de un esquema de *cost plus*, por ejemplo, y luego ya sobre esto la dinamización hacia adelante, y en el *set* pueden entrar múltiples cosas y además se pueden generar esquemas de incentivos, este sistema de liquidación muy interesante que ya mencionaba el ingeniero.

De este marco de referencia se pueden hacer muchas cosas, la ventaja de esto es, bueno tiene pros y contras. Uno es que tiene más dientes para la eficiencia, pero luego puede dar más incertidumbre, en el tiempo los ajustes se van haciendo los permisionarios, bueno pues sí, de vuelta hay que hacer esas ponderaciones de los *trade off*.

El *revenue cap*. Ese sí no lo recomiendo, el *revenue cap*, porque ahí existen también riesgos de discriminación de precios y en todo caso no es lo más eficiente.

Hay otros esquemas: *performance*, regulación por contrato de incentivos, en fin, hay menú para trabajar esto.

Qué es lo que de primera instancia y antes de escuchar precisamente la muy enriquecedora

experiencia de los que me precedieron en la palabra.

Así, de la revisión de la literatura diría yo: partamos de un *rate of return*, preferentemente con referencia internacional, eso es de *benchmarks*, si existen; viendo también las experiencias que ha habido, principalmente las mexicanas, sin duda tenemos que fijarnos en qué ha funcionado, hasta dónde; tampoco vamos a inventar el hilo negro respecto a lo que ha funcionado, eso me parece muy claro; pero también tenemos que ver dónde tenemos que afinar los incentivos para cubrir todos los objetivos que se han planteado para todo esto; y luego los parámetros de crecimiento, en fin, todos los elementos de *price cap* y revisar de forma periódica, tener este *price cap* ajustado y yo creo que ese sería básicamente la propuesta aquí.

Nada más es importante, de vuelta, tener cuidado en qué pasa con las tarifas de los usuarios, o sea tenemos que ir ponderando esos dos elementos de inversión por un lado, y de usuarios por el otro, que es el principal reto, me parece, del regulador, en el crecimiento eficiente de las actividades reguladas.

Con esto cerraría mi presentación, muchas gracias.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Muy bien muchas gracias Gonzalo.

Como saben la idea es que podamos tener un diálogo sobre estos temas, la Comisión una de las cosas que ha estado considerando a la luz de la reforma es plantearse o replantearse el tema tarifario en las distintas actividades.

En uno lo hacemos por necesidad, en la parte eléctrica tenemos que construir básicamente todo, puesto que antes solamente regulábamos una parte muy pequeña.

En el caso de gas ya tenemos una experiencia previa, pero creo que no está de más que haya una revisión de algunos elementos que probablemente podrían ser mejorados hacia adelante.

Y justo por eso creo que es interesante abrir este diálogo, naturalmente el día de hoy no se agota, pero podemos comenzar esta conversación entre la industria, los distintos *holders* y la reguladora.



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

Sobre las presentaciones que se hicieron ahorita, yo abriría la mesa para comentarios, preguntas de mis colegas comisionados, de otros Consejeros o del Staff. Si tuviera alguien preguntas o comentarios.

Susana.

Susana Ivana Cazorla Espinosa: Buenas tardes.

Todos estos comentarios que nos hacen son muy útiles para las nuevas metodologías que vamos a estar haciendo, revisando y haciendo todo el año que entra.

De entrada les comento que en las aprobaciones de ingresos requeridos que se les notificaron la semana pasada, viene un poco de lo que comentas, Ángel, viene un poco de premio a aquél que hizo más, pero conectó más; viene un ingreso promedio ponderado por energía superior, aprobado el quinquenio pasado para aquél que no sólo invirtió más sino que conectó más.

Nada más quiero mencionar, el regulador no premia infraestructura, premia infraestructura conectada, entonces es algo que hay que tener muy en cuenta, y creo que en esta aprobación de estos ingresos requeridos se tomó en cuenta, se aprobaron los ingresos que no habían sido incluso aprobados en el quinquenio anterior, que no se había solicitado aprobación, pero con el requisito de una energía extra, y aquél que no tuvo energía extra pues tendrá una tarifa menor en el siguiente proceso de realización de tarifas.

Todos los componentes de inflación, de tipo de cambio, la transparencia en cada uno de los elementos en la tasa de rendimiento, todo eso se va a evaluar.

Lo que sí les aseguro, bueno, si yo estoy aquí es que sean transparentes, que los criterios queden muy claros y transparentes en las metodologías y que sean lo más automático que sea esto posible.

Los reconocimientos mensuales de cambios en ajustes en precios y tipos de cambio, es mi opinión personal, no son tan recomendables porque hay veces que hay choques temporales que no deben reflejarse directamente en ajustes en tarifas, pero de todas maneras estamos analizando cuál es la temporalidad adecuada para que los efectos en las variables macro tengan un impacto en estos elementos que componen las actualizaciones de las tarifas.

También vamos a revisar la conveniencia de mantener revisiones quinquenales o no y qué tan automáticas deben ser las actualizaciones mensuales.

Pero creo que en estas últimas aprobaciones viene un poco, a ver si así lo comparten con nosotros, un poco de esta nueva forma de hacia dónde queremos dirigirnos.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Yo quería aprovechar que se hizo una presentación con una propuesta específica, la que hizo Ángel, y para hacer un par de preguntas concretas.

En este esquema que se propone, parecería que hay una socialización del riesgo, alguna especie de subsidios cruzados entre los usuarios en unas zonas con otros, y lo que implicaría, me parece a primera vista, es que por ejemplo en el caso de México un efecto que podríamos ver, me imagino, intuitivamente, es que usuarios como los que se encuentran localizados en Monterrey o en Juárez, en donde ya hay una penetración importante, en donde las tarifas tienen ciertos niveles relativamente maduros y por lo tanto bajos, sufrirían incrementos y lo que veríamos es más bien en las zonas nuevas o en otras zonas una disminución.

Parecería, al menos intuitivamente, que podría darse este tipo de efectos. No sé qué argumentos se presentarían frente ese tipo de consideraciones.

Ángel Larraga Palacios: Como decía Susana, se tiene el modelo de premiar. La expansión no es premiar la red por el campo, es premiar la mayor demanda y si se genera más demanda se benefician todos, pero no hay subsidio cruzado porque se podría simular de una forma muy sencilla, sería sumar todos los ingresos requeridos, sumar la demanda real y trasladarlo a una tarifa postal y ver ese mismo qué ocurría con el tercer quinquenio, porque realmente entre el tercer y cuarto quinquenio ha habido muy poquito crecimiento y en los dos anteriores también.

Al final tenemos dos millones de clientes, pero Pemex y CFE ya tenían más de 700 mil, con lo cual hemos crecido muy, muy poquito. Entonces cada distribuidor de su fórmula se lleva su ingreso, que es el que le corresponde.

El modelo lo que hace es mejorar entre todos, pero no es una subvención cruzada, la demanda global para que al final salga una mejor tarifa y esto es fácil de simularlo con los

datos que tenemos ya de Sener y de la propia CRE.

Cada distribuidor o cada permisionario tiene su ingreso requerido, lo que él recauda por la tarifa es otra cosa, porque le puede corresponder todo o una parte, o le puede corresponder más.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Pero una pregunta, de lo que entendí, a lo mejor lo entendí equivocadamente, ¿habría una sola tarifa para todos los usuarios?

Ángel Larraga Palacios: Se puede llegar, claro.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Entonces se perdería aquí la libertad del permisionario de establecer una propuesta tarifaria distinta para cada zona.

Ángel Larraga Palacios: Claro. El permisionario tiene su ingreso en función de su base de activos, de su depreciación, de la tasa de rentabilidad que se fije y del premio o penalización, ahora también tiene penalización, como decía Susana, si no cumple; ese es su ingreso, que no tiene nada que ver con lo que recaudó con tarifa; o bueno, algo sí que tiene que ver, pero no va a coincidir en la mayor parte de los casos.

Lo que debería ocurrir es que el resto de las zonas, todas evolucionaran hacia una tarifa menor vista en perspectiva y no hacen falta revisiones quinquenales, cada año es en automático, cada año se actualiza la fórmula, se ven los objetivos del año si se han cumplido y en función de eso se calcula la tarifa, evidentemente tarifa para el mercado doméstico, para el mercado comercial y para el mercado industrial, la fórmula y esa es una simplificación.

Luego, cada distribuidor tiene también su *mix* de mercados y hay diferentes tipos de mercados y eso también tendría que ayudar a cubrir mucho más la demanda industrial.

La demanda industrial se cubre a base de redes de distribución, que es un monopolio natural, mejora la demanda a nivel global.

La subvención cruzada es un poco el contrario, un cliente de usos propios tiene un condicionante para él, de esa manera en la demanda global, si fuera atendido por un distribuidor cuenta y entonces ayuda a bajar las tarifas.

Se trata de que el denominador crezca.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Me habían pedido aquí la palabra, tanto como el Comisionado Serrano como el Comisionado Madrigal.

Marcelino.

Marcelino Madrigal Martínez: Muchas gracias por estas reflexiones. Yo creo que ahí me quedo con algo que me gustó, se plasmó muy bien que la regulación depende mucho del estado de maduración que lleva cada industria y no porque Inglaterra tenga 50% de acceso tenemos que utilizar la regulación de Inglaterra. A mí me parece que eso es muy valioso.

Ángel, en este tema, este mecanismo como que ya es el *non plus ultra*, perdón que lo diga así, porque ya estás mezclando los ingresos de todas las distribuidoras. ¿Qué verían ustedes de un mecanismo?, ¿o cómo crees que pudiera ayudar a la expansión que se hiciera una especie de estampilleo pero a nivel de zona? Porque esto es un mecanismo ya de compensación intrazona.

Ángel Larraga Palacios: Este es un mecanismo de compensación nacional. No se mezclan las retribuciones de cada permisionario, cada uno tiene la suya; otra cosa es que se suman a efecto de la demanda nacional.

Marcelino Madrigal Martínez: Déjame poner más claro mi comentario. Hasta dónde crees que pudiera incrementarse el acceso, si la forma en que se asigna el cargo de distribución ahora cambia radicalmente. ¿A qué me refiero? Como el 10, 15 por ciento del consumo de la energía paga como el 60, 70 por ciento del cargo de distribución y eso es cuando utilizas un razonamiento de cargo por costo de servicio, que es muy diferente a cargo por expandir las redes.

Qué tanto sería el impacto de un cambio nada más a nivel distribución de decir: veamos una posibilidad de asignar cargos de distribución basados en máximo beneficio neto, que a lo mejor te daría una especie de estampilla; a lo mejor es muy cercana una estampilla a lo mejor diferenciada. ¿Qué tanto sería el impacto en el acceso?

Tú crees que habría muchos más usuarios que dijeran: ah, creo que ahora sí me conviene ya

de plano cambiarme; bueno, ahorita el precio está muy bajo, pero, ¿sí ayudaría mucho a la expansión o no? O crees que tenemos que brincar a este mecanismo nacional de compensación intrazona, que requiere más pensamiento.

Ángel Larraga Palacios: En ese modelo la estructura tarifaria no está en manos del permisionario, está en manos del regulador y el regulador la construye.

Si tenemos que avanzar en que se favorezca la comercialización, lo primero que tiene que haber son redes, porque si no hay redes suficientes no llegamos a donde está el cliente, con lo cual no podemos comercializar; sí tenemos mucha red de transporte, pero luego no tenemos redes de distribución.

En función de cómo va madurando el mercado, que compenetración es del siete por ciento, aún estamos muy lejos de que podamos decir que está el mercado maduro, el regulador va estructurando su distribución tarifaria en función de la demanda doméstica, de la demanda comercial y de la demanda industrial.

Cuando lleguemos al punto 6 también tengo una explicación de lo que es el consumo nacional y se ve el impacto de los diferentes mercados, entonces lo podremos volver a comentar; pero está en manos del regulador.

Marcelino Madrigal Martínez: La última, nada más.

Cuando dices “el premio”, no entendí exactamente cómo está articulado en la fórmula este premio, porque como se ve la fórmula parece que siempre es un cambio de la asignación de costos, ¿dónde entra el premio al que expande más?

Yo pensaba que al cambiar la forma de asignación de costos, como va a haber más incentivo a cambiarse, no es un premio *per se*, pero lo mencionaste muy incentivo, ¿dónde estaría el premio?

Ángel Larraga Palacios: Es un multiplicador en la fórmula de la retribución del ingreso requerido.

Marcelino Madrigal Martínez: A parte de esta fórmula.



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

Ángel Larraga Palacios: Es un multiplicador, un 1.0 algo, en función de los objetivos que se le han fijado de crecimiento del doméstico, del mercado comercial y del industrial, tanto en número de clientes como en energía.

Marcelino Madrigal Martínez: O sea, lo estamos viendo como un componente adicional a la fórmula anterior.

Ángel Larraga Palacios: Sí, es parte del ingreso requerido, exacto. El ingreso requerido mejora o se perjudica si no se consiguen los objetivos, como decía Susana; o sea, el modelo lo que no retribuye son redes por el campo, redes con demanda, entonces la demanda está fijada cada año para el número de clientes por los diferentes mercados.

Rosanety Barrios Beltrán: La pregunta es si, creo que entendí la explicación sobre cómo va el premio, pero entonces yéndonos a la siguiente fórmula, o si lo entendí correctamente, asumo que forma parte del ingreso requerido de los distribuidores, del primer componente, entonces ahí está, cada vez que se revise esa fórmula ahí está el premio que eventualmente se haya repartido.

Ángel Larraga Palacios: Pero el efecto beneficio es que también está abajo, con lo cual la demanda se incrementa proporcionalmente más, es cuestión de ajustar si sube un uno por ciento o un dos por ciento el ingreso requerido; a lo mejor la demanda abajo ha crecido un tres o un cuatro.

Rosanety Barrios Beltrán: Claro. Perdón.

¿Entonces qué es el déficit y qué es el superávit?

Ángel Larraga Palacios: El déficit y el superávit son los ajustes, si han cumplido tienen algo más y en las liquidaciones si les corresponde más tienen que devolver.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: El Comisionado Serrano tenía un par de preguntas o comentarios.

Jesús Serrano Landeros: Sí.

A mí me queda la duda sobre, es un poco en la línea de lo que decía el Comisionado

Presidente sobre la posibilidad de subsidios cruzados al considerar ese sistema de remuneración.

La primera cuestión, efectivamente las redes de distribución tienden a ser un monopolio natural pero a nivel local, o sea a nadie se les ocurriría, y solo es por llevar el argumento al extremo, que a nivel del área TLCAN la distribución de gas natural fuera un monopolio natural; lo es, a lo mejor, a nivel de la Ciudad de México o tal vez del Estado de México, pero no de todo el país, entonces ahí sí habría que considerar que en realidad, cuando hablamos de distribución, al menos a nivel nacional pudiéramos estar hablando de diferentes mercados y que a nivel local podría suceder esto.

Sale a colación justamente Monterrey. No me queda claro que pudiéramos esperar un crecimiento del 100 por ciento del número de usuarios en la Zona Metropolitana de Monterrey, estaría un poco más cercana a otro tipo de comportamiento.

Visto desde esa perspectiva, si vemos del punto de conexión a la línea de transporte al resto de la línea, me suena un poco difícil entender cómo si la prestación del servicio es a nivel local, digamos Monterrey o Guadalajara, los ingresos en algún momento tuvieran que depender de lo que sucede en Zihuatanejo o en Mérida. Como que pareciera que es una provisión local y que debe de ser remunerada de manera local y aparentemente otro tipo de consideraciones podrían llevarnos a subsidios cruzados.

Entonces yo creo que es algo que necesito todavía estudiar bastante más, a mí me queda todavía la duda qué pudiera implicar este tipo de subsidios cruzados, en general se reputan como generadores de subsidios cruzados estos esquemas agregadores de varios mercados que creo que sería el caso.

Otro elemento que también me deja duda es el excluir la posibilidad de precios, de que el distribuidor pueda ajustar sus precios a la baja respecto de un máximo, son dos variables que puede tener, en general en cualquier mercado puede haber ajustes o en precio o en cantidad.

Me parece que hacer eso también puede llevar a que ahora el regulador se convierta en punto focal para reducir la competencia, o dicho de otra manera: no veo la necesidad de limitar a los distribuidores en sus actuaciones de mercado y una de ellas puede ser ofrecer mejores precios. También tendría duda respecto a ese aspecto.

Ángel Larraga Palacios: En relación con el primer punto, y poniendo el ejemplo de Monterrey, funcionaría igual que ahora; cada distribuidor tendría su ingreso requerido y cada distribuidor tendría sus objetivos dentro de esa zona.

Jesús Serrano Landeros: Mi duda es que su ingreso dependa del sistema y no de lo que se remunere sólo con los servicios que proporcione su sistema, dado que después del monto del transporte, pues es difícil hablar de una externalidad o un beneficio.

Ángel Larraga Palacios: Él sigue dependiendo de su base de activos, cada uno de la suya; de la tasa de rentabilidad, la que está fijada; de los costes, cada uno los suyos; de la depreciación de sus activos y de lo que crece o no crece con sus objetivos, con lo cual cada uno tiene su objetivo dentro de su ámbito de su actuación. Lo que ocurriría es que al final, el cliente pagaría todo la misma tarifa.

Pero de cara al distribuidor no hay un escenario de subsidios cruzados, porque cada uno compite contra sí mismo para conseguir sus objetivos.

Jesús Serrano Landeros: Sí, pero en la medida que pueda haber transferencias, déficit o superávit, puede utilizar este elemento justamente de lo sucede en otros mercados.

Si no hubiera intercambios con el sistema de faltantes o superávit, pues efectivamente no habría influencia del exterior de esa parte del sistema; o sea, el intercambio de flujos de efectivo con el resto del sistema llevaría a otra.

Ángel Larraga Palacios: Es lo que comentaba Carlos en relación con la segunda parte. El inversionista necesita tener un retorno razonable de su inversión, entonces como el distribuidor no es un comercializador, aunque sí que comercializa al cliente de bajo consumo, pues no tiene esa posibilidad de jugar con los precios.

Y además yo creo que es bueno: siempre que el inversionista tenga una garantía razonable, eso tiene que repercutir; una rentabilidad razonable tiene que repercutir en una mejor tarifa para los clientes; pero fijarse competencias en tarifas de distribución es complejo, la competencia se fijará siempre y se fija a nivel mundial en la comercialización.

Jesús Serrano Landeros: Sí, un elemento que permita ofrecer tarifas más bajas que el

promedio.

Ángel Larraga Palacios: Pero en la comercialización.

Jesús Serrano Landeros: Pero insistiría, por qué limitar la actuación *ex ante* del distribuidor, no me queda claro por qué ponerle una limitación *ex ante* a lo que podría hacer en un mercado.

Ángel Larraga Palacios: Bueno, esto es un ejemplo y se puede simular, yo creo que se puede simular con toda la información.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Comisionado Navarrete.

Nada más aclaro para todos: naturalmente el día de hoy no vamos a votar esta discusión, porque si no nos podemos quedar aquí hasta las 11 y media 12:00 y no acabamos.

Noé Navarrete González: Básicamente iba a decir eso.

Yo creo que el ejercicio que se está haciendo es un ejercicio muy bueno, la verdad es que más allá de otra situación la metodología que tenemos ahorita yo creo que ya llegó a un límite, creo que ya está agotada, creo que necesitamos ser creativos, necesitamos innovar en esta área del tema de fijación de tarifas en distribución, a mí en lo personal no me queda duda.

Yo celebro este ejercicio que se está haciendo, el acercarnos la información que ustedes nos están acercando, la experiencia que ustedes tienen la verdad es que es bienvenida y sin duda, como dice el Comisionado Presidente, pues no ahorita, es imposible que lleguemos a este tema.

Nada más volteando un poquito para atrás tenemos que hacer el ejercicio de cuánto tardamos en sacar las revisiones quinquenales que les acabamos de notificar, entonces menos vamos a sacar ahorita.

Pero sí, sin querer repetir, sí quisiera resaltar la experiencia que están compartiendo, el acercar esta información, el decir, y retomando un poco lo que platicábamos el jueves de la semana pasada, creo que hacen falta este tipo de ejercicios, no solamente con el Staff sino

ciertamente el Órgano de Gobierno, en la medida de que la ley dé oportunidad, acercarnos con ustedes para seguir avanzando en este análisis y poder llegar a una metodología, que igual no a todos los va a dejar contentos, pero que sí deberá dejar contentos a la mayoría y estos son los muy buenos primeros pasos.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano: Tania me había pedido la palabra y si les parece, después del comentario de Tania, sugeriría algunas líneas de acción hacia futuro para que este tema no se agote.

Tania Ortiz Mena López Negrete: Gracias.

Yo recojo el comentario del Comisionado Madrigal en términos de que este tema de una tarifa estampilla nacional pareciera ser el modelo *non plus ultra* de mercados, supongo, muy maduros en Europa, son modelos que yo no conozco personalmente; pero me parece, sin pretender llegar a un modelo tan sofisticado, el planteamiento de fondo de Ángel es cómo hacemos.

Hoy tenemos un esquema que castiga el no conseguir el plan de negocios; hay un ingreso requerido máximo aprobado, hay una tarifa máxima aprobada, que en el mejor de los casos cumplimos con nuestro plan nos permite tener ese ingreso

¿Cómo establecemos incentivos, también, bien claros para apremiar el crecimiento?, y sí se puede hacer a nivel de cada distribuidor, incluso a nivel de grupo tarifario, pero esos incentivos no existen hoy en día, y me parece que ese es el punto de partida de la reflexión de Ángel, que es importantísimos, es decir, no sólo que castigemos el no cumplir, sino que incentivemos la expansión de las redes; más que la expansión de las redes, la conexión de más usuarios.

Francisco Javier Diez de Sollano: Perfecto.

David Madero.

David Madero Suárez: Yo nada más terminar por decir, que tratando de resumir, y creo que el sentir es que lo más importante de todo es la eficacia de toda esta parte de tarifas, que las cosas no se retrasen, que salgan a tiempo, que las reglas sean muy estables, que hay homologación lo más posible.

Por otro lado, creo que siempre hay un balance entre buscar que las cosas sean lo más eficientes posibles, y, por otro lado, general siempre la certidumbre que se requiere, de que no te van a estar cambiando las reglas y de que no te van a estar moviendo las cosas, y creo que último punto que se ha tocado es este incentivo; yo sí creo que incentivos en tratar de enfascarse en una discusión de si hay o no hay subsidios, para que tengas incentivos necesitas recursos, y la única manera en que haya recursos, a menos de que alguien más te los vaya a poner sobre la mesa, es que encontremos la manera de castigar, y con ese dinero premiar a lo que sí están haciendo algo.

Si a eso le queremos llamar subsidios cruzados es una discusión técnica que podemos tener, pero al final de cuentas a lo mejor no está mal crear subsidios cruzados, a lo mejor suena a una cosa pecaminosa en la CRE, pero por otro lado las experiencias de Colombia, por ejemplo, demuestran que eso es como se logró una gasificación muy rápida del país. Entonces, tendríamos que plantearles, llamarles de otra manera pero tratar de buscar incentivos.

Francisco Javier Diez de Sollano: Bueno, a ver, miren, yo lo que les propongo, porque insisto, yo creo que este será uno de los temas más importantes en los grupos de trabajo del Consejo Consultivo; me parece sumamente relevante que se retome, y de manera bastante detallada.

Yo propongo dos cosas. Una, creo que valdría la pena en esta propuesta específica, incluso tratar de ver si nos podrían ayudar los mismos distribuidores en hacer un ejercicio de cómo se vería lo que están planteando, incluso con los números que tienen, a lo mejor sería interesante ver qué pasa, creo que eso sería muy interesante.

La otra cosa que me parece importante que se analice en un grupo de trabajo, que yo creo que vale la pena que se enfoque en este tema en específico, toda el tema de una revisión o de una repensar el esquema tarifario, que al mismo tiempo alcance objetivos de una mayor cobertura, sea eficiente, etcétera; es también buscar y cuidar los aspectos jurídicos, porque habría que revisar en un esquema en que, supongamos que algo como esto se aprobara, quitáramos libertad que previamente está en el ámbito de los distribuidores, en el hecho determinar sus tarifas.

Entonces, creo que es algo que, los mismos distribuidores, valdría la pena que reaccionaran sobre ese tema. Miren, yo les propongo, de verdad este tema es sumamente interesante, y

vale la pena que le dediquemos un buen tiempo en el consejo y en los grupos de trabajo; tenemos tiempo, ahora se han resuelto las revisiones generales, nada quiere decir que no podamos después hacer un cambio si todo mundo está de acuerdo, pero hagámoslo con calma y hagámoslo detalladamente.

Si les parece pasamos al siguiente punto del Orden del Día, que también nos interesa que ustedes no hagan los comentarios que tienen sobre las disposiciones administrativas de carácter general, que la Comisión ya ha enviado a consulta pública.

Para esto yo les voy a pedir nuevamente a los consejeros que nos hagan la presentación, están también las DACGs apuntados para esto Tania, Ángel y Carlos, no sé ustedes en qué orden les gustaría.

Tania Ortiz Mena López Negrete: Si le parece empiezo yo, no por ser dama, sino porque la presentación que tengo recoge la postura común de la asociación mexicana de gas natural; por supuesto que Ángel y Carlos tiene comentarios muy importantes, digamos, adicionales de su sector de negocio específico.

Voy a comentar nada más sobre las DACGs de acceso abierto de distribución y de transporte; presentamos ya escritos muy extensos a COFEMER, que con mucho gusto podemos compartir los escritos quien tenga interés; y, bueno, Víctor y su grupo de trabajo además tienen copia.

Entonces, les parece bien si empezamos con las DACGs de acceso abierto en distribución de gas natural, que en realidad con tomaron mucho más trabajo analizar, dado que las de transporte realmente sigue en genera la práctica común de la industria a nivel internacional; las de distribución encontramos que no siguen la práctica de la industria a nivel internacional, por lo menos en la experiencias que tenemos las empresas que tenemos como miembros de la asociación, Estados Unidos, Canadá y Europa, y, bueno, Sudamérica también.

Pareciera que estas DACGs recogen muchos elementos de transporte de acceso abierto; se habla de temporadas abiertas, de boletines electrónicos, que de verdad no hemos visto en otros países del mundo, en donde operamos las empresas distribuidoras.

¿Qué implica eso?, primero un incremento en costo, sin duda, que se tendría que repercutir a los usuarios; hablamos, buen, toda una serie, y no entro en detalle porque todos leímos la DACG, pero de publicar información, y gestionar, digamos, la capacidad que sí es muy

usual en ductos de transporte es de verdad muy inusual en sistemas de distribución; entonces ahí sí nos gustaría escuchar, por parte de la CRE, cuál es la intención detrás de toda esta labor adicional, de toda esta gestión, y, que, además, le va a generar complejidad, no sólo al operador, al distribuidor, sino también a los usuarios. Ese es el primer grupo de comentarios.

El segundo grupo de comentarios tiene que ver con cómo se está implementando el acceso abierto, de hecho la actividad de distribución siempre ha sido de acceso abierto, incluso cuando había exclusividad en la redes, no nos queda duda; ahora, se agrega, digamos, de manera más explícita, porque ya existía, la figura del comercializador en distribución, que tampoco es un cambio radical, pero nos llama la atención en la manera en que se incorpora; primero se establece lo que es un usuario de bajo consumo, y esos usuarios de bajo consumo van a seguir recibiendo servicios agregados por parte del distribuidor, y arriba de 1,500 gigajoules van a tener la obligación de contratar por separado la comercialización y la distribución.

Ahí, un primer comentario importante es, que esos 1,500 gigajoules nos parece un umbral muy bajo, porque estamos hablando de un usuario, por ejemplo, de una tortillería, un restaurante chiquito, una tortería, que no tienen la sofisticación ni el interés en salir a comprar molécula, SAP capacidad de transporte, etcétera.

Entendemos la necesidad para usuarios muy grandes, para una minera, para una vidriera, para una cementera, que, además, tradicionalmente han salido ellos a comprar su gas; entonces, ya lo están haciendo, pero yo sí pediría que revisemos ese umbral para hacer algo que sea práctico para el usuario.

Tenemos también la duda de qué sucede; vamos, cómo hacemos la transición para implementar esta desagregación de servicios; nuestra primer solicitud será que, bueno, el cliente que quiera seguir comprando de forma agregada lo puede seguir haciendo; vamos, tiene la opción de siempre salir al mercado, pero no habría por qué no darle la opción de seguir comprando de manera agregada; la factura es muy clara de cuál es el cargo por distribución y cuál es el cargo por molécula, pero permitir que se siga haciendo.

Segundo, ¿qué pasa con los usuarios existentes?, es decir, ¿a partir del 1° de enero ya no les vamos a poder vender gas?, o ¿los usuarios existentes se mantiene en sus términos, y estas reglas son nada más para nuevos usuarios?, o ¿qué pasa si no hay un comercializador que pueda ofrecer ese servicio, dado que ya no puede ser el mismo distribuidor?

Encontramos muchas lagunas e insisto, no es un tema de evitar el acceso a comercializadores. Para los distribuidores el precio de la molécula es un *pass-through*, sino de hacer esto, vamos, de darle una visión práctica de cómo atendemos a nuestros usuarios. De verdad yo creo que hay que pensar cómo vamos a implementar estas nuevas disposiciones, entendiendo muy bien cuál es el propósito detrás de esto.

Hay dudas en cuanto a la duplicidad de redes; nos queda clarísimo que ya se acabó la exclusividad, es más, para muchos de nosotros se había acabado antes de la nueva Ley de Hidrocarburos, ya no existía exclusividad, sin embargo, ¿cuáles van a ser los criterios para que la duplicidad de redes no genere ineficiencias?, creo que es otro elemento muy importante.

Entendamos muy bien que si un distribuidor ya no está creciendo, pues no tiene derecho en seguir manteniendo, ya no se llama exclusividad, pero ciertas restricciones en cuanto a que entre otro distribuidor, pero creo que los criterios para que haya tarifas eficientes tienen que ser muy claros; y, también, tenemos dudas sobre cómo van a jugar, y aquí seguramente Carlos Arriola va a tener mucho que decir, los TUPs y SABs, en este nuevo esquema; es decir, también como dueño de la infraestructura deben permitir la entrada a comercializadores o no.

Entonces estas DACGs de acceso abierto de distribución entiendo que son un primer ejercicio, y nos surgen muchas dudas en cómo se va a lograr la implementación.

Francisco Javier Diez de Sollano: ¿Quieren que veamos los otros o alguien más traía de distribución?, y que nos enfoquemos rápidamente en esos, porque si no están también los de transporte, están también los de venta de primera mano, y yo aprovecharía el espacio, para que también los consejeros que participan con actividades de otros hidrocarburos nos dijeran si tienen alguna observación de las otras disposiciones que también la Comisión ha enviado.

Ángel Larraga Palacios: Podríamos ir a un esquema al final en el anexo por complementar lo que decía Tania, que además vamos al final del todo hay un anexo, que es distribución y es autorización.

Bueno, por completar lo que decía Tania, nos dimos a la tarea de analizar el total del mercado por los diferentes segmentos; en la demanda, en millones de pies cúbicos del sector petrolero, del sector eléctrico, el sector industrial, el residencial, servicios y transporte vehicular, y el número de servicios otorgados por la comisión tanto de TUP como

de SAB, que son 182 TUPs y 83 SABs, permisos en operación, y luego distribuidos en permisos dentro de zonas de distribución; y permisos fuera de las zonas de distribución, con la capacidad de todos y cada uno de ellos, y el volumen también del uso que se le está dando.

El escenario es que al final, si los clientes que están en los TUPs y los SABs no pueden, quedan cerrados y no pueden meter en acceso a comercializadoras; estamos cerrando al 78 por ciento el mercado o, lo que es lo mismo, sólo estamos abriendo el uno por ciento del sector residencial, el punto algo de servicios y punto algo del vehicular.

Entonces, esta es una reflexión de cómo tratar el mercado, porque ahí los clientes, si no se puede acceder a las comercializadoras no pueden hacer a estos clientes, bueno, la SAB de organización ya no tiene mucho sentido, porque lo único que estaríamos abriendo es a los clientes por arriba de mil 500 gigajoules o con la propuesta que hacia Tania, de seis mil, y que estén en la distribución, no en los SAB, con lo cual el objetivo que se le pone, incluso a PEMEX, de renunciar a una parte del mercado tampoco se cumpliría, porque estos clientes estarían cerrados ahí.

Entonces, no sé cómo se puede compatibilizar el escenario de que los clientes puedan ir a esas comercializadoras o los clientes puedan tener derecho a recibir ofertas de comercializadores; cómo se podría compatibilizar con los derechos que tengan los TUPs y la SABs, eso en algunas otras zonas a nivel mundial, cuando ha habido un proceso de apertura, se ha analizado, se ha evaluado y se han establecido lo que se llaman costos de transición para la competencia, para tener en cuenta, para compensar ese escenario, sino es difícil que podamos abrir la comercialización, bajo nuestro punto de vista. Esta era una reflexión, comentando lo que había Tania sobre la distribución.

Carlos Arriola Jiménez: Yo tenía unos comentarios respecto de la distribución en general.

Yo quisiera poner los comentarios que presento sobre la mesa desde el punto de vista que tendría interés en entrar al mercado de la distribución, no de alguien que no es un incumbente, pero que viendo las disposiciones de la ley, del reglamento tendría interés de entrar en ese mercado, o sea, desde el punto de vista contrario al incumbente y posible entrante al mercado.

Nosotros lo que vemos, en las disposiciones administrativas de distribución, es una serie de barreras, de entrada, que desde nuestro punto de vista o desde el punto de vista de un interesado de entrar al mercado, pudieran extender de facto la exclusividad en las zonas geográficas, incluso en aquellas donde la exclusividad ya ha vencido.

Puntualmente, ¿a qué me refiero?, se habla en las disposiciones administrativas, en particular, la 25.1, con respecto a que el criterio fundamental es el desarrollo eficiente, que desde luego creo que tiene que ser la premisa fundamental, y creo no hay argumentos para debatir con que esto es lo que necesita el mercado y lo que es mejor para los usuarios, que a fin de cuentas creemos que son por quienes deberíamos todos representar sus intereses, sin embargo la lectura que se le da a este borrador de las disposiciones administrativas es una donde se le da una ventaja estructural al incumbente.

Se habla de una extensión de un sistema existente por el permisionario, cuando considerando que existe la obligación de acceso abierto, es extensión de ese sistema, no necesariamente tendría que ser por parte del permisionario, está claro, y creo que muy claramente plantea disposiciones administrativas, que si el costo de generar un nuevo sistema es mayor que el de extender uno existente, pues se debe extender el existente, pero a mi manera de ver está expuesto de una manera en donde el permisionario existente es quien lo extiende, y no necesariamente se abre la posibilidad a que un nuevo permisionario sea quien haga la extensión de ese sistema de acceso abierto.

Por otro lado, también creemos que la redacción actual establece una serie de premisas que dan una ventaja a un permisionario de distribución existente, cuando la eficiencia no necesariamente se va maximizar, cuando un permisionario existente de un sistema de distribución existente extiende su sistema, porque pues existen otros permisos con otros sistemas distintos a los de distribución, en donde una extensión de ese sistema, como pudiera ser un sistema de transportes o un sistema de usos propios o una sociedad de abastecimiento pudiera ser, y en algunos casos más eficiente, que el que se extendiera una red de distribución que esté lejos de la zona donde está el nuevo usuario potencial.

Creo que aquí es importante precisar, que si bien con mucha claridad se reconoce que la distribución es una actividad de monopolios naturales, creo que es importante considerar que el monopolio natural es la red, es el sistema, y en una zona geográfica de distribución, un mismo distribuidor puede tener muchos sistemas o desarrollar nuevos sistemas, pero eso ya no entra dentro de la naturalidad de un monopolio, porque esa naturaleza de monopolio es para una sola red, no para una zona geográfica en su totalidad, desde luego, al menos que se defina así regulatoriamente, pero económicamente los beneficios vienen sólo de la extensión de un conjunto de infraestructura específico.

Creemos que la más complicada, quizá, sea la disposición que le da un derecho, tanto a permisionarios existentes, porque es una barrera de entrada, que creemos sumamente

difícil de darle la vuelta para alguien interesando en todo un mercado, porque para solicitar un permiso hay que hacer un estudio de mercado, hay que hacer una manifestación de impacto ambiental, hay que hacer un estudio de riesgo, hay que hacer una evaluación de impacto social simplemente para poder, desde luego hay que pagar los derechos de la evaluación, para presentar la solicitud del permiso.

Estando expuestos a que el incumbente tenga el derecho, de alguna forma, de vetar la entrada de un nuevo jugador a su mercado, pues genera una incertidumbre importante, en donde la inversión de tiempo y la inversión de recursos para desarrollar esa propuesta de plan de negocios se vuelve una barrera demasiado importante; yo creo que la respuesta natural de un incumbente, es decir: -mejor lo hago yo-; yo creo que sería completamente racional que en todos los casos, a menos que de plano sea muy mal negocio, en cuyo caso no se estaría presentando una solicitud, pero al menos que sea un buen negocio yo creo que la respuesta natural y completamente racional de un incumbente es decir: -lo hago yo-. Entonces, ahí veo nuevamente un riesgo importante y una barrera, de entrada, importante a los mercados de distribución.

Por otro lado, en la siguiente lámina coincidimos que, y con la parte del documento en el que yo me estoy centrando, se establece, que en el caso de que se otorgue un permiso para unos sistemas se tendrá que realizar una temporada abierta; en realidad creo que esto aplica para el desarrollo de una nueva infraestructura, que está sujeto a que se realice una temporada abierta; creo que es muy importante evaluar quien cubre el riesgo de que un solicitante en la temporada abierta, después, no respalde su solicitud, y de qué manera se garantiza, porque, digamos, que el interesado natural en hacer una solicitud en temporada abierta sería un comercializador, pero, ¿qué pasa si después el comercializador no logra desarrollar el mercado, mientras que el distribuidor ya hizo la inversión por meter una infraestructura de mayor dimensión, de mayor alcance para generar esta capacidad disponible para el mercado y esta holgura, y, si no se materializa, de qué manera ese comercializador va a respaldar esas solicitudes, de modo tal que no representen un daño al inversionista o en su caso al resto de los usuarios?

Otro tema puntual es, en la siguiente, creemos que sí es importante darle celeridad a establecer los criterios específicos, acerca de la separación legal o funcional, operativa y contable de las actividades, creo que esto aplica también para el transporte y distribución; en nuestro caso particular, y con algunos otros participantes en el mercado con quienes hemos platicado, pues la falta de dichos lineamientos ha generado confusión acerca de los requisitos que se tienen para obtener los servicios o los lineamientos para su otorgamiento,

y, sobre todo, pues sí vemos muy cercano el momento en el cual es una necesidad jurídica para todos los participantes del mercado, quienes comercializamos gas natural, el tener el permiso y para poder cumplir antes del periodo del 1° de enero con ese requisito, que se pueden otorgar ya los permisos, pero al mismo tiempo que se terminen de clarificar cuáles son los permisos en cuanto a las separaciones, y también en cuánto a la limitantes en cuanto a la participación de capital.

Un par de temitas muy puntuales, también muy alineados con lo que comentaba Tania; creemos que la difusión de información confidencial, pues es algo que vemos que sea tan indispensable, sí vemos ahí riesgos el de tener que publicar la información que se está requiriendo que se haga pública, como son las memorias de cálculo, los modelo estadísticos financieros; no vemos que en la ley establezca la necesidad de hacer pública esta información, entonces creo que sí valdría la pena evaluar cuál es la conveniencia y la necesidad de hacerlo.

Por último, también vemos ahí la creación de una carga administrativa, y un costo adicional, asociado a la publicación de los boletines electrónicos; creemos que la información que se está solicitando es demasiado extensiva, que el mantenimiento de dicha información va a requerir hacer una serie de inversiones y una serie de gastos operativos que, al menos desde nuestro punto de vista, no vemos que haya un beneficio real en hacer pública toda esta información y en mantenerla de manera adecuada, siendo los objetivos que establece la Ley de Hidrocarburos, para los boletines, es mostrar la capacidad disponible, pero no todo lo que se está solicitando en las disposiciones administrativas.

Muchas gracias.

Ángel Larraga Palacios: Nada más rápidamente.

Yo diría que cuando hablamos de incumbente deberíamos definir muy bien de qué estamos hablando, porque el incumbente aquí en México, en este caso, son los TUPs y los SABs, porque al final los TUPs y los SABs tienen siete mil millones de pies cúbicos y doméstico, si le sumamos los servicios, tiene 100; si le sumamos el vehicular tiene 102.

Entonces, el incumbente es, en este caso, la sociedad de alto abasto que tiene, que nosotros en muchos casos hemos planteado los distribuidores hacer en nuestras zonas también usos propios o sociedad de alto abasto, que no se no ha permitido y sería una barbaridad, porque realmente el distribuidor no ha podido entrar a competir con los SABs, porque tenían obligaciones que los SAB no tenían, por ejemplo, no odorizar, que a mí me parece que es

una situación grave, clientes que conectados a usos propios o a una sociedad de alto abasto no odoricen y con un distribuidor si hay alto riesgo de accidentes, pero después hay otros condicionantes que se le exigen al distribuidor que el distribuidor ha cumplido.

Entonces, yo creo que el concepto de incumbente deberíamos de darle una vuelta, porque yo considero que es al revés, en nuestro caso, en México son los TUPs y los SABs; el distribuidor prácticamente no se ve; ahora se abre al mundo de comercialización y se clasifiquen las comercializadoras por volumen, pues los que aparecerán moviendo más volumen habrá una relación de orden y se verá quién tiene más volumen, a

Lo mejor cambia esto al futuro, pero al día de hoy el 78 por ciento del mercado está en los TUPs y los SABs, y están cerrados, con lo cual el modelo de incumbente debemos quizá revisar a efectos de denominación.

Francisco Salazar Diez de Sollano: No sé si alguno de mis colegas, comisionados, tuvieran algún comentario.

Les recuerdo, que en realidad muchos de estos temas, igual el otro, no se agotan el día de hoy; empezamos una discusión y es muy importante conocer los distintos puntos de vista, que debo decirles que me llama la atención que frente a la propuesta que se ha hecho originalmente tenemos quien la considera, que le restringe por un lado y otros piensan que le restringe por el otro.

Entonces, es interesante que la postura de la Comisión este más o menos por ahí.

Guillermo Zúñiga Martínez: Un comentario muy rápido; pues sí me gustó mucho cómo Carlos expuso el tema; aquí en el seno de la Comisión, el concepto incluso cuando empezamos a discutir, de no tener exclusividades, nos costó mucho esfuerzo asimilarlo, aceptarlo, entenderlo: -oye, ¿pero cómo va a ser?, es inviable el desarrollo sin exclusividades-, pero había una regla jurídica, que pues simplemente al palabra ya no está, y otra palabra que sí está, que está en construcción, en que en México está prohibiendo los monopolios, y para mí una exclusividad es un referente del monopolio.

Te doy tantos años un derecho de que nadie más puede estar en una zona más que tú; entonces, yo creo que hiciste una muy buena exposición, los conceptos que tocaste son conceptos que se desarrollaron aquí en el desarrollo de los temas del 25 en particular, porque se trata de, si ya no hay exclusividades, entonces, ¿cuál va a ser el incentivo a que un incumbente siga invirtiendo, a que un incumbente se esfuerce por cuidar su posición?

A mí me quedó muy claro en cómo utilizaste el incumbente en temas de distribución, yo coincido con tu término, y cómo también creamos un incentivo para que el agente que quiere entrar a un mercado donde hay un incumbente pueda crear una amenaza creíble, y todo esto pensando en un beneficiario, que es el usuario, quien se va a beneficiar entre un incumbente y un interesado.

En efecto, el 25 sí describe una serie de medidas, que tal vez puedan ser interpretadas como barreras en la entrada, pero, bueno, es por eso que se pone a consulta pública; yo en lo personal voy a tomar muy a pecho tus observaciones y me agrada mucho que, en efecto, la industria refleje discusiones que tuvimos al seno, porque significa que estamos, al menos, en el mismo camino.

Es cuanto, Presidente.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Comisionado Navarrete.

Noé Navarrete González: Gracias.

Yo creo que a diferencia de lo que estabas platicando hace un momento, sobre tarifas, ya en esto las observaciones muy directas a las DACGs, creo que sí ameritan que las tomemos rápido, porque pues esto ya está en proceso, y también, así como dice el Comisionado Zúñiga, yo también de manera personal, pues veremos la manera de revisar las observaciones que ustedes están haciendo y ver la viabilidad en los cambios que tuvieran que hacerse; así el órgano de gobierno lo decidiera.

De manera personal, a mí me hacen sentido muchas de las propuestas que ustedes están haciendo, pero ustedes saben que somos un Órgano colegiado, pero que se tendrá que tratar; no sé, Comisionado Presidente, pero yo creo que a la brevedad.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Sí, bueno, de hecho entiendo que ya ha habido algunas reuniones para tratar estos temas en específico, y la solicitud de la Comisión es que nos hagan propuestas concretas; la verdad es que la Comisión ha tratado de encontrar una solución a un problema complejo, porque es bastante complejo, porque no contamos, además con el asidero del marco legal anterior, que de alguna manera, criticable o no, era muy fácil, por ejemplo, abrir un esquema de competencia por el mercado inicialmente con las licitaciones, incluso que hasta pareciera carecer del sentido; sino no hay exclusividad, ¿qué vamos a licitar?

Entonces, digo, es complicado; la Comisión verdaderamente en este tema ha tratado de encontrar una solución y vemos que todavía es difícil encontrar un punto, si ustedes nos pueden dar propuestas concretas con mucho gusto las evaluaremos; y, sí, como decía el Comisionado Navarrete, a diferencia del otro tema de tarifas, aquí sí tenemos un poco más de prisa, porque pues es un tema que implica todo el modelo regulatorio adelante; podemos transitar con la parte de tarifas, que tenemos más o menos, pero sin unas reglas específicas, porque ya se murió el reglamento anterior; si no tenemos las reglas para el desarrollo de las actividades de transporte y distribución ahí sí estamos en un problema complicado.

Entonces, ahí, sí les pediría sus propuestas, sus recomendaciones rápido; en este tema sí necesitamos movernos rápido, y bueno que nos las hagan llegar a la Unidad de Regulación.

Samuel.

Samuel Eduardo Casto Ramírez: Mis comentarios tiene que ver con las ventas de primera mano, aplicables al gas licuado de petróleo, no sé si esté bien hablar del tema.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Si les parece bien agotamos nada más, faltaba el tema de ventas de primera mano de gas natural y seguimos a esa; términos y condiciones que estaba por ahí en alguna de las presentaciones, según yo estaban en las de Ángel.

Vamos a pasar a transportes; sugeriría el orden transportes, después comercialización, ventas de primera mano de gas natural y después ventas de primera mano para gas LP.

Tania Ortiz Mena López Negrete: Respecto a las DACGs de acceso abierto para transporte y almacenamiento de gas natural, éstas siguen las prácticas comunes de la industria a nivel internacional, en cuando a acceso abierto, temporadas abiertas, cesiones de capacidad, publicación de información, etcétera.

Entonces, en términos generales nos parecen muy razonables; persisten un par de preocupaciones, además de que hemos platicado mucho con la CRE; uno es el tema de la holgura, no cabe duda que los sistemas de transportes de deben diseñar con cierto potencial de incrementar su capacidad en el futuro, nadie quiere enterrar un tubo de 30 pulgadas para sacarlo cinco años después poner uno de 46 y 42, por supuesto no haría ningún sentido; normalmente los ductos de transporte incrementan su capacidad de manera con inversiones marginales medianamente con presión, sin embargo pareciera, leyendo las DACGs, que la CRE puede instruir la holgura de un sistema, y eso resulta muy

complicado, porque para hacer las inversiones, y cuando estamos hablando de inversiones, especialmente del segmento de transportes, son normalmente de ciento de millones de dólares.

El tema de construir holgura sin tener garantía de cómo se va a recuperar ese ingreso resulta, de verdad, muy complicado de aceptar; habrá transportistas, es más, yo les diría, prácticamente todos los transportistas diseñan sus ductos de transporte previendo que en el futuro podría fluir más gas por esos ductos, y que con inversiones adicionales marginales se podrían lograr esos objetivos.

Este tema de instruir la holgura es equivalente de instruir al inversionista que realiza una inversión, sin absolutamente sin ninguna certeza de que lo va a recuperar, porque no existe; es más, cuando hablamos de holgura, pues quiere decir que no existe un cliente que esté anclando esa demanda, que esté retribuyendo al transportista; entonces, yo diría que ese es el tema que más nos preocupa, apoyamos el tema de las temporadas abiertas previas a tratar de dimensionar el mercado apropiadamente, previas a desarrollar los sistemas.

Insisto, los mismos desarrolladores van a prever que sus sistemas sean expandibles, pero así como una instrucción específica de construir capacidad, que en un principio puede ser ociosa, resulta muy complicado. Lo mismo hay un tema aquí, quizá, un poco relacionado con las interconexiones, donde se establece hasta dónde la interconexión es responsabilidad del transportista, nada más tiene que quedar muy claro cómo se va a retribuir esa interconexión, porque en general debiera ser los beneficiarios de esa interconexión los que paguen esa inversión.

También el mecanismo tiene que ser bien claro; hay nuevos requisitos de publicidad e información, de boletines electrónicos, y ahí, vamos, nada más pedimos que nos den plazos apropiados para poder implementar la publicidad de información; la verdad nos pareció un poquito excesiva en algunos casos, vamos, pediríamos que se restrinja un poco más qué tipo de información de los contratos convencionales se hace extensiva al público en general.

En cuanto a las cesiones de capacidad, otra vez, estas son inversiones de mediano plazo, que se anclan con contratos de largo plazo, entonces las cesiones de capacidad se deben permitir en todo momento, tiene que haber un mercado secundario de capacidad, pero el usuario original debe de mantener sus obligaciones, al menos que ya haya otro usuario, y que absorba por completo todas las obligaciones de ese primer usuario en cuanto a plazo, en cuanto a tarifas, en cuanto a garantías financieras, etcétera, pero de otra manera se genera incertidumbre para el inversionista; esta también es una práctica común a nivel

internacional, pueden haber cesiones temporales, cesiones parciales, sí, siempre y cuando el usuario final mantenga todas sus obligaciones, y la única manera de hacer cesiones permanentes es que el nuevo usuario absorba absolutamente todas las obligaciones.

Pareciera que, desde nuestro punto de vista, no se desincentiva la cancelación de contratos de reserva de capacidad, otra vez, una vez enterrado el tubo no hay mucho que hacer con esa inversión, entonces también buscamos que esos contratos se respete durante la vida del contrato, y que no haya posibilidad de salirse de esos contratos; son temas muy puntuales, se ha trabajado con mucho detalle con la CRE, y ahí sí ya hicimos propuestas específicas de redacción a las DACGs, que espero que tomen en cuenta, pero en general creemos que es un esquema que va por muy buen camino para promover el desarrollo de infraestructura y para promover el acceso abierto a las redes.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Muchas gracias, Tania.

Le voy a ceder la palabra a la Comisionada Ramiro.

Y nada más vale la pena hacer una aclaración. La verdad es que si en distribución no encontramos prácticas análogas es porque el marco legal tampoco es la mejor práctica; normalmente en el mundo lo que existe son las concesiones de distribución, en México no las tenemos.

Montserrat Ramiro Ximénez: Yo quisiera comentar que el termino de lo que hablaste de la holgura, la holgura en todo el mundo se paga, y no tendríamos ningún interés en este caso de que la holgura no se pagara; nosotros, como está redactado, y a lo mejor no fuimos lo suficientemente claro posible, y lo tenemos que dejar muy claro; la holgura es un, que se podría instruir después de un proceso de planeación de la política energética, esa no la hacemos nosotros, la hace la SENER, y, por tanto, digamos, es el mecanismo por el que se debe pagar esa holgura.

Creo que tenemos que revisar la redacción, porque de ninguna manera estamos pensando en que ustedes la pagaran, y viéramos si la recuperan o no; entonces, entra ahí que hay que dar mucha certidumbre de que no es el caso, y que es simplemente una redacción desafortunada.

En términos de las cesiones de capacidad yo creo que pasa exactamente lo mismo, yo creo que estamos totalmente de acuerdo en cómo se deben dar, y si la redacción actual no lo

refleja, a través de sus comentarios puntuales estoy segura que lo vamos a recoger, yo no le veo mayor problema.

Francisco Salazar Diez de Sollano: De hecho hemos estado trabajando con base en el documento que nos hicieron llegar en los ajustes.

David.

David Madero Suárez: Un comentario, quizá, creo que ya lo hemos hecho en corto con el Staff, pero en esta parte de transportes vemos una ausencia del gestor técnico, que es parte de la Reforma Energética, y que cuando lo lees ahí no está, y que podría ser porque va a haber otro documento donde aclare, pero el hecho de que la regulación vaya quedando donde en partes no se ven ciertas figuras va a generar un problema yo creo que legal, cuando luego se tenga que interpretar todo.

Creo que es muy importante esta parte de holgura, pues si bien la instruiría la Secretaría, seguramente querría utilizar al gestor técnico del sistema como instrumento para ello, y, en ese sentido, todo lo que ustedes, además de que hay mucho trabajo aquí en la Comisión Reguladora con respecto a las funciones que va a tener el gestor técnico deberíamos tratar de hacer referencia, aunque sea tangencialmente, pero que se vea que están en esta parte de las de DAGs.

Francisco Salazar Diez de Sollano: De hecho nos hicieron el comentario, ya lo tenemos incorporado.

Transporte, ¿alguien más? Si no pasaríamos a ventas de primera mano de comercialización de gas natural, y después ventas de primera mano de gas LP.

Ángel Larraga Palacios: Bueno, aquí muy rápido, ya para avanzar, tener en cuenta la prelación para adquisición de ventas de primera mano para distribuidores o la posibilidad de ventas volumétricas para usuarios de bajo consumo, que ahí el distribuidor está obligado a pagar el servicio volumétrico, y parecería que habría ir siempre al modelo de reserva de capacidad para todos los mercados.

Luego también es importante resaltar la coordinación de la capacidad de venta de primera mano y la capacidad de transporte, aquí también, David, yo creo que tiene que intervenir y es importante enseñadas, porque si no podríamos incurrir en pagar reservas de capacidad de transporte que no sean usados por falta de gas.

Temas muy concretos sobre la cláusula de restricción de los suministros de más del 40 por ciento, ante más de 20 días consecutivos o 90 días no consecutivos o también excesivo los 30 días al año en la entrega de gas por mantenimiento, y, además no prohíbe que sean consecutivos.

Una parte de contemplar algo más, bajo nuestro punto de vista, las penalizaciones por una entrega de gas, dado que tan sólo son el 10 por ciento del precio del gas no entregado y eso no tiene en cuenta los daños directos o indirectos que se provocarían por la falta de gas.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Ya nos han hecho llegar algunas propuestas específicas en la materia.

Perfecto, también las hemos estado incorporando.

¿Alguien más en el tema de ventas de primera mano en comercialización?

Si no, entonces nos pasamos a ventas de gas LP.

Samuel.

Samuel Eduardo Casto Ramírez: Sí, muchas gracias.

Respecto de las ventas de primera mano de gas LP, yo quisiera iniciar comentando que en el caso de la Ley de Hidrocarburos, con la nueva definición para el 2016, respecto a la libre importación de GLP, y para 2017, si está los apoyos focalizados, la liberación del precio a los usuarios finales vale la pena hacer una modificación en la forma en la que se estructuran los precios; pasando de un escenario actual en el que se define con base en el precio del usuario final, al cual se le resta el precio al distribuidor, y consecuentemente en ventas de primera mano, lo correcto sería, que en su momento se le comentó a la Comisión, hacerlo justo al revés; iniciando con el costo de la molécula, el costo de internación más aquellos costos asociados, que tengan que ver con el mercado relevante con el que se van a consumir.

Particularmente, porque la industria de gas de cobro de petróleo coincidimos en la necesidad de la regulación asimétrica, en este caso con Petróleos Mexicanos, que consideraríamos es fundamental; en tal sentido los términos y condiciones aplicables en Petróleos Mexicanos estamos de acuerdo en que tengan dos componentes.

Primero es el reconocimiento del costo de necesidad de la adquisición del producto, donde seguramente, y comparto los comentarios de mis compañeros consejeros, en donde la

consistencia y estandarización de la tecnología es fundamental; en otras ocasiones pasamos los distribuidores de gas LP por diferentes metodologías, diferentes tiempos de ajuste, y particularmente creo que en el caso de ellos le pudiera abonar sobre riesgos regulatorios, no es el caso, pero cuando menos al transparencia de la información con la que se calculen los precios de venta de primera mano, que nuestra propuesta es considerando el origen de la molécula que se vaya a generar, pues todo mundo lo podemos conocer, para saber qué precio se está adquiriendo, y que para 2017 realmente tengamos condiciones de competencia efectiva.

Por otro lado, adicional a este costo de oportunidad, están los ajustes diversos que se tienen que aplicar; en este caso observamos que el primero de ellos es un ajuste en precio por la calidad del gas LP que se tenga en el mercado relevante; al día de hoy con la norma de emergencia tal como está el producto importado es cuando menos el 90 por ciento propano, 10 por ciento de butano, sin embargo sentimos que va a ser muy difícil atender una necesidad local de distinción de calidad, si al final vamos a continuar en esos ejercicios de mezcla.

Nuestra percepción es que tendremos precios ponderados de la molécula respecto de la calidad disponible en una zona de consumo; nuestra visión sería, tenemos que generar la transición necesaria para distinguir en precio la calidad del producto que tengamos, y en un corto, mediano plazo, tratar de generar un estándar a nivel nacional.

El tercer comentario, que yo quisiera hacer, es que todo esto nos impacta en lo que se conoce en el gremio como precios por población, que lo que hace al día de hoy Petróleos Mexicanos es que cualquier distorsión respecto de volúmenes de entrega o cambios de centro de terminales de suministro se ajustan dentro de otros distribuidores en el mismo territorio.

Este esquema sí resolvió los problemas que se tenían en la industria, sin embargo a partir del 2016 necesita una evolución, reconociendo, además de los costos de oportunidad, cualquier ajuste adicional que un permisionario pudiera tener o en este caso un adquiriente. ¿A qué me refiero? Costos asociados, tales como el flete, mano de obra, riesgos, entre otros; y este al final tiene un cuarto elemento, que son los contratos de suministro que se tiene entre la empresa productiva del estado y los permisionarios de gas LP.

De forma tal, para tratar de cerrar los comentarios, es la forma en la estructuración de precio observamos que tiene que ser distinta, porque también tendrá su impacto en lo que

ya se publicó en la Ley de Ingresos, en donde se le concede la atribución al ejecutivo federal, y la comisión va a revisar esta parte de la metodología.

El segundo, están bien los costos de oportunidad, están bien los ajustes a los que haya lugar y la calidad se vuelve un tema apremiante, y como segundo nivel los precios por población es un tema que tendría que ser revisado a la luz de las ventas de primera mano, y todo ello en aras de estar preparados para lo que se busque en 2017 en beneficios al usuario final.

Francisco Javier Diez de Sollano: Yo aprovecho para hacer una pregunta, no sé si mis colegas tengan algún comentario o algún otro Consejero.

La pregunta básicamente es, ustedes recordarán que la directiva, que en su momento publicó la CRE, y que no se ha venido aplicando en su totalidad, justo planteando un esquema de construcción de precios, a partir de la molécula en su origen, la propuesta que ustedes han estado describiendo es básicamente lo que se encuentra considerado en la directiva original.

Cuando se hicieron los últimos ajustes al mecanismo de determinación de venta de primera mano simple y sencillamente lo que se hizo es hacer la construcción de precio, pero solamente en una parte; y el factor de ajuste era la molécula, porque se tenía que llegar al precio objetivo controlado por los decretos.

Lo que en principio la comisión había estado considerando era, que mientras siga, esto será el siguiente año todavía, este esquema, pues es difícil que cambiemos al otro mecanismo, pero una vez, a partir del 1° de enero de 2017, cuando ya tengamos la liberalización, entonces lo que tendría que aplicar es el mecanismo original que teníamos en la directiva; me parece que básicamente estaría la industria en esa dirección, ¿cierto?

Samuel Eduardo Casto Ramírez: Sí, hacia allá es a donde estamos apuntando, y lo que creemos es que el tiempo o la transición en lo que esto se genera es fundamental, y en esa directiva que teníamos sí habría que precisar algunos puntos metodológicos, que comparto con otros consejeros, simplemente es para que todo quede bien homologado, pero en esencia es lo que buscamos.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Bueno, si les parece la propuesta concreta que haría es, dado que tenemos todo el año que viene para trabajar los ajustes que se tuvieran que hacer, que se tuviera también un grupo de trabajo en esta materia.

El otro punto que tendremos que ajustar en lo que teníamos antes en la directiva, pues es la hora, la definición de lo que es la venta de primera mano, no se hace en cualquier parte, entonces ese es punto que tendremos que ajustar; son temas que requieren esta calibración, este ajuste, pero tenemos el tiempo para trabajarlos, y naturalmente el tema de la calidad.

Jesús Serrano Landeros: Con relación al tema de la calidad, yo creo que eso va a ser abordado, tiene que ser en conjunto con la norma de calidad de los petrolíferos, y sí creo que se tienen que tener propuestas y discutir las sobre cómo vamos a definir calidad en los combustibles; en términos de misiones, si una decisión 01, por ejemplo, cumple con la norma pues cumple con la calidad o tenemos un continuo, y ese continuo va a ser o en diferentes grados, ¿función de qué variable?

Normalmente un combustible se usa para quemar, entonces una primer aproximación podrías ser pensar en el poder calorífico; yo creo que necesitamos abordar, incluso a la luz de la norma, inconscientemente señalé al Doctor Breña por ser el encargado de la norma de calidad, pero sí necesitamos tener claro que es lo que vamos a definir por calidad y si va a hacer una cuestión binaria, de varios elementos, y pensando sobre todo cuál es el objetivo, el uso de un combustible, que parecería ser el obtener energía a partir de la combustión.

Entonces, el exhorto sería también acercarse al doctor Breña, a fin de que esa visión de calidad también sea compartida con la Norma Oficial Mexicana.

David Madero Suárez: Tengo una pregunta.

¿Algunas de las asociaciones está participando en el Comité de Normalización?

Samuel Eduardo Casto Ramírez: En este caso participan todas las Asociaciones de los distribuidores del licuado de petróleo, y en el grupo de trabajo se han invertido en esencia dos comentarios.

El primero es que no tendríamos que hacer una distinción de producto a nivel nacional, por cuanto a la molécula que estemos utilizando; el segundo comentario es que es muy difícil distinguir por nicho de mercado, si se vale la expresión, en el sentido de que tratar de tener una calidad específica para el sector carburación, para residencial, comercial e industria es complicadísimo, y si la mayor cantidad de gas LP se utiliza en el sector residencial tendríamos que darles la demanda energética que ellos necesitan.

En ese sentido, un alto contenido de butanos no necesariamente es la solución, además de que existen riesgos, en este caso, por el etano que tendríamos que cuidar, contemplando la infraestructura actual, particularmente la de Petróleos Mexicanos, para poder atender el mercado que tenemos; entonces, en esencia son dos, no hacer distinción, y el segundo es atender la demanda energética que tiene la población y revertir el efecto de otros mecanismos, como lo pudiera ser la leña.

Alejandro Breña: El otro punto relevante era la reducción de olefinas para el mercado, digamos, residencial; 90-10, que es importante que tenga ese mayor contenido de propano, pero sobre todo la reducción de ese contaminante.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Muy bien.

Ustedes saben que hay una norma de emergencia, con una vigencia de seis meses, se está trabajando ya en la norma definitiva, es un proceso largo, entonces todos en los que nos puedan aportar, naturalmente servirá para poder salir.

¿Hubiera algún otro comentario?

Susana Ivana Cazorla: ¿Tienen algún comentario sobre el tema de la no regulación que le estamos haciendo al propano?, ¿creen que vaya a tener algún impacto en la industria del gas LP?

Samuel Eduardo Casto Ramírez: La verdad es que lo tendría que platicar con las demás asociaciones para poder dar el comentario más fino.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Lo que sí es que en cualquier caso les encargáramos, sabemos que la tarea es titánica, hay muchos instrumentos en consulta pública, nosotros lo sabemos mejor que ustedes, pero, bueno, les pedimos de favor que nos hagan sus comentarios, porque sí estamos en una presión de tiempo importante por sacar los instrumentos, si no recibimos comentarios pues asumimos que no hay ningún problema con lo que estamos proponiendo.

Bueno, rápidamente, entonces para terminar, yo le pasaría la palabra a Víctor Pavón para los últimos puntos del desahogo del día.

Víctor Pavón Villamayor: Muy brevemente.

El punto siete se refiere esencialmente a la visión estratégica de la CRE; es simplemente informativo comentarles que estamos trabajando internamente en un documento que trata precisamente en reflejar la visión estratégica de la CRE para los próximos años; es, digamos, todavía trabajo interno, han participado tanto el órgano de gobierno como el Staff.

Eventualmente cuando se avance en el documento y se concluya se les dará a conocer para su retroalimentación.

Respecto al punto número ocho, que ya son los asuntos generales, anunciarles que ya tenemos el Micrositio al Consejo Consultivo, se los vamos a proyectar ahorita, ya está en la página de internet, y un poco la idea es que tengamos una plataforma, pues ya digamos abierta, con información pública, evidentemente las estenográficas de la primera y la segunda sesión están ahí; eventualmente cuando estas ya están formales se van a subir.

En la plataforma se van a establecer también el calendario de las sesiones; me adelanto un poco; respecto al punto c), que es el calendario de sesiones les vamos a anunciar breve cuáles son el calendario de las sesiones ordinarias para el próximo año, así como las mesas de trabajo particulares que vamos a estar llevando a cabo.

Como ustedes recordarán el tema de mesas de trabajo creo que sí ha ayudado mucho en la organización de estas discusiones, y las seguiremos llevando; la idea es que pasemos a tener un ordenamiento un poco más claro de cada cuándo nos vamos a reunir en los dos grupos de trabajo del Consejo Consultivo; entonces, está a su disposición.

Un exhorto a aquellos Consejeros que están actualmente, si nos pueden regalar cinco minutos al final de la sesión, para que les tomen la fotografía y todos tengamos un formato homogéneo, se los agradeceríamos mucho.

El punto b), del punto 8, de Asuntos generales está relacionado con las Reglas de Operación del Consejo; actualmente tenemos un *draft*, está en discusión todavía interna; particularmente cuidando algunos aspectos legales, pero este documento será avalado por el órgano de gobierno, y se los daremos a conocer.

El punto clave es tratar de formalizar un poco las cosas que creemos que son importantes, por ejemplo el tema de las mesas de trabajo que no lo contempla el reglamento o un aspecto importante, como el que ustedes propiamente como Consejo Consultivo nombren a un coordinador, eso facilitaría un poco la interacción de la comisión, y particularmente de esta Secretaría Técnica con ustedes.

El punto c), es el calendario de reuniones ordinarias, que ya lo mencioné; el punto d), si me lo permite, señor Presidente, hacer un recuento de los acuerdos tomados en esta sesión.

Gonzalo Robles Tapia:

Quisiera nada más proponer, antes de entrar a los acuerdos, digo, es bien sabido que hay tiempos, se cumplen ciertos ciclos, pues yo creo que sería de justicia hacer un reconocimiento al Comisionado Presidente, siendo que se cumple un ciclo muy importante de muchos logros, además ahorita que ha sido un cambio fundamental afortunadamente en este país.

Yo propongo que conste en actas un reconocimiento al Presidente del fundador, en particular de este Consejo Consultivo, al Comisionado Salazar.

Víctor Pavón Villamayor:

Finalmente, antes de pasar la palabra al Presidente.

Los acuerdos si omito alguno por favor díganmelo. El primero es en materia de tarifas, a partir de la propuesta de los consejeros, particularmente Ángel Larraga; tratar de hacer un ejercicio, de una simulación de cómo se comportaría la propuesta que se sometió a su consideración de este Consejo con el comportamiento de las tarifas actuales.

El segundo formar propiamente un grupo de trabajo, una mesa de trabajo en materia tarifaria; el tercero es hacer, que nos hagan llegar, por favor, las propuestas, recomendaciones, sobre todo en los instrumentos que tenemos de consulta pública en COFEMER, y el punto cuatro formar una mesa de trabajo en las metodología para la determinación de las ventas de primera mano en gas LP.

¿Algún otro tema que se haya pasado?

María de la Luz Barbes Macías: Me parece que quedaba también lo de las Mesa de Trabajo, para los de las revisiones de las DACGs de distribución.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Ese es el más rápido, y yo sí les insistiría en ese, en términos de prioridad es el más urgente, junto con cualquier comentario que fuese de disposiciones, de por ejemplo, VPM; transporte está ya bastante procesado; VPM tenemos algunos avances importantes, el que está menos avanzado en el de distribución, entonces ahí es donde sí necesitamos muchas de sus opiniones.



CONSEJO CONSULTIVO EN MATERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL, PETROLÍFEROS, PETROQUÍMICOS Y BIOENERGÉTICOS

Víctor Pavón Villamayor: Lo tomamos como quinto.

Señor Presidente.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Muchísimas gracias.

Una de las cosas que se nos ha estado pidiendo y trataremos hacer es buscar que este mecanismo de los Consejos Consultivos sirvan como un foro para la interacción entre regulador y regulados, distintos *stakeholders*, parece que el dialogo y la comunicación en el seno de este Consejo es sumamente útil para la comisión, y yo creo que tenemos dos, pero si eventualmente después se requirieran más la idea es que es para esto este mecanismo.

Les agradezco muchísimo; y, bueno, aprovecho para comentarles a todos que el 21 y 22 de diciembre estaremos haciendo una presentación de los instrumentos regulatorios que hemos desarrollado a lo largo de todo este periodo de implementación regulatoria.

En el caso eléctrico hay mucha gente que estará aquí porque el mercado eléctrico mayorista comienza en operaciones pronto; en el caso de ustedes espero que también los que no salgan de vacaciones nos acompañen; vamos a estar haciendo la presentación de todo lo que hemos estado construyendo, y creo que sería interesante, además ustedes verán reflejado muchas de las cosas que hemos estado abordando; y, bueno, para que lo pongan en su agenda, lunes y martes de esa semana.

Noé Navarrete González: Estamos pidiendo su participación para unos videos que estamos haciendo para el evento aniversario 21 y 22, les mandaron un correo de si podían hacer favor de pasar al piso número 4, se está haciendo la grabación, regálenos un poquito de su tiempo, por favor.

Francisco Salazar Diez de Sollano: Muchísimas gracias.

ooOoo