

**"COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA DE LAS  
ACCIONES DE DIFERENTES ORGANISMOS Y  
AUTORIDADES DEL ESTADO EN RELACIÓN CON LA  
IMPLEMENTACIÓN DE NUEVOS MEDIDORES  
INTELIGENTES Y SU IMPACTO EN EL COSTO FINAL  
PARA LOS USUARIOS"**

367ª LEGISLATURA

**Acta de la sesión 12ª, ordinaria, celebrada en lunes 2 de septiembre de  
2019.**

**SUMARIO.**

En cumplimiento del Mandato, se recibió al Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional.

**- Se abre la sesión a las 17:06 horas.**

**ASISTENCIA**

Preside el diputado Pablo Vidal.

Asisten las diputadas Daniella Cicardini y Andrea Parra, y los diputados Jorge Durán, Celso Morales, Nicolás Noman y José Pérez.

Concurre el Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo.

Actúa como Secretario el abogado señor Mario Rebolledo Coddou.

**ACTAS**

El acta de la sesión 10ª, ordinaria, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.

El acta de la sesión 11ª, ordinaria, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

## **CUENTA**

No hay Cuenta.

## **ACUERDOS**

Oficiar a S.E., el Presidente de la Cámara de Diputados, a objeto que se sirva recabar el acuerdo de la H. Sala, en orden a extender el plazo de funcionamiento de la Comisión en 30 días.

## **ORDEN DEL DÍA**

*En cumplimiento del Mandato, se recibió al Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo.*

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:

<http://www.democraciaenvivo.cl/player.aspx?STREAMING=streaming.camara.cl:1935/cdtvod&VODFILE=PROGC015417.mp4>

**- Se levanta la sesión a las 18:35 horas**



**MARIO REBOLLEDO CODDOU,**  
Secretario de la Comisión.

**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA DE LAS ACCIONES DE  
DIFERENTES ORGANISMOS Y AUTORIDADES DEL ESTADO EN  
RELACIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVOS MEDIDORES  
INTELIGENTES Y SU IMPACTO EN EL COSTO FINAL PARA LOS  
USUARIOS**

Sesión 12ª, celebrada en lunes 2 de septiembre de 2019,  
de 17.06 a 18.35 horas.

**VERSIÓN TAQUIGRÁFICA**

Preside el diputado Pablo Vidal.

Asisten las diputadas Daniella Cicardini y Andrea Parra, y los diputados Jorge Durán, Celso Morales, Nicolás Noman y José Pérez.

Concurre el presidente del consejo directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo, acompañado de los señores Jaime Peralta y Claudio Ortega.

**TEXTO DEL DEBATE**

El señor **VIDAL** (Presidente).- En el nombre de Dios y de la Patria, se abre la sesión.

El acta de la sesión 11ª se declara aprobada.

El acta de la sesión 12ª queda a disposición de las señoras diputadas y los señores diputados.

No hay Cuenta.

El señor **NOMAN**.- Señor Presidente, solicito la palabra.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra su señoría.

El señor **NOMAN**.- Señor Presidente, por su intermedio, quiero pedir excusas ya que debo ausentarme por un momento. Estoy finalizando una reunión con dirigentes de Copiapó en la que me voy a demorar alrededor de 10 minutos, pero luego vuelvo a la sesión.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Señor diputado, antes que se vaya, tomaremos un par de acuerdos.

El señor **NOMAN**.- Señor Presidente, antes, quiero decir algo muy importante, y aclarar algo muy relevante.

Ustedes saben que actualmente las redes sociales se prestan para muchas cosas. Pues bien, generalmente los

diputados de regiones aprovechamos el día lunes para hacer gestiones con los ministerios y frecuentemente traemos a alguna delegación de Chañaral, de Copiapó, de Vallenar, etcétera, y uno anda corriendo de un lado a otro. Por eso, pido excusas, porque el lunes pasado lamentablemente me tuve que retirar con una delegación de la comuna de Freirina a una reunión con el subsecretario de Educación, quien nos estaba esperando. Esa es la razón por la cual no puede estar presente gran parte del tiempo en la sesión de la comisión. No me gusta hacerlo, porque creo que una de las labores fundamentales de los diputados es estar presentes en las sesiones de las comisiones. Es importante señalarlo, porque se presta para que comenten que uno no está o no hace el trabajo, y doy fe de que siempre trato de estar presente en las sesiones de las comisiones y de la Sala.

Quería dejar eso establecido.

Gracias.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Diputado, gracias por las explicaciones.

Me consta que el diputado Noman siempre está presente en las sesiones a las que le toca asistir y es verdad lo que señala sobre las dificultades que tienen los parlamentarios de regiones. Por eso, algunos diputados creemos que el Congreso debería estar en Santiago, y no por un asunto de centralismo, sino precisamente para disponer de ese tiempo que perdemos en traslados.

Diputado, antes que se retire, le pido que se quede para tomar un par de acuerdos.

El primer punto, tiene que ver con que si bien estamos terminando el trabajo en la comisión, no teníamos considerado en la agenda original al Coordinador Eléctrico Nacional, pero creo que será tremendamente provechoso.

Hoy es la última sesión, pero sería óptimo extender el plazo en 30 días. Entremedio nos cae el 18 de septiembre, y lo ideal sería tener una o dos sesiones más y comenzar a trabajar en las conclusiones para presentarlas lo antes posible en la Sala.

¿Habría acuerdo para pedir una prórroga por 30 días?

**Acordado.**

El segundo punto, tiene que ver con uno de los invitados que tuvimos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile, señor Humberto Verdejo.

Pues bien, la gente del Departamento de Ingeniería Eléctrica nos hizo una propuesta para que podamos cerrar el trabajo de la comisión, a fin de mes, con un seminario. Ellos se ofrecen a ayudarnos a organizarlo, con invitados que pueden ser técnicos, académicos y expertos, más la gente de la comisión, y presentarlo como un cierre del trabajo de la comisión en el contexto de las conclusiones, pero, sobre todo, de las propuestas que surjan.

Entonces, si están de acuerdo en que lo podemos trabajar, ya no en el ámbito formal de la comisión, pero sí armar una especie de subcomisión, organizar el seminario y zanjarlo en una próxima sesión.

Tiene la palabra el diputado José Pérez.

El señor **PÉREZ** (don José).- Señor Presidente, sería bueno que usted se interiorice en qué consiste ese cierre -con el trabajo de la gente que nos está ofreciendo participar en esto-, y si es para justificar el hecho de colocar los medidores inteligentes en la forma que estaba previsto o si es una información general, eso es fundamental. Si vienen a justificar algo que no tiene justificación, me opongo categóricamente. Lo dejo en sus manos.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Si le parece, podemos preparar una especie de borrador de propuesta respecto de cuál sería el objeto del seminario, lo traemos la próxima sesión y lo decidimos en conjunto.

Tiene la palabra el diputado Nicolás Noman.

El señor **NOMAN**.- Señor Presidente, por su intermedio, me sumo a las palabras del diputado José Pérez, en referencia a que creo que sería una muy buena idea. Esta es la tercera comisión investigadora en la que participo y no habíamos tenido este hito de terminar con un seminario. La idea sería que nos propusieran como las propuestas de conclusión, en el sentido de qué valor agregado le podríamos dar precisamente a esto, porque todo indica, de gran parte de las presentaciones que hemos tenido, que la tendencia mundial es hacia los

medidores inteligentes, pero haciéndolo como corresponde, razón por la cual me sumo a lo planteado.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Estoy de acuerdo con usted. Debemos tener resguardo respecto de qué se trata, pero personalmente una de las cosas por las cuales me pareció interesante la propuesta es que corremos el riesgo de que, terminado el trabajo de la comisión y sancionado el informe, en el que se van a consignar propuestas de cómo avanzar en esta política pública, de ahí a que eso se vote en la Sala pueden pasar meses.

Entonces, podría darnos la oportunidad, entremedio, de tener un hito que nos permita comunicar el trabajo de la comisión. Sin embargo, me parece bien la recomendación de los diputados de pedir más detalles para que, con ellos sobre la mesa, podamos zanjar esto en la próxima sesión.

¿Habría acuerdo?

**Acordado.**

Continuando con el Orden del Día, nuestro objeto es recibir en audiencia al señor Juan Carlos Olmedo, presidente del consejo directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, quien es acompañado por los señores Jaime Peralta y Claudio Ortega, con quienes sostuvimos una reunión hace algunos días. En aquella oportunidad nos surgieron temas relacionados con interés de esta comisión, razón por la cual me tomé la libertad de invitarlos a exponer el presente día.

Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo.

El señor **OLMEDO**.- Señor Presidente, agradecemos la invitación que nos ha extendido para participar en esta comisión. Me acompaña el señor Jaime Peralta, quien, si usted lo permite, hará la exposición de la parte de los medidores. El señor Peralta tiene una amplia experiencia en operación de redes y redes inteligentes, y trabajó más de 10 años fuera de Chile. Por lo tanto, creo que es importante que él nos transfiera esa experiencia en la presentación.

A continuación, haré una introducción y luego partiría la intervención de nuestro vicepresidente.

Quiero hacer una breve referencia de lo que es el Coordinador Eléctrico. Luego pasaremos a la medición inteligente, las tecnologías, los beneficios y costos y, finalmente, alguna orientación, desde nuestra visión, de

lo que debería considerarse o, al menos, analizarse en la futura ley de distribución.

¿Qué es el Coordinador Eléctrico Nacional? Ustedes, como legisladores, en 2016, aprobaron la ley que nos creó como ente independiente, a diferencia de lo que había anteriormente en los antiguos CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga).

El Coordinador Eléctrico Nacional es responsable de la coordinación de la operación del sistema eléctrico nacional, de manera segura y económica, entendida como mínimo costo. Fue creado por la ley N° 20.936, y entró en funciones el 1 de enero de 2017.

Las principales tareas dicen relación con asegurar la operación a mínimo costo y segura; velar por el acceso abierto a las redes de transmisión, función que cada día es más importante debido al aumento de agentes que se están conectando; planificar la expansión del sistema de transmisión, lo cual es clave para el proceso de transición energética para llegar a la carbononeutralidad en 2050; efectuar las licitaciones internacionales para construir los nuevos proyectos de transmisión; monitorear las concesiones de competencia del mercado, orientado a que los consumidores tengan tarifas razonables y que no se haga ejercicio de poder de mercado de parte de los agentes. Finalmente, promover innovación, investigación y desarrollo en el sector eléctrico.

¿Cómo nos insertamos en el marco institucional? En primer lugar, está el Ministerio de Energía, del cual dependen dos entidades: la Comisión Nacional de Energía, ente regulador que se encarga de desarrollar leyes y normas técnicas; efectuar el cálculo a las tarifas reguladas y convocar a las licitaciones de suministro de las distribuidoras, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, ente fiscalizador del cumplimiento normativo, que interpreta la regulación y define sanciones y multas.

Bajo esta estructura está el Coordinador Eléctrico, que se preocupa de coordinar la producción a través de las empresas de generación; el transporte hacia los centros de consumo a través de las transmisoras y su entrega a las empresas distribuidora y grandes usuarios.

Además, existen otros entes que participan de este mercado, como son el panel de expertos, que resuelve las controversias que existan entre los agentes y el coordinador, o los agentes y la Comisión Nacional de Energía, en caso de fijaciones tarifarias; la Fiscalía Nacional Económica, a la cual nosotros debemos informar de la existencia de indicios de actitudes que atenten a la libre competencia, y el Tribunal de Libre Competencia, que eventualmente podría tomar alguna acción.

Señor Presidente, solicito que continúe la presentación el señor Jaime Peralta.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Jaime Peralta.

El señor **PERALTA**.- Señor Presidente, como bien dice nuestro presidente, el foco de esta presentación se centra en las tecnologías de medición inteligente y en sus beneficios y costos. Al final, haré algunos comentarios sobre la norma técnica, principalmente sobre su anexo, que fue publicado el 22 de agosto.

Los sistemas de medición han evolucionado en el tiempo. Los medidores electromecánicos en base a disco, medidores que todavía tenemos, han evolucionado hacia lo que tenemos disponible en el mercado y que corresponde a los medidores electrónicos digitales.

Se habla mucho de medición inteligente, y se atribuye a la capacidad de leer de forma remota los datos de los medidores; sin embargo, esto ya existía desde hace varios años. Esto no es nuevo, de hecho, se sigue utilizando y se ha usado mucho en la facturación a nivel de generación transmisión. Es decir, para las ventas entre empresas generadoras, empresas transmisoras y empresas transmisoras distribuidoras, etcétera, desde hace tiempo que han instalado este tipo de medidores con capacidad de medir de forma remota.

Entonces, el concepto de *smart grids* o de redes inteligentes se atribuye más a los sistemas de distribución, y no es nada más que llevar todas las tecnologías de información y de comunicación hacia los sistemas de distribución; lo que no quiere decir que los sistemas de distribución hayan sido poco inteligentes o han sido poco inteligentes, pero sí había mucho trabajo manual, poca automatización y poca tecnología, y la idea

de las redes inteligentes es traer todas estas tecnologías más cerca de los consumidores.

Entre los principales componentes del sistema de medición inteligente -y hay varios- están el equipo de medida; los sistemas de comunicación; en algunos casos, los colectores o concentradores de datos -no en todos porque hay tecnologías que no los utilizan-; los sistemas de almacenamiento, porque esta información tiene que estar guardada en alguna parte; y los sistemas de análisis de datos y de gestión y operación. El sistema de análisis de gestión y operación tiene que ver con el monitoreo de toda la infraestructura de comunicación y medición y el sistema de análisis de datos, que corresponde al *data management system*, tiene que ver con la posibilidad de realizar reportes y de agregar valor a la información o a los datos que se extraen de los medidores.

Los medidores en cuestión miden energía y potencia en ambas direcciones, y también son capaces de monitorear eventos, alarmas y calidad de producto.

La siguiente lámina muestra lo complejo que es un sistema de medición. Esto está extraído del anexo de la norma técnica que se publicó hace algunos días. En el cuadrado rojo se muestran los componentes que les mencioné anteriormente.

Solo destacar que un sistema de emisión inteligente es una arquitectura, es decir, es mucho más que un medidor.

Respecto de las tecnologías, básicamente con el foco en el medidor del sistema de comunicación, los medidores tienen varias características: pueden ser monocuerpos o bicuerpos. Básicamente, puede estar el sistema de medición propiamente tal, más los *switchs* -los interruptores-, o ser un cuerpo del sistema de medición o de monitoreo, que es el *display* que uno podría poner en las casas.

Entonces, hay algunos que vienen con todo incorporado, que es el monocuerpo, y otros que uno podría separar. Eso no es menor, porque, a veces, se ha hablado de esta capacidad de integrar tres mediciones en una, como es la emisión de gas y agua. Pero es solamente la componente que recopila la información y que permite visualizarla y enviarla a las empresas distribuidoras. Igual se va a

requerir, tanto para gas y agua, un medidor especial que es capaz de extraer la información.

Hay transformadores de medidas, visualizadores, relojes, etcétera. Deben tener capacidad de memoria para almacenar cierta información por algunos días, según lo define la norma técnica, y también procesamiento local, que es básico para calcular la energía y hacer algunas operaciones matemáticas relativamente simples.

Obviamente, hablar de la telemetría es lo más importante para extraer la información, pero también para control. Uno puede conectar, desconectar y recibir alarmas e informes de eventos que ocurren en el sistema.

La resolución y la precisión -parte de las características de estos medidores- ahora se puede medir con resoluciones de 15 minutos y 60 minutos; incluso menos que eso, en algunos casos en 5 minutos.

Es una característica de estos medidores, a diferencia de los convencionales.

Respecto de los sistemas de comunicación, uno puede visualizar dos tipos: los cableados de algún medio físico y los inalámbricos. Cuando hablamos de los cableados destaca la fibra óptica, que no se utiliza mucho a nivel de medidor inteligente; están los eléctricos que tampoco son los más utilizados, y el PLC -*power line communication*-, que es utilizar la misma red de distribución, o sea, los mismos cables eléctricos. Hay diferencias entre alta frecuencia, baja frecuencia, que son cosas un poco más técnicas.

En los inalámbricos están los puertos ópticos, que es la comunicación que uno tiene generalmente dentro de la casa, el *bluetooth* y la radiofrecuencia, que puede ser de largo alcance o mallada y WiFi, WiMax. También es muy común el celular, en donde hay varios tipos, GPRS hasta 5G, que es lo que se viene a futuro.

Ahora bien, uno puede usar una combinación de estos sistemas. Por ejemplo, una combinación de PLC con celular, que es la solución que se utiliza Enel y otras distribuidoras, es bien estándar. La idea es usar la línea para llegar a los centradores y de ahí comunicación celular hacia los servidores de las empresas distribuidoras.

Aspectos importantes que se deben tener en consideración: la ciberseguridad y la seguridad de la información. No solo la información, les recuerdo que estos medidores tienen la capacidad de maniobra. Eventualmente, las empresas pueden maniobrar a distancia estos equipos y abrir y cerrar. La idea es que algún *hacker* no intervenga esta red y sea capaz de desconectar o cortar la luz a los usuarios.

La interoperabilidad es un tema que también ha preguntado la Comisión Nacional de Energía y que es importante abordarlo un poco más adelante.

En cuanto a los principales beneficios (...)

El señor **VIDAL** (Presidente).- Perdón.

¿En la presentación nos va a explicar de cuáles son las tecnologías que se van a aplicar en Chile, puntualmente respecto de las alternativas que nos mostró antes?

El señor **PERALTA**.- Sí, o lo podemos discutir ahora, como quiera.

El señor **VIDAL** (Presidente).- ¿Podemos volver a la lámina anterior?

De todas esas alternativas, ¿cuáles fueron las que intentaron instalar en Chile? Me refiero a los 150 mil medidores que se han modificado.

El señor **PERALTA**.- Mayoritariamente, estamos hablando de Enel y Chilquinta; básicamente, del PLC de alta frecuencia, el que incluye este concentrador de datos, y de ahí la comunicación celular hacia los sistemas de las empresas.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Es cuando dicen que el dato va desde el medidor hasta el concentrador por el mismo cable.

El señor **PERALTA**.- Exacto, por el mismo cable eléctrico. Por razones obvias, llega hacia el transformador, porque hay una separación física del cableado dentro del transformador. Si bien la tecnología ABF puede traspasar el transformador, no así la alta frecuencia.

La otra es la de RF de largo alcance, sobre todo para zonas rurales. Eso es importante, porque tiene que ver con los protocolos de comunicación; esto no es solo en Chile, son las prácticas que más se utilizan en el mundo.

Finalmente, están las combinaciones: híbrido, pero es PLC, AF, hasta el concentrador, después celular del concentrador hacia las instalaciones.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Lo que plantea la diputada Andrea Parra es que para zonas rurales es la radiofrecuencia.

El señor **PERALTA**.- Sí, generalmente por largo alcance.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Andrea Parra.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Lo que pasa es que he estado insistentemente preocupada por preguntar si van a usar la radiofrecuencia, porque en algún minuto me llamó la atención de que estaban llamando a licitación los 400 megahertz, que no es una frecuencia que se utilice normalmente para estos temas. A lo mejor, esa era vía para este tipo de conexiones. ¿O estoy perdida?

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Peralta.

El señor **PERALTA**.- La radiofrecuencia es una solución que se utiliza mucho en Norteamérica, principalmente.

Son tres rangos: 400 megahertz, 900 megahertz y 2.400 megahertz. Son los espectros que se utilizan; en algunos casos se licitan y en otros solo se solicita permiso a las autoridades que regulan los temas de comunicaciones. Hay que ver los rangos porque, por ejemplo, 900 megahertz se licitan para las empresas, por lo que algunas tienen rangos licitados. Por tanto, habría que buscar otros o ir directamente a 2.4, que es una frecuencia que no se ha licitado y que está disponible.

En cuanto a los beneficios, creo que han escuchado en las distintas presentaciones los beneficios de la medición inteligente. Uno de los más relevantes dice relación con la facilidad de poder hacer eficiencia energética, gestión de demanda, acceso para que los usuarios tengan tarifas más flexibles, horarias, el mismo prepago, etcétera. Sin duda, la bidireccionalidad es muy importante con todo el tema de promover las energías renovables a través de la generación distribuida y la lectura remota.

Aquí entramos al tema de los ahorros de costos que pueden tener las empresas, pero que de algún modo debieran traspasarse a los consumidores: medición

instantánea, mayor resolución, gestión de pérdidas, que es muy relevante. No sé si es tan relevante en Chile, pero diría que acá están controladas las pérdidas, en general. En países como Brasil, o en algunos de Centroamérica, las pérdidas son gigantescas, alrededor del 20 por ciento.

En la década del 80 estábamos con un 15 por ciento aproximadamente, y ahora se ha reducido considerablemente porque están controladas, dentro del 5 o 6 por ciento.

Ahora bien, más que casarse con un costo único, porque también depende de la tecnología, del sistema de comunicación, de la geografía, etcétera, juegan muchos otros factores; por ejemplo, el medidor propiamente tal puede partir de los 50 hasta los 180. Les recuerdo que hay medidores monofásicos y trifásicos, que son un poco más caros por los transformadores de medidas y están a más alta tensión. Pero, en general, el rango en las comunicaciones va a depender de la tecnología, del costo de instalación del medidor, de qué tan lejos se encuentra el cliente, el usuario, cuántos medidores se pueden instalar en un día, etcétera.

También hay otros costos de los colectores, *software*, bases de datos, servidores, que no son significantes, porque después cuando se prorratean entre la cantidad de usuarios pasan a ser algo así como un dólar o dos dólares del valor promedio total del medidor, obviamente dependiendo del número de clientes.

Entonces, con eso se podría llegar a valores promedio, unitarios, que van desde los 120 dólares. Estos costos son, ¡ojo!, de fines de 2017. Se podría pensar que han bajado por estas tecnologías y puede ser que sean un poco menos. Y lo otro, es que no está incorporado el concepto de economía de escala, de compra en volumen con los que podría haber descuentos. Esos son valores referenciales.

Hay un informe de una entidad europea, que no traje -lo puedo hacer llegar-, que va calculando estos costos. Cada dos años va sacando un informe anual con estos costos promedio. Generalmente, está enfocado mucho en Norteamérica y Europa. El último, de 2018, hablaba de 180 dólares.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- ¿Eso incluye todo? No solo el medidor, no solo el aparato.

El señor **PERALTA**.- Todo el sistema.

Ahora los beneficios, todo lo que se muestra acá, se puede cuantificar. Hay distintas formas, algunos no son tan fáciles de cuantificar, pero en general se puede concluir que si se suma estos beneficios podría representar entre el 50 y el 90 por ciento del costo. En algunos casos, incluso podría ser mayor el costo, pero en general está en ese rango. Claro, hay un remanente que de algún modo se traspasa a los clientes.

Como dije, quizá como en el caso de Brasil, que tiene muchas pérdidas, capaz que ahí se justifique, mucho más que en otros países.

La diapositiva es básicamente para hacer la conexión entre las redes inteligentes y la transición energética. Nosotros venimos hablando mucho en Chile de la transición energética; de irnos hacia una matriz más renovable, limpia y neutral en emisiones de carbono, etcétera. Creemos que las redes inteligentes son clave para esta transición, cuyo tema lo hemos discutido y es muy importante por muchas razones. En el cuadro se muestra los cuatro pilares de por qué las redes inteligentes y los medidores inteligentes son importantes. Está el tema de la integración de energías renovables, la electrificación a través de los vehículos eléctricos, los beneficios de los consumidores dentro de sus casas, todo el tema de automatización, *smart homes*, y el consumidor pasa a ser un prosumidor mucho más activo en la red, con una participación mucho más relevante.

Además, esta tecnología permitirá contar con un suministro más confiable y de mejor calidad. Nosotros tenemos metas exigentes con esta política de 20/50 que ahora va a llegar a dos horas de interrupción. Hoy estamos en el orden de los quince, que es promedio. La dispersión, dependiendo de la región, puede ser mucho mayor. Si bien la norma técnica, que la vamos a mencionar, se visualiza una reducción, pero aun así esto ayudaría mucho a avanzar más rápido en este sentido.

La norma técnica que no sé si dio origen, pero donde ya se definió el calendario para la instalación de estos medidores, es muy importante, por todo el tema de los medidores no se mencionó mucho, porque la norma establece las nuevas exigencias de calidad del servicio. La norma

técnica que la precedía era de los años noventa, muy obsoleta. Aquí, se incorporan varios conceptos nuevos que tienen que cumplir desde el punto de vista de exigencias las empresas distribuidoras.

Obviamente está todo lo que tiene que ver con los sistemas de medidas no solo a nivel domiciliario, sino también en la misma red de distribución. Las empresas distribuidoras tienen que instalar medidores en su sistema de distribución para monitoreo, fallas, monitoreo de la calidad del servicio, etcétera.

Bueno, se hace la exigencia de instalar los medidores y se dice que los requerimientos vendrán en el anexo técnico publicado recién el 22 de agosto, casi dos años después de su publicación, que estableció disposiciones transitorias en relación con los periodos para cumplir con los requerimientos. Y si nos vamos hacia el final, está la exigencia para instalar estos medidores inteligentes que partieron con el 15 por ciento, que debieran estar implementados a fines de este año, hasta el 100 por ciento en 2024.

El anexo técnico, que se publicó el 22 de agosto, define las obligaciones para las empresas distribuidoras, clientes y la Superintendencia, que es el ente fiscalizador. Las empresas distribuidoras son las que tienen que implementar los Sistemas de Medición Monitoreo y Control (SMMC), responsables de entregar datos a terceros, según lo defina la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En principio, se menciona que el coordinador -nuestra organización, que representamos, la Comisión Nacional de Energía, ente regulador- y la Superintendencia sí o sí tendrán acceso a esta información. En el caso de terceros tiene que ser con la autorización de los usuarios.

Menciona el tema de los monitoreos de energía, calidad, seguridad física y de información y también los aspectos relacionados con certificaciones, homologaciones y auditorías.

En la transparencia se puede apreciar que se define todas las exigencias, de nuevo, de cada uno de los componentes que vimos al comienzo, medidores, sistema de comunicaciones, y también define índices de desempeño. Básicamente, estos sistemas, además de cumplir con todas

las exigencias que están en este anexo, tienen que cumplir con ciertos índices de desempeño que dice relación con la disponibilidad de los datos, de las alarmas o de los eventos y también las notificaciones de las desconexiones. Se le dice requerimiento de cantidad de información que tiene que estar disponible en cuanto a tiempo, etcétera.

Ya hablé de los requerimientos de uso y acceso a la información que, básicamente, extraen o copian lo que está en la ley N° 19.628 sobre protección de datos. Cualquier tercero que quiera acceder a esta información debe tener la aprobación de los clientes y para eso las empresas tienen un plazo para definir una política de privacidad que dice relación con ese aspecto.

En la última lámina de la presentación, levantamos algunos comentarios y observaciones. Entendemos que el anexo de la norma ya se publicó y está en vigencia. Hubo un periodo de comentarios. Aun así, levantamos algunos temas importantes de tenerlos a la vista porque podrían impactar de algún modo en los costos de todos estos sistemas de medición inteligente.

En general, se visualiza hartos niveles de exigencia, comparados con otros estándares. En otras partes, se va más a los temas funcionales y exigencias de desempeño que a especificaciones de las tecnologías propiamente tal. Por ejemplo, se pide disponibilidad de información a usuarios, el 94 por ciento de las primeras doce horas antes de las ocho del mismo día.

Son exigencias que no son imposibles de cumplir, pero se requiere alto ancho de banda, latencia y en algunas zonas rurales para llegar a eso podría ser un poco caro.

El señor **MORALES**.- ¿Ustedes proponen otras?

El señor **PERALTA**.- No, la verdad es que estamos un poco levantando, porque la norma se publicó.

No obstante, con todo el tema de la ley de distribución, que el señor Olmedo se referirá más adelante, se podría pensar en algunos aspectos.

Algunas cosas se han considerado para zonas rurales, pero siempre como transitorio durante un periodo. Sin embargo, después hay que volver al estándar que está en la norma.

Algunas cosas pueden redundar en mayor costo. Lo más llamativo es lo que dice relación con intentar la introducción de un protocolo único de comunicaciones restringido a la norma IEC que aplica en Europa, bastante conocida, pero no es la única. Por ejemplo, la norma americana ANSI prácticamente no se considera. Claro, se está limitando y la idea es tener con el tema de la interoperabilidad, se define un estándar único, pero eso definitivamente podría limitar la competencia y, eventualmente, elevar algunos costos de las soluciones. El tema de la interoperabilidad se puede resolver a otro nivel, al de la capa de sistema o de *software* y no al de la tecnología propiamente tal. La norma ANSI permite el uso del MESH, que es radiofrecuencia en mallado. La ventaja es que cada medidor actúa como emisor y receptor. Entonces, se van conectando entre medidores y forman una malla y eso se usa mucho en Norteamérica.

Otra cosa que no sé si llama la atención, pero todas las obligaciones de implementación de los sistemas de monitoreo recaen en las empresas distribuidoras.

Creo que se trata de un tema que amerita mayor discusión. Seguramente, se va a discutir cuando se hable la ley de distribución, pero es un tema respecto del que uno debería preguntarse por qué está todo centralizado en las empresas distribuidoras, con excepción del almacén de datos, que puede ser administrado por un tercero.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Quiero volver al tema del estándar, porque lo que a mí me había comunicado el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía es que una de las evaluaciones que ellos hicieron es que el protocolo que más extendido en el mundo era el europeo, IEC. Me decía que salvo ENEL, que opera con un protocolo propio, o al menos en los primeros prototipos que trajo a Chile, operaban con un protocolo propio, y en los siguientes fueron más interlenguaje, por decirlo de alguna forma, y que la norma americana era más restringida en términos de aplicación en el mundo. No sé si ustedes manejan información al respecto.

El señor **PERALTA**.- ANSI es Norteamérica, Canadá, EEUU. Incluso, los fabricantes chinos desarrollan tecnología con los dos estándares, que es lo usual, y todo Europa es IEC.

En general, en Chile adoptamos IEC para muchas cosas, en el mundo eléctrico, pero también ANSI para algunos estándares.

Lo que decimos nosotros es que no tenemos claro que sea necesario adoptar un estándar único; o sea, tienen que haber posibilidades. En el fondo, el anexo técnico debería ser más funcional y de desempeño, es decir, esto es lo que queremos y esta es la calidad con la cual queremos que se den estas prestaciones, y que las empresas sean capaces de decidir cuál es la mejor tecnología desde punto de vista de eficiencia y calidad para dar la solución, obviamente, acotado a los estándares conocidos y abiertos.

Protocolos cerrados, no. Estamos en un mundo donde todo es abierto y los protocolos tienen que ser abiertos también.

El tema de la interoperabilidad es superdiscutible, porque si bien es cierto es deseable, pero qué interoperabilidad. Que los dispositivos puedan conversar, pero eso siempre se va a lograr.

Si uno piensa a futuro se saca el tema de los autos eléctricos, y ni siquiera sabemos cuáles van a ser los estándares que van a adoptar los autos eléctricos hoy en día.

Los que han salido son cerrados y específicos para ciertas tecnologías. Esto de la tecnología avanza mucho y muy rápido.

En ese sentido, pareciera más conveniente, y ha sido la tendencia, salvo en algunos países de Europa, porque Europa es un mercado gigantesco. En Europa uno puede pedir un protocolo único y el mercado está, y los vendedores lo van a desarrollar, pero en Chile, con 6 millones de medidores, se puede acotar.

De nuevo, es un tema de costo y beneficio. O sea, no es que no haya que tener un protocolo único, el punto es cuánto nos va a costar esto, y puede que sea un poco más caro.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Andrea Parra.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Quiero preguntar por las obligaciones de implementación. Usted señaló o deslizó que estaba muy centrado en las empresas

distribuidoras. ¿Podría precisar por qué puede no ser la mejor opción?

El señor **PERALTA**.- Me estoy adelantando un poco, porque en la última *slide* cubre los temas hacia dónde vamos. Prefiero que Juan Carlos aborde esos temas y si hay consultas yo respondo.

En definitiva, no hay una solución mejor ni peor, sino que más bien hay que preguntarse hacia dónde va todo esto y dónde debiera estar, pero es un tema que aquí ya se definió. Está en las empresas distribuidoras y a lo mejor en la ley de distribución habría que levantar la discusión.

Señora diputada, podemos volver cuando llegemos a ese tema, si le parece.

El último punto es que algunas empresas se adelantaron e instalaron, básicamente ENEL, y Chilquinta avanzó un poco. La norma dice que estos medidores pueden seguir operando, pero se deben remplazar. O sea, cuando se termine el plazo del ciento por ciento todos los medidores tienen que cumplir. ENEL puede seguir operando sus medidores, pero de aquí a siete años debiera reemplazarlos. Ojo, que no está claro si es reemplazar o adaptar, adecuar, que también podría ser una opción. Ahí está el tema de los protocolos, que ellos tienen protocolos cerrados. Y eso que indica la lámina si no cumplen las exigencias.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo.

EL señor **OLMEDO**.- Finalmente, levantamos algunas ideas que pueden ser consideradas para efectos de la nueva ley de distribución.

En primer lugar, lo que debería buscarse, acorde con las tendencias mundiales, es un incremento en la competencia en el sector de distribución.

Si bien hoy se abrió la competencia al segmento entre 500 kilovattios y 5 megas, la tendencia mundial apunta a profundizar eso y dar a todos los usuarios la posibilidad de elección, así como ocurre con la telefonía celular, y la gente aprende rápidamente.

Por lo tanto, sería deseable separar la gestión de redes de la comercialización de energía dentro de las redes de distribución. Incluso, siguiendo lo que decía el

señor Peralta, separar la gestión del sistema de medición. Además, tal como se dijo, el sistema de medición mide calidad de servicio y el registro de las interrupciones.

Por lo tanto, a fin de evitar asimetrías de información y eventuales problemas de competencia sería deseable que todo el sistema de transmisión fuera administrado y/o gestionado por un ente independiente.

Ciertamente, hay que resolver algunos temas, tal como se señalaba sobre el acceso a las redes de comunicación. Además, es necesario resguardar la confidencialidad de la información.

Este incremento en la competencia en el sector de distribución, al separar lo que es gestión de red de la comercialización, y eventualmente de la medición, permitiría la creación de nuevos servicios.

Existen los servicios de gestión de demanda que se están desarrollando en el mundo, donde estos agentes comercializadores agrupan distintos consumidores y ofrecen al sistema desconexión de carga, en caso de que sea necesario; algunos servicios de red dicen relación con la electromovilidad, poder usar esa capacidad de almacenamiento que está distribuida en los automóviles; la gestión de la autoproducción, sean techos solares u otros, y otros recursos que podrían utilizarse.

Eso trae el ingreso de nuevos actores comercializadores para la venta de energía eléctrica. Hay un ejemplo en Francia. A través de una página web uno puede comprar de distintos comercializadores la electricidad, con distintas huellas de carbono, desde 0 hasta algún tipo de mezcla, y se puede elegir en directo. Están los precios y da mucha flexibilidad.

Además, agregadores, que lo que hacen es reunir demanda o reunir excedentes de electricidad a los que tienen techos solares o generación distribuida u otro medio de generación. Lo mismo respecto de la gestión de los vehículos eléctricos.

También permitiría tarifas horarias flexibles para aquellos consumidores que puedan gestionar la demanda, y de ese modo bajar su costo total de suministro.

Algo que se usa mucho en algunos países para evitar la morosidad y hacer una buena gestión de la electricidad es

el prepago, que también podría ser atractivo en zonas remotas, donde es difícil llevar la cuenta. Sería también un beneficio para el consumidor al no tener que recorrer grandes distancias para ir a pagar su cuenta.

La gestión de red de mediciones sería deseable que fuera externa a las empresas distribuidoras. Sabemos que hay empresas que están integradas con generación; es decir, sus mismos dueños tienen generación y distribución.

A fin de evitar algunas asimetrías sería deseable que toda la red de medidores sea administrada por un tercero, lo que también permitiría llevar un registro de la calidad de servicio en forma independiente.

Como digo, es necesario asegurarse de que haya acceso a la red de comunicaciones y resolver algunos otros temas tecnológicos, que con el avance que estamos viendo debería ocurrir.

En ese escenario, la empresa distribuidora sería una gestora de redes y se remuneraría ese servicio de transporte, por ejemplo, a través de un cargo fijo por uso de red.

Hay literatura internacional que recomienda ir a cargos fijos, de lo contrario en otros casos podría producirse alguna asignación incorrecta del uso de la red de distribución.

Además, implementar señales, indicadores de eficiencia de esa red o de rendimiento, tales como las horas de interrupción y la calidad de servicios, especialmente en voltaje. Eso sería más transparente.

Finalmente, algo que es clave, resguardar la seguridad y la privacidad de la información de los usuarios. O sea, a través de la medición instantánea de la electricidad estamos viendo la conducta de los usuarios, lo cual también puede incidir en su seguridad, puesto que revela patrones de su vida. Entonces, es muy importante asegurar el resguardo de eso.

Es lo que puedo informar al respecto.

El señor **VIDAL** (Presidente).- ¿Contestó a su pregunta, señora diputada?

La señora **PARRA** (doña Andrea).- No me quedó muy claro. Me gustaría que profundizara.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Peralta.

El señor **PERALTA**.- Señor Presidente, una de las cosas que hoy hacen las empresas es ver el tema de las mediciones y la facturación, pues, en el fondo, sus ingresos se determinan en base a las ventas, con estas tarifas que dependen de la energía propiamente tal. Pero si uno avanzara hacia una tarificación distinta, con un cargo fijo, ya no se justifica que las empresas tengan que ser dueñas de toda la información del medidor, porque es un cargo fijo, que puede depender también del consumo, pero ahí uno podría separar la facturación y dejársela a los mismos comercializadores.

Además, está el tema de la operación, donde hay que ver bien los riesgos de quién opera o quién controla, porque ellos tienen que abrir, cerrar o maniobrar la red. Pero, como mencioné, existen tecnologías bicuerpo, donde uno puede separar el aparato que hace la parte de "suicheo" con el *display*, que es el que lleva la energía. Entonces, como mencionó el señor Olmedo, si puede haber un operador de sistema a nivel de generación-transmisión, también podría haber un operador de sistema a nivel de distribución y separar las dos cosas. Esto es nuevo y se está discutiendo en muchas partes del mundo, pero todo apunta a incorporar la mayor cantidad de competencia posible en los sistemas de distribución y en todo lo que tiene que ver con la medición y facturación.

El señor **OLMEDO**.- Y como dijo el señor Peralta, con ese foco aseguramos que el consumidor final tenga la menor tarifa posible, de manera de eliminar las asimetrías de información y contener cualquier conducta anticompetitiva.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Quiero volver sobre algo que dijo en la última lámina, donde hay dos datos importantes.

Por una parte, aún no me queda claro aquello que tiene que ver con el anexo técnico. En estricto rigor, la decisión de la Comisión Nacional de Energía en el anexo técnico, que podría afectar solo una porción pequeña de medidores que no se ajustarían a las normas establecidas, que serían los primeros que instaló con código cerrado, incluso, esos podrían ser adaptados.

Ahora, dada su experiencia como Coordinador Eléctrico Nacional, me parece interesante la propuesta, que nadie nos había hecho en todo el proceso de la comisión -y tampoco lo han visto en la Comisión de Minería y Energía- respecto del manejo de los datos de los usuarios, esto es, los datos de consumo, tanto para fines comerciales como de la seguridad de las personas, dados sus hábitos: saber si hay alguien en la casa, si consume energía - incluso, pensando en términos de seguridad ciudadana- o respecto de la ciberseguridad, es decir, cómo se podría haber afectado si estas redes interconectadas son atacadas, eventualmente, por intereses de todo tipo. La cuestión es que el problema de los datos es materia de preocupación. ¿Qué pasa con los datos? ¿Quién controla los datos? ¿Quién desarrolla el *software*? ¿Quién los administra? ¿Cómo se usan? ¿Cómo logramos que no se usen maliciosamente? Pero nadie nos había planteado la posibilidad de que la administración de los datos pudiera estar en una entidad autónoma, no en manos de las distribuidoras que operan la red.

Me gustaría que profundizara sobre su experiencia como Coordinador Eléctrico Nacional en relación con esta innovación.

Tiene la palabra, señor Olmedo.

El señor **OLMEDO**.- Señor Presidente, lo que podemos transmitir es la experiencia que ha habido desde fines de los 80, como comentaba el señor Peralta. Desde esa época se ha implementado lectura remota y ha ido evolucionando en el tiempo. Esa información solo está disponible para el dueño del consumo, sea la distribuidora o el gran usuario, y es gestionada por el coordinador. Nosotros concentramos todos los medidores y hacemos la valorización de transferencia, pero no se entrega el detalle horario de cada consumo a todos los agentes. Se entrega el resultado de la valorización de transferencia y con eso se resguarda la privacidad de cada uno de ellos. Solo tiene el consumidor, suministrador y el coordinador.

El señor **REBOLLEDO** (Secretario).- Perdón, señor Presidente, el invitado dice que con eso se resguarda. ¿Qué le impide a usted entregarle esa información a un

tercero que se lo pida por ley de Transparencia, por ejemplo?

El señor **OLMEDO**.- Porque es una información que tiene propiedad, y yo para entregarle a un tercero por Transparencia debo consultar al consumidor si él autoriza la entrega de esa información a un tercero.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Pero lo que entiendo, de lo que usted propone, es que ese *ceteris paribus*, el control del consumo del usuario lo tendría la distribuidora, y lo que ustedes proponen acá es que no, que esté en una entidad autónoma, y que al final a la distribuidora le llegue solo el dato de cuánto tiene que pagar la persona.

El señor **OLMEDO**.- Claro, en este escenario la distribuidora sería un operador de red, un transmisor, y habría un comercializador y un ente que gestiona, algo así como Transbank -no sé si sea el mejor ejemplo-, y una entidad que toma las lecturas, guarda la reserva y le entrega la información, incluso, hasta la facturación, al comercializador.

El señor **VIDAL** (Presidente).- En el fondo, esto es lo que usted tiene que cobrar, y punto.

El señor **OLMEDO**.- Claro, y el pago de los usos de redes. Entonces, permite, en forma independiente, autónoma, resguardar los datos, mirar el tema de la ciberseguridad y transferir a cada uno de los agentes lo que tiene que cobrar.

El señor **VIDAL** (Presidente).- En ese caso, ¿tendría que ser una nueva entidad o el coordinador eléctrico podría estar en condiciones de asumir algo como esto?

El señor **OLMEDO**.- Yo creo que debería ser una nueva entidad, probablemente regional, asociada a las áreas de concesión de las distribuidoras. Incluso, podría ser licitada internacionalmente por períodos de 10 o 15 años, acorde a la obsolescencia tecnológica.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- ¿Eso no encarece los costos?

El señor **OLMEDO**.- Yo creo que lleva a hacerlo más eficiente, porque generamos competencia en ese tipo de gestión y permite actualizarlo acorde a la evolución de las tecnologías de comunicaciones. Viene el 5G, que sería una supuesta gran revolución que traería el internet de

las cosas. Eso, probablemente, va a traer -no digo mañana, pero en un cierto horizonte- bastante economía en lo que es gestión digital y la nube.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Claro, porque actualmente tenemos -algo que parece natural- que quien entrega el servicio final -la distribuidora- también cuantifica el consumo y cobra. Pero si separamos la distribución de la comercialización, cabe la pregunta: ¿quién opera el medidor? ¿La distribuidora o la comercializadora? Y luego, ¿quién cobra? Entonces, con esto se resuelven las dos preguntas: es otra entidad.

El señor **OLMEDO**.- Además, desde un punto de vista de competencia, los estándares internacionales crea un comercializador de última instancia. Posiblemente no todos van a seleccionar su suministrador, y usualmente ese comercializador de última instancia tiene alguna relación con el dueño de la red. Entonces, así también evitamos cualquier potencial conducta que pudiera afectar la competencia.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Sobre esta propuesta, pensando en la tramitación de la ley larga, ¿ustedes tienen algo más desarrollado que esta impresión o que este PPT?

El señor **OLMEDO**.- Lo hemos estado trabajando a nivel conceptual, y es algo que hay que trabajar más y profundizarlo, porque tiene algunos elementos que dicen relación con los sistemas de comunicación; hasta qué nivel vamos a dejar los intercambios de información. Es algo que se podría desarrollar con mayor profundidad, ahora que viene la ley de distribución. Hay que abordar algunos aspectos técnicos de mayor detalle.

El señor **VIDAL** (Presidente).- ¿Y lo que ustedes plantean es la administración de los datos o también de los medidores propiamente tal?

El señor **OLMEDO**.- Podría incluir la administración de los medidores, porque es un tema básicamente tecnológico. En la medida en que la tecnología lo permite, se puede incorporar un set de funciones que tome este operador del sistema de medición.

El señor **VIDAL** (Presidente).- ¿Es posible que una propuesta como la que acabamos de conversar esté respaldada en algún oficio a la comisión, para que la

incorporemos a las propuestas de la comisión? En términos generales, me parece muy interesante, pensando en el debate que vamos a tener el próximo año en la ley larga.

El señor **PERALTA**.- Señor Presidente, se puede preparar algo, pero todavía es una idea bien conceptual. Nosotros lo pensábamos abordar con la ley de distribución. La idea era tener ahí algo un poco más elaborado, pero parece que acá los plazos son más breves.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Sí, dentro del mes de septiembre.

El señor **OLMEDO**.- Señor Presidente, a nivel de visión podríamos elaborar un par de carillas.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Con eso me quedo feliz.

La idea es que nos pueden hacer llegar algo dentro de la próxima semana, a fin de conocer el espíritu, la visión de este tema. También, algún ejemplo de experiencia comparada, para saber cómo se hace en otros países, porque no nos habíamos hecho esa pregunta.

El señor **OLMEDO**.- No se ha hecho mucho, porque es algo nuevo. Quizá nace de levantar algunas experiencias internacionales aterrizadas a Chile, por la estructura que tenemos. En mercados más maduros, esto no es tema. Como dije, en Francia tienen una página web con un listado de comercializadores con distintas huellas de carbono entre las que uno puede elegir. Hay comercializadores ciento por ciento renovables, hasta llegar a algunas que no les importa y que trabajan ciento por ciento carbón. Ahí uno elige, de acuerdo con su interés, y se puede cambiar de comercializador de una semana a otra.

Eso exige que haya un tercero que resguarde esa flexibilidad, que para el comercializador no sea una barrera el estar accediendo a facturar o a tener grandes estructuras que encarezcan el costo, porque tienen que tener un equipo de facturación. Hay un tercero que hace todo eso, lo que también ayuda a que haya competencia.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Daniella Cicardini.

La señorita **CICARDINI** (doña Daniella).- Señor Presidente, siento que en los últimos meses o durante este año, que ha sido de mucha contingencia, hemos pasado por alto al Coordinador Eléctrico Nacional, una entidad

que tienen muchos insumos, no solo respecto de este tema en particular. Me he dado cuenta de que tienen muchas sugerencias y recomendaciones, por lo que probablemente serán los invitados estrellas para las próximas sesiones, dada las discusiones que se nos vienen, no solo con la ley larga, sino también con varios otros elementos de nuestro sistema eléctrico.

En la reunión que sostuvimos, ustedes se refirieron a otras cosas, como, por ejemplo, a los procesos de licitación o a la línea de transmisión. Hay varios temas que quedaron débiles en nuestra legislación, y luego de escuchar la propuesta que ustedes han constatado de manera objetiva, en la práctica, podríamos perfeccionar nuestra legislación, amén de todos los debates que vienen por delante.

Mi intervención tiene como fin hacer el punto de que tenemos un insumo sumamente relevante y que lo habíamos pasado por alto.

El señor **OLMEDO**.- Señor Presidente, quiero ofrecer nuestra colaboración, porque ustedes nos crearon independientes.

Chile tiene pocas entidades independientes; sin temor a equivocarme, creo que son cuatro: el Banco Central, el Servel, la Comisión del Mercado Financiero y nosotros.

Nuestra preocupación es lograr un suministro a mínimo costo. Nos preocupan los consumidores y es nuestro interés que el consumidor tenga una energía segura, confiable y a costo razonable. A ello agrego que ustedes nos dieron la función de monitorear la competencia, una función importante para asegurar los precios más bajos posibles al consumidor.

Tal como se lo comenté a la diputada Cicardini, hemos enviado el primer caso de indicio de conducta que podría afectar la competencia, la cual está en manos de la Fiscalía Nacional Económica.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Agradecemos su presentación y sus propuestas.

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

*-Se levantó la sesión a las 18.35 horas.*

**ALEJANDRO ZAMORA RODRÍGUEZ,**  
Redactor  
Jefe Taquígrafos Comisiones.