



**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR ANTECEDENTES SOBRE LOS ACTOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES RELATIVOS AL EVENTUAL SOBREPRECIO COBRADO POR LA DISTRIBUIDORA METROGAS (CEI 6).**

**ACTA DE LA SESIÓN 14ª, CELEBRADA EL MARTES 13 DE DICIEMBRE DE 2022, DE 8:56 a 9:50 HORAS.**

---

**SUMARIO**

*Se recibió al Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán.*

- Se abrió la sesión a las 8:56 horas.

**I.- PRESIDENCIA**

Presidió la diputada señora Marcela Riquelme Aliaga.

Actuó como abogada secretaria María Cristina Díaz Fuenzalida, como abogada ayudante Macarena Correa Vega y como secretaria ejecutiva Sherry Peña Bahamondes.

**II.- ASISTENCIA**

Asistieron los miembros integrantes de la Comisión, las diputadas Chiara Barchiesi Chávez **\*(T)**, Mercedes Bulnes Núñez**\*(T)**, Marcela Riquelme Aliaga y Daniela Serrano Salazar**\*(T)** y los diputados Miguel Ángel Calisto Águila **\*(T)**, Juan Antonio Coloma Álamos**\*(T)**, Daniel Melo Contreras **\*(T)** y Hugo Rey Martínez **\*(T)**.

Concurrió de forma telemática el Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán.

**\*(T)**: Asistieron por la vía telemática, a través de la plataforma zoom. El resto de los participantes lo hicieron de manera presencial, en la sala N° 311 de la Corporación.

**III.- ACTAS**

El acta de la sesión 12, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.



El acta de la sesión 13, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

#### **IV.- CUENTA<sup>1</sup>**

Se recibieron los siguientes documentos:

1.- Oficio Res. N°34 del Ministerio de Energía, mediante el cual remite Oficio RESERVADO N°3, de 28 de octubre de 2022, de la Comisión Nacional Energía (CNE), en el cual adjunta Informes de rentabilidad anual (2012-2013) de las empresas concesionarias de gas de red, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Se hizo presente que los informes correspondientes al año 2021 están pendientes de emisión por parte de la CNE, en tanto la Ley de Servicios de Gas dispone que deberán emitirse al 31 de diciembre del año calendario siguiente. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

2.- Informes de rentabilidad anual (2014) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

3.- Informes de rentabilidad anual (2015) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

4.- Informes de rentabilidad anual (2016) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

5.- Informes de rentabilidad anual (2017) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

6.- Informes de rentabilidad anual (2018) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

---

<sup>1</sup> [https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=266315&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=266315&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)



7.- Informes de rentabilidad anual (2019) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

8.- Informes de rentabilidad anual (2020) de las empresas concesionarias de gas de red, enviados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°10, reiterado mediante Oficio N°14. Respuesta Oficio N°: 10/2022, 14/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

9.- Oficio Reservado N°35 del Ministerio de Energía, en respuesta a Oficio N°15, mediante el cual adjunta Oficio RESERVADO N°4 de la Comisión Nacional Energía, de fecha 8 de noviembre de 2022, en el que se indica el link de acceso a la descarga de la Resolución Reservada N°436, de 11 de agosto de 2017, de la CNE, que aprobó el informe técnico que fija el costo del gas ingreso del sistema de distribución de la empresa Metrogas S.A. Se hace presente, que el antecedente remitido contiene información que no tiene el carácter de pública, en los términos a los que se refiere el artículo 12 del decreto ley N°2.224, de 1978, en tanto su naturaleza es comercialmente sensible para las empresas cuyo contrato fue verificado en virtud del artículo duodécimo transitorio de la ley N°20.999. Respuesta Oficio N°: 15/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

10.- Oficio Ord. N°7936 del Servicio Nacional del Consumidor (Sernac), de fecha 16 de noviembre, en respuesta a Oficio N°12. Se hace presente que se remitió la información por Oficio Ord. N°7162 de 14 de octubre de 2022, el que se dio cuenta en la sesión N°12 de 25 de octubre. Se adjuntan los siguientes antecedentes del juicio colectivo caratulado "Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (CONADECUS) con Metrogas y AGESA", Rol C-8843-2021, tramitado ante el 25° Juzgado Civil de Santiago: demanda colectiva interpuesta por Conadecus, contestación presentada por Agesa, contestación de Metrogas y escrito mediante el cual Sernac se hace parte como tercero coadyudante. Asimismo, remiten estudio de Mercado del Gas elaborado por la Fiscalía Nacional Económica, presentación efectuada por el Sernac ante esta Comisión, en la sesión N°10 celebrada el 11 de octubre y minuta preparada por el Sernac para la presentación en la referida sesión. Respuesta Oficio N°: 12/2022. **SE PUSO A DISPOSICIÓN.**

11.- Correo del exministro de Energía, señor Jorge Bunster, mediante el cual excusa su asistencia a la sesión del martes 22 de noviembre, por razones de trabajo, expresando su disposición a participar en una nueva fecha a concordar. Sin embargo comunica, que según señala el Informe de la Fiscalía Nacional Económica, los hechos investigados se originan a partir de febrero de 2017, luego de tres años de haber dejado el cargo de Ministro de Energía. **SE TOMÓ CONOCIMIENTO.**



12.- Correo del exministro de Energía, señor Juan Carlos Jobet, en el cual excusa su asistencia a la sesión del martes 22 de noviembre, por compromiso agendado previamente. **SE TOMÓ CONOCIMIENTO.**

#### **V.- ACUERDOS**

Se acordó por unanimidad de las diputadas y diputados presentes, invitar a la sesión del martes 20 de diciembre a la abogada experta en Derecho de la Competencia y Regulación, señora Nicole Nehme Zalaquett y al abogado experto en materias de Derecho Económico y Regulatorio, señor Javier Velozo Alcaide.

#### **VI.- ORDEN DEL DÍA**

La Comisión escuchó al Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán.

\*\*\*

El desarrollo en extenso del debate se encuentra en el archivo de audio digital, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 256 del Reglamento de la Cámara de Diputados y en el acta taquigráfica que se adjunta al final de este documento.

El video de la sesión completa se encuentra disponible en la siguiente dirección:  
<https://www.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=3483&prmSesId=73087>

Habiéndose cumplido el objeto de la presente sesión, se levantó a las 9:50 horas.

**MARÍA CRISTINA DÍAZ FUENZALIDA**

Abogada Secretaria de la Comisión.



**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR  
ANTECEDENTES SOBRE LOS ACTOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y DE  
LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, RELATIVOS  
AL EVENTUAL SOBREPRECIO COBRADO POR LA DISTRIBUIDORA METROGAS**

**SESIÓN EN FORMATO MIXTO:**

(Presencial y vía telemática)

Sesión 14<sup>a</sup>, celebrada en martes 13 de diciembre de 2022,  
de 08:56 a 09:50 horas.

Preside la diputada Marcela Riquelme.

Asisten las diputadas Chiara Barchiesi, Mercedes Bulnes y Daniela Serrano, y los diputados Miguel Ángel Calisto, Juan Antonio Coloma, Daniel Melo y Hugo Rey.

Concurre, en calidad de citado, el secretario ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán, junto a la coordinadora de gabinete, señorita Andrea Olea Matamala.

**TEXTO DEL DEBATE**

*-Los puntos suspensivos entre corchetes corresponden a interrupciones en la transmisión telemática.*

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- En el nombre de Dios y de la Patria, se abre la sesión.

El acta de la sesión 12<sup>a</sup> se declara aprobada.



El acta de la sesión 13ª queda a disposición de las señoras diputadas y de los señores diputados.

La señora Secretaria dará lectura a la Cuenta.

-La señora **DÍAZ**, doña María Cristina (Secretaria) da lectura a la Cuenta.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Ofrezco la palabra sobre la Cuenta.

Ofrezco la palabra.

Esta sesión tiene por objeto reunir los antecedentes relacionados con la actuación del Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por el sobreprecio que la empresa Metrogas habría cobrado a sus clientes, debiendo analizar gestiones y medidas adoptadas por los referidos órganos públicos dentro del ámbito de sus competencias.

Para estos efectos, citamos nuevamente el secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Marco Antonio Mancilla Ayancán, quien asiste junto a la coordinadora de gabinete, señorita Andrea Olea, a quienes les damos las gracias y les pedimos las excusas por la citación anterior a la cual no pude comparecer.

Tiene la palabra, señor Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Buenos días, señora Presidenta.

Les agradezco la invitación porque entiendo que ustedes estaban bastante interesados en la implementación de la ley



N° 20.999, Ley de Servicios de Gas, y, por lo tanto, me voy a abocar principalmente a eso.

Le pido que me permita compartir pantalla para mostrar la presentación.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Sí, está autorizado.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Como dije, el objetivo principal es mostrar el trabajo que hace la Comisión Nacional de Energía en la implementación del marco regulatorio del sector gasífero, en especial respecto de la ley N° 20.999, aprobada por el Congreso en 2017.

Sin embargo, dado que también nos solicitaron el análisis de rentabilidad previo a esa ley, vamos a hacer un barrido de todo el trabajo regulatorio de la CNE desde 2011 a la fecha, incluyendo la verificación de las condiciones establecidas en el artículo 12 transitorio de la ley N° 20.999.

Como dijo la Secretaria al inicio de la sesión, estos informes de rentabilidad de la CNE contienen información potencialmente sensible, en términos comerciales, para las compañías, por lo que se los hemos enviado en calidad de reservados. Por lo tanto, en esta presentación voy a omitir aquella información que tenga ese carácter.

Ahora bien, este es solo un recordatorio de la sesión anterior en la que participé, donde les mostré cuál era el mercado del gas. Aquí estamos abocados a la rentabilidad o a los chequeos de rentabilidad de las cinco empresas sometidas a este régimen. Gasco Magallanes es una empresa sujeta a un



régimen de calificación, por lo que no entra en este ejercicio.

Estas cinco empresas, Metrogas, Gasvalpo, Gassur, Intergas y Lipigas, tienen actividad en diversas regiones del país; en algunas están bastante más consolidadas, como Metrogas en la Región Metropolitana, que también tiene operaciones más recientes en otras regiones. Digo esto porque, al exponer los resultados de rentabilidad, vamos a demostrar que la realidad de la rentabilidad de las compañías en distintas zonas no es la misma. Estamos hablando del orden de un millón de clientes que abastecen estas compañías, vale decir, del 25 por ciento de la población del país.

Respecto de la fuente legal de la actuación de este organismo -la Comisión Nacional de Energía-, en términos del análisis de rentabilidad de las distribuidoras de gas, hay que distinguir dos períodos: el previo a la ley N° 20.999, de 2017, y el posterior.

¿Por qué? Porque recién con la ley de 2017 se estableció legalmente la facultad de esta comisión de efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad. Esto está en el artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, modificada por la ley sobre la que les comento.

Por lo tanto, a partir ese año, de 2017 hasta la fecha, anualmente esta comisión ha tenido que atenerse a las reglas legales establecidas por ese marco regulatorio, en términos metodológicos y de procedimiento, que están, en particular, en los artículos 33 a 33 sexies.



Previo a eso, si bien existía en la Ley de Servicios de Gas un régimen de chequeo de rentabilidad, no era posible llevarlo a la práctica debido a diversos vacíos que tenía la ley, y en la etapa previa, esta comisión optó por acogerse a los artículos de la ley orgánica que la rige, a efectos de monitorear el mercado.

Por lo tanto, todos los informes de rentabilidad enviados a esta comisión, que son previos a 2016, están basados en la facultad que nos otorga el artículo 7 de la ley orgánica de la Comisión Nacional de Energía, que es la de monitorear el sector energético, y en el artículo 12 del mismo decreto ley, para cumplir con esta misión o las distintas tareas que esta comisión tiene, está la atribución de requerir información a muchos actores, en particular a las empresas del sector energético. Por consiguiente, ese artículo nos da la atribución y, por lo tanto, la obligación de las empresas de entregarnos información, con la cual esta comisión pudo hacer esos análisis de rentabilidad, incluso sin las metodologías establecidas posteriormente en la Ley de Servicios de Gas.

Sin perjuicio de lo anterior, el mismo artículo 12 establece el deber de reserva de los documentos cuando estos no tengan el carácter de públicos, que es el caso de varios de los documentos que enviamos a la comisión investigadora.

En el período previo a la ley N° 20.999 -estamos hablando del período comprendido entre los años 2010 y 2017, aproximadamente-, tenemos que en el 2010 se promulgó la ley N° 20.402, que creó el Ministerio de Energía, y le entregó las facultades que mencioné. Sobre la base de esa, y de un



estudio previo encargado por esta comisión en 2009, se puso en marcha un sistema de contabilidad regulatoria para las empresas de gas, que permitió, por primera vez, empezar a hacer un análisis de rentabilidad, que era lo que establecía la ley vigente, pero, sin perjuicio de ello, no tenía la metodología para hacerlo.

Entonces, esta comisión, con los criterios técnicos más o menos transversales que utiliza para otros sectores regulados, comenzó a hacer estos análisis de rentabilidad.

En 2012 se hizo la marcha blanca para proveer el sistema de contabilidad regulatoria, y ya en julio de 2013 se tuvieron los primeros resultados del análisis de rentabilidad para 2011. Hay que recordar que esto se hace año calendario vencido, porque hay que esperar que termine el año fiscal contable de las compañías para tener la información.

Y ese primer análisis de rentabilidad del 2011 se informó tanto al Ministerio de Energía de la época como a las diversas empresas a las que les afectaba. En particular, aquí están las cartas que fueron enviadas a la empresa Metrogas, objeto de la comisión investigadora.

Luego, en 2014, se realizó el análisis de rentabilidad conjunto de 2012 y 2013, que también fueron informados debidamente al ministerio y a las empresas.

Y así, sucesivamente, hasta que, en 2017, justo en el momento en que estaba siendo promulgada la nueva ley N° 20.999, se hizo el último análisis de rentabilidad, correspondiente a 2015.



Todos estos informes de rentabilidad fueron enviados a la comisión, con toda la información, incluso la reservada.

En esta lámina pueden ver una síntesis de los resultados obtenidos. Están graficados por empresa: Metrogas, Gasvalpo, Gassur, Intergas y Lipigas. Esto se hacía para el conjunto de las empresas, independientemente de la zona de concesiones. Estaban todas agregadas.

En color verde está la línea que marca el que podría ser el techo de rentabilidad vigente a la fecha. Había una tasa de impuesto capital mínima de 6 por ciento, como piso legal, más cinco puntos porcentuales de *spread* que se le permitía a las empresas, con lo cual podían mantenerse en un régimen de libertad tarifaria; en caso contrario, debían pasar a un régimen tarifificado.

En la línea verde que vemos en el gráfico está el límite tarifario. Podemos apreciar que para los distintos años calendario -esta comisión hizo el análisis- las empresas, en general, no superaron la rentabilidad límite, con excepción de la empresa Metrogas, la cual ya en 2012 estaba obteniendo, a nuestro juicio y, de acuerdo con los análisis de esta comisión, una rentabilidad de 11,4 por ciento. En 2013 ese dato subió de forma considerable a 16,9 por ciento de rentabilidad, y en 2014, según los análisis de la Comisión Nacional de Energía, la empresa tuvo una rentabilidad de 12,2 por ciento, para luego bajar nuevamente; es decir, durante tres años Metrogas habría obtenido rentabilidades por sobre el límite legal.



Ahora bien, como señalé anteriormente, la ley tenía diversos vacíos. De hecho, esto fue refrendado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en una causa que se llevó en esa época, instancia en la que el tribunal indicó que, debido a los vacíos que existían en la ley, los análisis de rentabilidad de la Comisión Nacional de Energía (CNE) no podían tener un efecto real y concreto, en términos de pasar a un régimen de fijación de tarifas. Por lo tanto, aun cuando los análisis técnicos de esta comisión indicaban que había una superación de la rentabilidad, el Poder Ejecutivo -el Ministerio de Energía, en particular- no podía llevar adelante una fijación tarifaria.

De hecho, esta fue una de las principales razones que impulsaron al Ejecutivo de la época y al Congreso Nacional a tramitar un proyecto de ley que subsanara estos vacíos y permitiera tener un marco regulatorio en forma, que es lo que actualmente nos rige desde 2017.

En la siguiente diapositiva vemos el régimen actual, al cual me referiré de manera relativamente breve, porque ya lo describí *in extenso* en la primera presentación que hice ante esta comisión investigadora.

En concreto, en todo Chile, salvo en la Región de Magallanes, tenemos un régimen de libertad tarifaria con tope de rentabilidad, lo cual es verificado por la Comisión Nacional de Energía, que, ahora, en forma expresa y en conformidad con la ley, debe hacer un chequeo anual de rentabilidad por zona de concesión. Debemos destacar la importancia de que en la actualidad esto se haga por zona de



concesión, ya que los análisis previos que hacía la CNE eran solo para el total de las compañías, mientras que ahora debemos hacerlo región por región.

La rentabilidad máxima permitida actualmente es la tasa de costo de capital más el 3 por ciento, lo cual fue rebajado del 5 por ciento original en la reforma de 2017. Debido a esto último, la misma ley N° 20.999 estableció un régimen transitorio de rebaja de la tasa del *spread*, que fue variando paulatinamente de +5 por ciento, vigente en 2016, hasta llegar a +3 por ciento en 2020; es decir, cada año el *spread* fue disminuyendo en 0,5 puntos porcentuales.

Además, en otra de estas disposiciones transitorias, específicamente en el artículo séptimo transitorio, la ley establece una especie de beneficio o incentivo a las inversiones, de forma tal que las instalaciones que hayan entrado en operación entre quince años previos y hasta en diez años posteriores a la vigencia de la ley, o sea, todas las inversiones que se hagan hasta 2027, tienen un *spread* de cinco puntos porcentuales. Ese porcentaje es equivalente a la tasa que había en 2017, pero, en este caso, no será rebajado a 3 por ciento, sino a partir de las inversiones que se hagan después de 2027.

Por lo demás, esta rentabilidad y tasa de costo capital se calcula con un promedio móvil de tres años, con el objeto de dar cierta estabilidad regulatoria.

En la siguiente lámina se aprecia lo que la ley establece que debe hacer la Comisión Nacional de Energía desde 2017 hasta la fecha, esto es, considerar los costos de explotación



e inversión que son eficientes; no los de la empresa real, sino los de la empresa real corregida de acuerdo con estos criterios de eficiencia. En ese marco, se consideran los costos de explotación: el costo del gas, que es el principal; el costo de operación y mantención, y los gastos de comercialización, como en una anualidad. Asimismo, se consideran los costos de inversión que, en otras palabras, es el *stock* de activos que pueda tener la empresa distribuidora, lo cual se determina en un análisis cuatrienal, y luego se va actualizando anualmente. Finalmente, otra parte de los costos son los impuestos a las utilidades.

Lo relevante es que las empresas reales o las compañías distribuidoras le entregan información a la CNE de lo que ellas estiman que son sus costos -obviamente, respaldados-, pero la CNE tiene la facultad de corregir dicha información con criterios de eficiencia, que es lo que normalmente hacemos en otros procesos tarifarios.

Esto significa que la CNE debe emitir tres informes, los que también fueron remitidos a esta comisión investigadora: el informe anual de chequeo de rentabilidad, que incluye los ingresos y costos de explotación, así como los gastos de comercialización y costos de inversión, con lo cual se determina la rentabilidad de cada año; el informe cuatrienal de valor nuevo de reemplazo de bienes eficientes, vale decir, de todos los activos eficientes que tenga la distribuidora, en el cual, además, se establece la fórmula de indexación hasta la siguiente determinación del valor nuevo de reemplazo (VNR), la vida útil y otros indicadores de eficiencia para ir



adicionando activos anualmente, y, por último, el informe cuatrienal de tasa de costo de capital, el cual se determina según tres componentes: la tasa libre de riesgo, el premio por riesgo y el factor individual.

Toda esta labor es relativamente nueva para la CNE, porque comenzó a regir a partir de 2017, cuando el Congreso Nacional aprobó la ley N° 20.999.

El siguiente esquema trata de demostrar que cada uno de estos procesos que les mencioné están bastante reglados en la ley, es decir, tienen un plazo determinado para que las empresas envíen la información y el regulador -la CNE- emita sus informes; tienen el contenido de la información que debe enviarse, y un sistema de contabilidad regulatoria, que trae el detalle de todas las instalaciones, incluso georreferenciadas.

Además, son procesos totalmente contestables, en el sentido de que el informe preliminar del regulador, primero, queda sujeto a observación de las empresas, tras lo cual se emite el informe definitivo. Si todavía hay discrepancias al respecto, estas pueden ser llevadas al panel de expertos, el cual, tras realizar una audiencia pública y hacer un análisis de los antecedentes, emite su dictamen cuyo resultado debe incorporarse en el informe final de la Comisión Nacional de Energía, que es emitido a fin de año.

Como vemos, son procesos bastante reglados, lo que a estas alturas es el estándar en términos regulatorios tanto para el mercado del gas natural como para el sector eléctrico.



En el caso del informe cuatrienal de valor nuevo de reemplazo de bienes eficientes, la CNE ha realizado dos informes a la fecha: uno en 2017 y otro en 2021. En concreto, dos informes, pero para cada una de las cinco empresas y para cada una de las zonas de concesión.

Lo mismo ocurre con el informe cuatrienal de tasa de costo de capital; también es un proceso bastante reglado, donde, primero, hay un informe preliminar de la CNE, y, luego, sigue todo el proceso de observaciones y discrepancias ante el panel de expertos.

Por su parte, el informe anual de chequeo de rentabilidad, que se emite todos los años, sigue la misma lógica; hay una fecha de corte para el envío de información de las empresas, y el proceso termina pospanel de expertos. Hasta el momento, la CNE ha realizado cinco informes de rentabilidad desde 2017: uno para cada empresa distribuidora y por cada zona de concesión.

A continuación, podemos apreciar una síntesis de todo el trabajo que debió hacer la Comisión Nacional de Energía una vez que el Congreso Nacional aprobó la ley N° 20.999 y esta fue promulgada en febrero de 2017. Debemos considerar que en ese entonces se trataba de una regulación completamente nueva, por lo que ese primer año partió todo desde cero. No había antecedentes, salvo por los informes de rentabilidad que hacía la CNE, los que tenían una lógica distinta antes de esta normativa. En consecuencia, el mismo día en que fue promulgada la ley -el 9 de febrero de 2017-, se emitieron las resoluciones que establecieron el sistema de contabilidad



regulatoria y las reglas para enviar información por parte de las compañías.

Luego, en marzo de 2017, se emitió el informe preliminar de tasa de costo de capital, que tuvo su versión definitiva en abril de ese año.

Posteriormente, en julio de 2017, se emitió el primer informe técnico sobre valor nuevo de reemplazo, señalado en el artículo 33 bis, el cual fija la base de activos de las compañías.

En el mes de agosto debía emitirse el informe de rentabilidad anual, para el cual se requería el informe cuatrienal de valor nuevo de reemplazo y en el caso de la empresa Metrogas se requería también un informe técnico que verificara las condiciones del artículo 12 transitorio. Eso se emitió en agosto de 2017, resoluciones que también fueron enviadas y aportadas a esta comisión. A partir de ahí ya se tienen los informes de rentabilidad.

En agosto sale la resolución N° 447, que atañe a Metrogas, pero hay una igual para cada de las otras empresas, y luego sigue el proceso, porque vino la etapa del panel de expertos, hasta que, finalmente, en diciembre de 2017 se obtuvieron los primeros informes de rentabilidad de las cinco empresas distribuidoras, en el marco de la nueva legislación del mercado de gas.

Este es un trabajo regulatorio muy importante que tuvo que hacer esta Comisión de Energía durante el primer año, sin perjuicio de todas las demás resoluciones reglamentarias que



definieron el procedimiento para poder realizar todo este trabajo.

El resultado de aquello se muestra en este cuadro que les muestro. Aquí está la rentabilidad entre 2016 y 2021, que ya está calculada, de acuerdo con las modificaciones a las normas de la ley de servicios de gas.

En los gráficos pueden ver que varias empresas tienen rentabilidades positivas, pero también hay otras con rentabilidades negativas. Abajo están las cifras de las rentabilidades por empresa y por región o zona de concesión, y se aprecia que las que han tenido rentabilidades más elevadas han sido las empresas Metrogas, en la Región Metropolitana, y Lipigas, en la Región de Antofagasta, esta última en los últimos años.

Sin perjuicio de eso, ninguna ha superado el límite legal establecido en la ley, y en zonas de concesión de inicio reciente de operación, lo normal es que estas empresas tengan rentabilidades negativas e, incluso, en algunos casos hasta indeterminadas, es decir, los costos son mayores que los ingresos, lo cual es producto de las economías de escala y que demoran un tiempo en la maduración de las inversiones.

Para mostrar el efecto del trabajo regulatorio que hace esta Comisión de Energía, aquí hay un gráfico donde está la tasa de costo de capital que se ha definido año por año. La tasa de costo de capital es muy relevante porque es la que determina, finalmente, el límite de rentabilidad al cual están sujetas estas empresas.



En color azul pueden ver la tasa de costo de capital, que, después de todos estos procesos reglados, ha terminado siendo definida y determinada por la CNE, y también por la intervención del panel de expertos.

En el caso de Metrogas, estamos hablando de una tasa de costo de capital que está siempre, o casi siempre más bien, salvo un año, por debajo del piso legal del 6 por ciento; es decir, lo que es razonable de rentar para las inversiones en esta industria es incluso más bajo que el piso que tiene la ley. Estamos hablando de 5,08 en 2016; 4,98, para llegar a un 4,82 en 2022. Obviamente, cuando se determinan los límites de rentabilidad se ocupa el piso de 6 por ciento.

Lo relevante aquí es que si se hubiesen ocupado los criterios e informaciones que la misma empresa Metrogas informa a esta comisión, la tasa de costo capital hubiera sido bastante superior, del orden de dos puntos mayor. En vez de 5,08 en 2016, estamos hablando de 7,3 y en vez de 4,98 en 2017, estamos hablando de 7,18. Es decir, el trabajo regulatorio de eficiencia y de parámetros de mercado que utiliza esta comisión permite rebajar esto que pretendería una empresa, probablemente en términos razonables, a una rentabilidad que es más adecuada a la realidad de esta industria, que es similar también a otras industrias reguladas.

Ahora bien, también se nota que en el tiempo la brecha entre lo que pretenden las empresas y lo que determina finalmente esta comisión ha ido disminuyendo, y, obviamente, es producto también de la competencia regulatoria, en el



sentido de que ya hay mucho menos diferencias, porque han sido zanjadas por el panel de expertos.

Similar efecto se ve también cuando uno determina la base de activos. En esta lámina no está con cifras porque son reservadas, pero, en el caso de Metrogas es relativamente público, porque sus estados financieros están publicados en la Comisión para el Mercado Financiero. Estamos hablando de activos del orden de mil millones de dólares, y si uno ve, para el primer cuatrienio, lo que la empresa pretendía o informaba originalmente era un 10 por ciento más alto que lo que finalmente determinó la Comisión Nacional de Energía.

En el segundo cuatrienio, cuyo análisis se hizo el año pasado, lo que la empresa ha informado o pretendía originalmente era un 33 por ciento más alto que la base de activos que finalmente definió el regulador, y eso es gracias a los criterios establecidos en la modificación a la ley en 2017, esto es, que los costos de inversión y los demás costos, deben ser corregidos de acuerdo con criterios de eficiencia, que es la labor que hace esta Comisión Nacional de Energía. De hecho, en esta gráfica se ve lo mismo como efecto final en la rentabilidad. En el caso de Metrogas, pueden ver la rentabilidad que en cada año hubiera salido si se hubiera tomado tal cual la información entregada por la empresa, y luego, la rentabilidad que finalmente definió esta Comisión de Energía, de acuerdo con las normas de la Ley General de Servicios de Gas.

Estamos diciendo que en 2016 la rentabilidad original que pretendía la empresa era de 7,92 por ciento, cuando en



realidad esta fue determinada finalmente como de 8,59 por ciento.

En general, la rentabilidad que determina la CNE año por año es mayor que la que obviamente pretende la empresa, porque esta trata de mostrar costos más altos de los que esta CNE finalmente considera como eficientes.

También se aprecia aquí -en las rentabilidades- que, año a año, la diferencia o la brecha entre lo que la empresa pretende y lo que finalmente la CNE determina es cada vez más pequeña y eso es producto de que este trabajo regulatorio ya entrega experiencia mutua, tanto al regulador como a la empresa, y con los criterios que el panel de expertos va zanjando año por año quedan cada vez menos espacios de diferencia entre lo que la empresa presenta y lo que la CNE finalmente determina.

Este otro gráfico es muy interesante porque aquí está todo el período, incluso previo a la modificación realizada en 2017 y posteriormente a esta, que aprobó el Congreso, donde se aprecia en rojo la rentabilidad que fue determinando la CNE, con la salvaguarda de que antes de 2016 era una rentabilidad sujeta a criterios *ad hoc*, que definió este regulador. En cambio, desde 2016 hacia adelante son los criterios que establece expresamente la Ley de Servicios de Gas, modificada en 2017.

En color azul está la rentabilidad que uno obtendría de los propios estados financieros de la compañía Metrogas. Esa es una rentabilidad para la compañía completa, para toda la zona de Concepción, y se aprecia que hay bastante correlación



entre lo que determina el regulador y la rentabilidad que la misma empresa informa a sus accionistas en sus estados financieros.

Hay rentabilidades bastante altas en 2012, 2013 y 2014, para, posteriormente, bajar, y se aprecia el efecto de la modificación legal de 2017, en el sentido de que estas rentabilidades venían sostenidamente a la baja y también se aprecia el efecto de la modificación legal, cuando uno aprecia que la rentabilidad que calcula la CNE desde 2006 hasta la fecha es sistemáticamente más alta que la que la empresa informa a sus propios accionistas, y esto es porque regulatoriamente se le deben aplicar criterios de eficiencia.

Lo que les acabo de mostrar es un resumen del trabajo regulatorio, en términos de los informes de rentabilidad, y que espero que en buena medida explique los informes que aportamos a esta comisión.

Ahora quiero detenerme en lo que considero medular del trabajo que están llevando a cabo ustedes, que es la aplicación del artículo 12 transitorio. Como dije, el Congreso Nacional modificó la ley en 2017, y como mostré en una lámina anterior, durante ese año esta comisión debió hacer una serie de trabajos regulatorios de informes. Uno de ellos, para el caso de la única empresa que estaba afecta al artículo 12 transitorio, que era Metrogas, era determinar el valor de su gas porque, si bien el artículo 33 quinquies, que es la ley general, la discusión permanente, establece que el costo del gas debe ser al ingreso del sistema de distribución, luego viene una serie de diferenciaciones,



dependiendo de si estamos hablando del régimen permanente o transitorio.

Aquí hay un cuadro resumen que expresa esencialmente lo mismo que expresa la ley.

Como les decía, el costo del gas es uno de los más relevantes, a efecto de determinar la rentabilidad de estas compañías, y la verificación de la gestión de compra de ese gas se diferencia, dependiendo de si este es un régimen permanente o transitorio.

En el régimen permanente -artículo 33 quinquies- se establece como primera condición, que si la compra es a un proveedor no relacionado no hay ninguna condición previa, porque la ley presume que esa compra fue eficiente y, por lo tanto, a efectos del chequeo de rentabilidad, define que debe configurarse la fórmula de precio en el mismo contrato, del contrato original que haya suscrito una distribuidora.

Si la compra es a un proveedor relacionado, pero fue producto de una licitación pública internacional, también la ley presume como eficiente esa gestión de compra y le reconoce el precio del contrato; en cambio, si fue un proveedor relacionado, pero fue sin realizar licitación pública internacional, la ley presume que eso no es eficiente y, por lo tanto, a modo de "castigo", no considera el precio del contrato, sino que el menor precio de todos los demás contratos que existan para cada año en que deba realizarse el chequeo de rentabilidad.

Ese es el régimen que aplicaría desde el 2017 en adelante, pero entendemos que la ley, al hacerse cargo, en el artículo



doce transitorio, de los contratos que estaban suscritos previos a la ley, tenía por objeto también regular esa situación, porque no iban a quedar en el mismo paraguas que el régimen permanente.

En este caso, si el proveedor -y todo tiene que ver con las compras a proveedores relacionados previas a la vigencia de la ley- tiene acceso a instalaciones de importación y se cumple con la metodología bien precisa, que está en el artículo 12 transitorio, la ley presume que la gestión de compra va a ser eficiente y solo en ese caso reconoce la fórmula de precio del contrato original.

Si el proveedor es relacionado y hay acceso a instalaciones de importación, pero no se cumplen las condiciones y los criterios del artículo 12 transitorio, la gestión de compra no se considera eficiente, y en ese caso, en lugar de ocupar el precio del contrato, la ley establece que debe ocuparse el precio promedio de los demás contratos, y eso deberá hacerse año a año durante el chequeo de rentabilidad.

Por último, si ni siquiera el proveedor tiene acceso a instalaciones de importación, o si el distribuidor en Chile no tiene acceso a instalaciones de importación, en ese mismo artículo transitorio, la ley establece que debe ocuparse el menor precio de todos los demás contratos.

Eso es lo que la CNE tuvo que verificar el año 2017, una vez que la ley entró en vigencia. Como les decía, esto fue realizado en el período julio-agosto de ese año; aquí hay un detalle de las demás disposiciones legales, pero me las voy a saltar.



Esto es parte de lo que está en el mismo informe técnico de verificación de la gestión de compra de la empresa Metrogas, obviando todo aquello que sea reservado.

Aquí pueden ver el esquema de aprovisionamiento, donde se muestra que la empresa Metrogas tenía, a esa fecha, diversos contratos: uno con Agesa; otro con entrega en el Plant Gate Quillota; otro para transportar gas desde Quillota hasta Santiago, con un gasoducto de Electrogas, y otro gasoducto, GasAndes, porque al ingreso de la Región Metropolitana todavía tiene que pasar por el sistema de transporte, tanto para derivarse a Santiago como para ir parte del gas hacia la zona de la Región de O'Higgins, que es el tramo Pirque-El Peral.

Este esquema contractual es el que debía analizar la CNE el año 2017, una vez que entró en vigencia la ley. Por tanto, hay que empezar a diferenciar bien los contratos, a efectos de ver si hay que aplicar el artículo 12 transitorio o algunas disposiciones del régimen permanente, que están en el 33 quinquies.

El contrato con Agesa, cuya entrega de gas era en Quintero y, posteriormente, en Quillota, tenía tres componentes: gas, regasificación y almacenamiento. El contrato con Electrogas tenía un componente de transporte y almacenamiento, del mismo gasoducto, y el de GasAndes igual, vale decir, un componente de transporte y almacenamiento en el gasoducto.

La única no relacionada es Electrogas; en cambio, Agesa era una empresa relacionada con Metrogas, al menos a la fecha en que se hizo este análisis, y también GasAndes, la compañía



transportista que originalmente traía gas desde Argentina, la que también estaba relacionada con Metrogas.

El contrato principal es el contrato con Ageda, que tenía fecha de inicio de suministro en junio del 2016 y expira el año 2030 o cuando, de común acuerdo, las partes le pongan término. Ya iniciado el proceso, hay temas técnicos de dónde se entrega el gas. El detalle, incluso, lo tienen ustedes en extenso en los informes que les enviamos.

Lo mismo ocurre con la fórmula de precio que, obviamente, no la voy a poner acá, pero que tiene indicadores y está indexada a indicadores Brent y Henry Hub, que es el estándar en la industria. Hay unos pagos por reserva de capacidad para regasificación en el terminal de Quintero, unos costos de almacenamiento y otras cantidades más de gas, que definen la cantidad anual que se va a comprar en el contrato, lo mismo que con la capacidad de regasificación.

Como les digo, todo el detalle está en su poder.

Lo relevante es cómo se verifica la gestión de compra de hidrocarburos, de acuerdo al artículo 12 transitorio, que es lo que la CNE debió revisar en julio-agosto de 2017.

Primero, hay que verificar que la distribuidora cuenta con accesos a instalaciones; luego, verificar que la gestión de compra del contrato sea económicamente eficiente, de acuerdo con las condiciones del mercado, porque así lo establece el artículo transitorio; hay que comparar el precio promedio proyectado del contrato con la relacionada con el precio promedio proyectado de todos los demás contratos; si el precio promedio proyectado, el mismo artículo 12 transitorio



establece una metodología bien precisa, que es el promedio ponderado por volumen proyectado de los precios mensuales de los contratos para los siguientes 48 meses -eso es casi literal de lo que dice la disposición transitoria-, y luego hay un criterio de verificación: si el precio promedio proyectado del contrato de la empresa no supera el promedio de los demás contratos en más del 5 por ciento, se verifica que la gestión de compra es eficiente. Luego, si eso ocurre, el precio del gas, que es el precio del contrato, es el que se ocupará para los siguientes chequeos de rentabilidad.

¿Cómo se hizo esto? El año 2017 -estamos hablando de varios meses después de que entró en aplicación o en vigencia la ley, e incluso más de un año después de que había sido suscrito este contrato con Ageda y los demás contratos- se verifica cuáles son los contratos que en ese momento existen con el mercado internacional, que estaban vigentes al 20 de julio de 2016. Obviamente, se descarta el contrato de GNLC con BG, porque era el mismo que finalmente era el de Metrogas y que fue traspasado a Ageda. Eran seis contratos que esta comisión analizó. Y esos contratos presentaban características similares a las que podría pactar la distribuidora Metrogas, y por eso se incorporaron en este análisis. Es decir, eran contratos con el mercado internacional, de largo plazo, con volúmenes significativos y con condiciones típicas *take or pay* e indexadores Henry Hub, Brent y CPI.

Al momento de compararlas con las condiciones del mercado, hay que tener en consideración el momento de la fecha de



suscripción del contrato de Metrogas con Agesa, que es el 20 de julio del 2016. Entonces, a partir de esa fecha, se determina el precio promedio proyectado de los contratos existentes, 48 meses, todos actualizados en moneda de un mismo año. Asimismo, hay que tomar los indexadores que tengan estos contratos -cada uno de estos también está en el informe que le fue entregado a esta Comisión-, el detalle de cuáles son los indexadores y los precios que tienen, los volúmenes proyectados y luego los volúmenes proyectados del contrato en cuestión.

El precio es el punto de conexión. Como les decía, la ventana de proyección es a partir del 20 de julio, 48 meses, y esto tiene ciertas sutilezas técnicas. Por ejemplo, en el caso que se observa hay que proyectar los indicadores entre el 2016 y el 2020. Estamos hablando de que el regulador debía hacer este análisis el año 2017. Al respecto, lo que se tomó fueron los precios de mercado de futuro de Nymex de Nueva York, que adquirió la base de datos

Y se utilizaron los precios *settle*, precio oficial de cierre diario. Abajo de la lámina pueden ver una muestra de cómo son los mercados de futuros, el precio del gas. Por ejemplo, el Henry Hub y el Brent varían momento a momento, pero el *settle* es el precio con el cual termina el día en las transacciones de Nueva York.

Para que hubiera estabilidad, se tomaron 30 días previos a la firma del acuerdo, vale decir, entre el 20 de junio y el 19 de julio, y, al tener a disposición la base de datos de la Bolsa de Nueva York, se pudieron determinar los precios



futuros que el mercado veía en esa ventana de tiempo: entre junio y julio de 2016.

Todo lo descrito se realiza *a posteriori*, ya que esto se hizo en 2017. En función de aquello, con esos precios futuros, se estableció la proyección de la fórmula contractual de precio en cada uno de los contratos que se tuvieron a la vista, incluyendo también el contrato de la distribuidora Metrogas con Agesa, con la salvedad técnica de que estos valores futuros *settle* de Nymex son nominales y hay que llevarlos a valores reales y, por lo tanto, hay que corregirlos por el índice de inflación de Estados Unidos de América, es decir, por el CPI, el cual también está en algunos indexadores de estos contratos.

Al proyectar, hay que tener una fuente y esta fue la publicación en el Annual Energy Outlook 2016, de la agencia de informaciones certificadas de Estados Unidos. Hay una serie de detalles más técnicos de cómo se hace esa proyección, teniendo proyecciones anuales, llevando la base mensual.

Los volúmenes de los contratos de Metrogas eran en base a la proyección que la propia empresa entregó a la Comisión Nacional de Energía respecto de las ventas que iba a tener en los siguientes 15 años. En cambio, en los demás contratos, se utilizó el volumen establecido contractualmente, a falta de mayor información.

Finalmente, todo lo anterior dio como resultado que el contrato que se tuvo a la vista estuvo por debajo del límite que establece el artículo 12 transitorio y, por lo tanto, se



dio por verificada la gestión de compra, de acuerdo con la ley aprobada por este Congreso, y se ocupó ese valor en el futuro y se ha utilizado sistemáticamente en todos los chequeos de rentabilidad hasta la fecha.

Los otros componentes de reserva, capacidad y almacenamiento, que traía este contrato, también se verificaron como eficientes.

El pago de reserva de capacidad estaba bastante en línea con lo que pagan los demás cargadores en el terminal de Quintero, en los contratos de Terminal User Agreement (TUA), que también se tuvieron a la vista y, por lo tanto, se verificó que era un mero traspaso de las condiciones contractuales del terminal de Quintero. Lo mismo con el puesto de administración de GNL Chile.

En cambio, el costo de almacenamiento, que estaba incluido en este contrato, se consideró que no correspondía a lo que la ley definía como otros costos necesarios para llevar el gas a los distintitos sistemas de distribución y, en consecuencia, no se incluyó en el costo del gas.

En el caso del contrato con relacionada GasAndes se tenía transporte y almacenamiento. También se hizo el mismo *benchmark* con otros contratos que estaban en el mercado en esa época y se verificó que los precios del transportista, del gasoducto GasAndes que cobraba a Metrogas eran muy similares a los que se cobraban a otros cargadores como Gasvalpo, por ejemplo. De hecho, era el mismo precio para la Región Metropolitana y para la Región del Libertador Bernardo O'Higgins era muy marginal la diferencia. Por lo cual, se



estimó que eran precios eficientes, de acuerdo con las condiciones del mercado vigente a esa fecha.

Igualmente, en cuanto al costo de almacenamiento en este gasoducto, se consideró que no cumplía con el criterio que establece la ley como costo asociado a llevar el gas a distintos sistemas de distribución y, por lo tanto, no se incluyó ese costo, a efectos del valor del gas.

Allí termina mi presentación.

Espero haber transmitido todo el trabajo técnico que esta comisión ha realizado, no solo desde 2017 a la fecha, sino incluso previamente, cuando se analizó en forma de monitoreo la rentabilidad de esta industria.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- En nombre de la comisión, agradezco la presentación de don Marco Antonio Mancilla.

Efectivamente, ya habíamos comentado varias de las cosas que usted señala, pero después de los testimonios de nuestros invitados nos surgieron algunas dudas. Por eso, consideramos necesario volver a escucharlo.

Ofrezco la palabra.

Me preocupaba un tema respecto de los primeros informes de rentabilidad, esos que no estaban al amparo de la ley N° 20.999, sino que se realizaron en virtud del artículo 7° del decreto ley.

¿Cómo se manejó la información que contenían esos primeros informes de rentabilidad, donde ya había una rentabilidad sobre el promedio o sobre el techo fijado? ¿A quién se informó aquello? Porque se pesquisó que existía una



rentabilidad en exceso que no se podía sancionar porque no teníamos los instrumentos legales para hacerlo. Pero, ¿qué se hizo cuando se constató aquella rentabilidad en exceso?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Señora Presidenta, tal como mostré en una de las láminas que da cuenta de las distintas comunicaciones formales que tuvo esta comisión en esa época, una vez realizado el análisis de rentabilidad, se ponía en conocimiento de las propias empresas y, mediante un oficio, también del ministro de Energía de la época.

En 2013 se hizo la primera comunicación y se puso en conocimiento del ministro de Energía de la época. Luego, en 2014, se informó al nuevo ministro de Energía, porque hubo un cambio de administración, la rentabilidad que tuvo la empresa entre 2012 y 2013. Eso se hizo en 2014.

Como digo, siempre se informaba, tanto a la empresa a la cual se hacía el análisis de rentabilidad como al ministro de Energía que estuviese en el cargo.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Imagino que eso habrá sido utilizado como insumo para el ingreso del proyecto de ley, que hoy es la ley N° 20.999.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Tal como lo señala, señora Presidenta. Yo diría que fue uno de los gatillantes principales de la tramitación de ese proyecto.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Perfecto.  
No tengo más preguntas.



Ofrezco la palabra.

Señor Mancilla, agradezco nuevamente su disposición para venir a la comisión y también el trabajo que realiza la Comisión Nacional de Energía.

Entendemos que existen pocas herramientas legales y materiales legales con que cuenta la Comisión Nacional de Energía, pero tenga en los diputados que formamos parte de esta comisión toda la disposición para mejorar en lo que podamos el trabajo de la comisión, reconociendo lo que se ha hecho.

Por lo tanto, una vez más, agradezco su comparecencia y la información otorgada por usted y por todo el equipo que lo acompaña.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía) [vía telemática].- Muchas gracias, señora Presidenta, y, por su intermedio, agradezco a todos los demás miembros de la comisión por tener la deferencia de escuchar principalmente el trabajo técnico que hace este organismo, al cual le cabe el rol de aplicar e implementar las diversas regulaciones y leyes que en la República se van dando.

Muchas gracias.

La señora **RIQUELME**, doña Marcela (Presidenta).- Estimados colegas, según el cronograma, para la próxima sesión están invitados los abogados Nicole Nehme Zalaquett, experta en derecho de la competencia y regulación, y Javier Velozo Alcaide, experto en materias de derecho económico y



regulatorio. Esa sería la sesión 15, a realizarse el 20 de diciembre del 2022.

Sería bueno que en la sesión siguiente nos juntáramos para tratar de aunar criterios y propuestas en cuanto a lo que hemos escuchado y visto.

Por haber cumplido con su objeto, se levanta la sesión.

*-Se levantó la sesión a las 09:50 horas.*

**CLAUDIO GUZMÁN AHUMADA**

Redactor

Jefe Taquígrafos de Comisiones