

**"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 9ª, ordinaria, celebrada en lunes 22 de julio de 2019.

SUMARIO.

En cumplimiento del Mandato, se recibió al Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas, al Country Manager de CGE S.A., y al Gerente General de ENEL.

- Se abre la sesión a las 17:00 horas.

ASISTENCIA

Preside el diputado Pablo Vidal.

Asisten las diputadas Andrea Parra y Daniella Cicardini, y los diputados Jorge Durán, Sergio Gahona, Celso Morales, Jaime Mulet, Nicolás Noman, José Pérez y Gabriel Silber.

Concurren como invitados el señor Rodrigo Castillo, director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas; el señor Luis Zarauza, country manager de CGE S.A., y el señor Ramón Castañeda, gerente general de ENEL.

Actúa como Secretario el abogado señor Mario Rebolledo Coddou.

ACTAS

El acta de la sesión 7ª, ordinaria, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.

El acta de la sesión 8ª, ordinaria, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

CUENTA

No hay Cuenta.

ACUERDOS

1.- Oficiar al S.E., el Presidente de la República, a objeto que informe si durante las reuniones que su señoría mantuvo, previo a asumir la Presidencia de la República, con el entonces Ministro de Energía, señor Andrés Rebolledo se trató el tema de los medidores inteligentes.

2.- Consultar a la CNE sobre los montos con los que fueron valorizados los medidores en el VAD Interperíodo

ORDEN DEL DÍA

En cumplimiento del Mandato, se recibió al Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas, al Country Manager de CGE S.A., y al Gerente General de ENEL.

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=PROGC015292.mp4>

- Se levanta la sesión a las 19:23 horas



MARIO REBOLLEDO CODDOU,
Secretario de la Comisión.

**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 9^a, celebrada en lunes 22 de julio de 2019,
de 17.00 a 19.23 horas.

VERSIÓN TAQUIGRÁFICA

Preside el diputado Pablo Vidal.

Asisten las diputadas Andrea Parra y Daniella Cicardini, y los diputados Jorge Durán, Sergio Gahona, Celso Morales, Jaime Mulet, Nicolás Noman, José Pérez y Gabriel Silber.

Concurren como invitados el señor Rodrigo Castillo, director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas; el señor Luis Zarauza, country manager de CGE S.A., y el señor Ramón Castañeda, gerente general de ENEL.

TEXTO DEL DEBATE

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

El acta de la sesión 7^a se declara aprobada.

El acta de la sesión 8^a queda a disposición de las señoras diputadas y de los señores diputados.

El señor Secretario dará lectura a la Cuenta.

El señor **REBOLLEDO** (Secretario).- Señor Presidente, no hay Cuenta.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Continuamos con el plan de trabajo que diseñamos en un comienzo para esta comisión. Hemos escuchado a las distintas autoridades, tanto del gobierno anterior como del actual, del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, quienes nos han dado su visión respecto de la implementación de los nuevos medidores eléctricos, llamados medidores inteligentes.

En esta oportunidad tenemos invitados de la industria, que son una parte importante en toda esta historia y a quienes no hemos tenido la ocasión de escuchar.

Están presentes el señor Rodrigo Castillo, director ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas; el señor Luis Zarauza, country manager de CGE S.A., acompañado por Loreto Rivera, gerenta de Asuntos Corporativos de la empresa, y el señor Ramón Castañeda, gerente general de ENEL, acompañado por el señor Andrés Palma, jefe de Relaciones Institucionales.

Les damos la bienvenida y agradecemos su disposición para concurrir a la sesión.

Señor Secretario, ¿qué orden propone para el uso de la palabra?

El señor **REBOLLEDO** (Secretario).- Señor Presidente, el señalado en la citación.

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

El señor **CASTILLO**.- Señor Presidente, por su intermedio, quiero agradecer la invitación.

Voy a exponer una presentación bastante breve, porque creemos que lo más importante es poder escuchar sus preguntas.

En primer lugar, y siguiendo las doctrinas que han sentado los anteriores presentadores, vamos a referirnos a una breve línea de tiempo. Partimos comentando que el despliegue de la tecnología de medición inteligente, que de hecho es más que solo los medidores, es todo un sistema de medición, monitoreo y control, en los países más desarrollados, especialmente los de la OCDE, y comienza en el 2000.

Hacia el año 2010 directrices europeas establecen la obligatoriedad, en distintos plazos, de que el ciento por ciento de los países europeos cuente con medición inteligente.

A partir del 2010, y lo veremos más adelante, comienza el desarrollo de distintas propuestas de medición inteligente en el caso de Chile.

En 2016 comienzan a desarrollarse los cambios legales y normativos que permiten cumplir con los objetivos de política pública, que como vamos a ver más adelante, ya se habían establecido tanto en programas de gobierno como en las agendas público-privadas de desarrollo de largo plazo del sector energético en Chile.

Hacia el 2018 comienza el primer despliegue de sistemas de medición inteligente, y aquí hago un matiz, porque muchos se preguntarán si antes de eso pudo haber habido algún medidor inteligente. La respuesta es sí. Probablemente quienes los desplegaron, básicamente Enel, puede comentar cuál fue la naturaleza de estos pilotos, pero desde el punto de vista de la política pública, es decir, de la implementación de este sistema de medición, monitoreo y control, normativamente fijado comienza hacia el año 2018.

La meta establecida en la agenda al año 2050, que se desarrolló durante el gobierno de la Presidenta Bachelet, liderada en ese momento por el ministro Máximo Pacheco, establecía como meta que el ciento por ciento de los hogares tuvieran medición inteligente al año 2035.

Como podemos ver en la presentación, existe una acelerada implementación de medición inteligente en los países más desarrollados. Se aprecia el caso de Europa, el este de África, las Américas, Asia y China, para llegar, hacia el año 2016, es decir, ya con algún rezago, al orden de los 600 millones de medidores inteligentes.

A la derecha de la lámina podemos ver cuál ha sido la evolución del porcentaje de la población con medición inteligente en los países OCDE, 24 países de la OCDE, para llegar hacia el año 2017 a un 25 por ciento de la población.

En el caso de Chile estamos en el orden del 1,6 por ciento de la población que cuenta con esto.

Finalmente, en esta lógica inicial podemos ver el programa de gobierno del Presidente Sebastián Piñera, en su primer mandato, para su primer mandato, en el cual en forma explícita se señala que se fomentará el uso de medidores inteligentes de energía y potencia que permitan alternativas como el prepago, la tarificación flexible y el net metering.

Es decir, antes de la década del 2010 en Chile estábamos discutiendo la necesidad de implementar este tipo de tecnología para el cumplimiento de este tipo de objetivos de política pública.

Hacia el año 2012 la Comisión Nacional de Energía solicitó un informe, que se denominó revisión de mecanismos de tarificación de implementación de

smartgrid, en el cual se discuten las distintas alternativas que existían para la tarificación e implementación de esta tecnología.

Uno de los elementos significativos de este estudio tiene que ver con que ya en esa época se planteaba que uno de los desafíos en Chile tenía que ver con la propiedad del medidor.

Aquí me permito un paréntesis tan solo por un instante, porque esto es algo que quienes hemos tenido la posibilidad de mirar el desarrollo de las conversaciones en anteriores comisiones creemos que es interesante de entender.

Cuando se discutió el tema de la propiedad, y es uno de los temas que desde el punto de vista de la población fue bastante criticado, y lo entiendo muchísimo, uno de los elementos que probablemente no fuimos capaces de explicar con suficiente nitidez tiene que ver con lo siguiente. Cuando un medidor, una parte del sistema eléctrico, es financiado como un individuo, es decir, uno a uno, a través del arrendamiento del medidor, eso impide que se aplique lo que se aplica al resto del sistema eléctrico, que tiene que ver con una suerte de subsidio cruzado de carácter volumétrico.

¿A qué me refiero? Todos los elementos de una red de distribución son pagados por todos los clientes, grandes y pequeños, en función de su consumo, lo que significa que el cliente que consume poco, paga poco, aun cuando el costo real es el mismo, es decir, el poste vale lo mismo y tener un poste frente a la casa de un cliente cuesta más o menos lo mismo, consuma mucho o consuma poco, y, sin embargo, por un tema de política pública distributiva, en Chile y en muchos países del mundo, se

ha aplicado este sistema volumétrico que permite que los clientes que más consumen, paguen más, y los que menos consumen, paguen menos al sistema. Incorporar a esa lógica elementos de la red, como el medidor, permite que se mantenga la lógica por la cual el cliente que menos consume pague menos y el que más consume pague más. Ese fue uno de los elementos presentes en el estudio que se hizo en 2012.

En el sector industrial se discutía el potencial de las nuevas tecnologías de medición. En ese sentido, cabe responder una pregunta que ha surgido en más de una oportunidad en la comisión, ¿qué está primero, la tecnología o la política pública? La respuesta no es fácil. Tal vez la mejor forma de explicarlo es preguntarse para qué sirve el internet. Si uno se hubiera preguntado en el 2000 para qué sirve el internet, probablemente a muchos se les habría ocurrido lo que en esa época hacíamos con internet, que era básicamente bajar alguna página y mandar correos electrónicos. Debido a las dificultades de conexión y porque no existía la banda ancha, eso era principalmente para lo que servía internet. Lo mismo sucedería en el caso de preguntarnos para qué sirven los teléfonos inteligentes. Probablemente, hacia 1998, 1999 e incluso 2005, muchos no sabían muy bien para qué servían. Sin embargo, la tecnología de medición inteligente, justamente, al igual que la internet o los teléfonos inteligentes, son posibilitadores de nuevos desarrollos.

En el mundo, una vez que se desarrolla una tecnología, no solo las grandes empresas de distribución o los grandes productores de medidores, sino distintos desarrolladores, generan diversas alternativas para

utilizarla. No obstante, lo que siempre estuvo claro, desde la década del 2000 en el caso de Europa, Asia y parte de Estados Unidos, es que sin medición inteligente había una serie de cosas que, ya en ese momento, se sabía que no serían posibles. En el caso de California, sería el caso del *net metering*, es decir, de la capacidad de direccionalidad para generar energía en las casas o la participación del cliente en la toma de decisiones respecto del consumo.

Lo anterior lo menciono simplemente para señalar que ese breve artículo se refiere a que hace cinco años, desde el punto de vista de la industria de los desarrolladores, existía la posibilidad de incorporar, en el caso de Chile, medición inteligente.

En 2015, durante el gobierno de la Presidenta Bachelet y durante el mandato del ministro Máximo Pacheco, se desarrolla el Comité Consultivo de Energía 2050 que probablemente ha sido la iniciativa más participativa y extendida para establecer una hoja de ruta respecto de hacia dónde debería ir la energía en Chile en el plazo de 35 años. En las metas contempladas para el 2035 se establece que el ciento por ciento de las edificaciones en zonas urbanas y rurales deberá contar con medidores inteligentes, en la medida en que contribuyan a la implementación de los planes de gestión.

Cabe recordar que con posterioridad a la política 2050, el gobierno establece la política energética 2050, que es más precisa y detallada, que recoge los mismos lineamientos y establece como meta que para 2035 el sistema eléctrico sea completamente bidireccional, con sistema de tecnologías de información que permitan producir y gestionar la energía a todo nivel, en forma

similar a los países de la OCDE. La traducción de aquello necesariamente significa implementar un sistema de redes inteligentes y medición inteligente.

Nuevamente, haciéndome cargo de las consultas, cabe preguntar qué relación hay entre el medidor inteligente y una red inteligente. La verdad, no son lo mismo, pero la existencia de una es necesaria para la subsistencia de la otra. Es decir, lo que se fijó en Chile, a través de la norma técnica de calidad en distribución, no fue la instalación de medidores inteligentes. Hago esa distinción, aunque puede parecer obvia, porque no lo ha sido en el mundo. Por ejemplo, en el caso de España, en un principio la obligación solo era instalar el medidor, pero no necesariamente instalar al mismo tiempo los sistemas de comunicación que permitieran que los medidores realmente funcionaran como un sistema neuronal. En el caso de Chile ambas obligaciones estaban presentes: instalar los medidores y el sistema de comunicación.

Desde ya puedo comentar, y seguramente será alguna de las dudas que ustedes planteen, que eso explica también que cuando se cotiza un medidor solo en China y lo encuentra a 50 dólares, el motivo es doble. Uno, porque probablemente el medidor no cumple con los estándares exigibles en Chile. En segundo lugar, porque el medidor en sí mismo, solo, representa del orden de la mitad del costo de un sistema completo de medición, monitoreo y control inteligente que implica, desde ya, concentradores; es decir, el medidor se comunica con un dispositivo central que, en general, puede estar conectado a 200 y 300 medidores en algunos casos, con cierta arquitectura de redes, e incluso a varios miles, dependiendo la arquitectura de red. Luego, eso está

conectado por redes de telecomunicaciones a un sistema de información central. Es decir, todo ese conjunto es lo que corresponde a un sistema de medición, monitoreo y control.

A partir del objetivo de política pública al 2035, comienzan los cambios regulatorios para alcanzar la meta. En diciembre de 2015 se dicta la política; en junio de 2016, se dicta la ley de equidad tarifaria, la cual establece la posibilidad de que ciertos servicios, como de arriendo de medidores o el de corte y reposición, que estaban tarificados como servicios asociados a la distribución eléctrica, pero no se cobraban con la lógica VAD (valor agregado de distribución), o sea, con esta lógica volumétrica, y por lo tanto de sociabilización del costo, pudieran ser incorporados a la lógica de sociabilización del costo. De hecho, por eso está dentro de la lógica de equidad tarifaria; es decir, que aquellas personas con menos recursos tuvieran la posibilidad de optar por una misma calidad de servicio o por un mismo nivel de calidad tecnológica en sus equipos sin tener que pagar el total, siendo subsidiados por aquellos clientes que tienen mayor consumo, sean clientes residenciales de altos ingresos o industriales.

Entre noviembre de 2016 y diciembre de 2017 se tramita el denominado decreto N°11T. Es el VAD original, no el decreto inter-VAD al que me referiré a continuación. Al mismo tiempo, en noviembre de 2017, se dicta la norma técnica de calidad en distribución. En marzo de 2018 se dicta el decreto N°5T denominado VAD interperíodo que, tal como saben, porque ha sido mencionado en múltiples oportunidades en la comisión, fue aquel que se hizo cargo del costo de la implementación de esa tecnología.

En paralelo, la ley N° 21.076, que originalmente estaba pensada para que las empresas se hicieran cargo del costo de la reposición de medidores y empalmes en caso de catástrofe, fue modificada para que también incluyera que las empresas se hicieran cargo del financiamiento de los medidores y de los empalmes no solo en caso de catástrofe, sino también frente a una modificación normativa que así lo exigiera.

La ley N° 20.928, que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, en su artículo 184, permite establecer dentro del VAD los servicios asociados, entre los cuales se encuentra el cambio de medidor y los servicios de corte y reposición de suministro.

Reitero, ¿por qué esta lógica y por qué en una norma de equidad tarifaria? Nuevamente por la lógica de equidad distributiva, por la cual, cuando eso va al VAD se distribuye de forma tal que aquellos que más consumen pagan más y aquellos que menos consumen pagan menos.

La norma técnica de calidad en distribución se tramita entre noviembre de 2016 y diciembre de 2017. Dicha norma técnica es la que define los nuevos estándares técnicos en materia de calidad del servicio para los sistemas de distribución, estableciendo, entre otras cosas, la obligación de las empresas a desarrollar un sistema de medición, monitoreo y control inteligente en un plazo máximo, a esa época, de siete años.

Para llegar a esa norma técnica, la Comisión Nacional de Energía creó un consejo consultivo, en el que participaron representantes de la propia autoridad, no solo de la Comisión Nacional de Energía, sino del ministerio, de la superintendencia, de las empresas, amén

de una serie de expertos académicos, con el objeto de discutir las temáticas que abordaría la norma.

Sin embargo -este punto es importante-, esa norma ya se encuadra en una nueva lógica legal del sector eléctrico, que es única, que exige que toda modificación de relevancia a una norma técnica debe pasar necesariamente por un proceso de consulta ciudadana, lo cual evidentemente ocurrió. La Comisión Nacional de Energía recogió las observaciones del mundo ciudadano durante un periodo bastante extenso, especialmente del mundo de los consumidores.

Para continuar con ese trabajo, especialmente a instancias de AmCham (American Chamber of Commerce-Cámara Chilena Norteamericana de Comercio) y de la Comisión Nacional de Energía, se hizo en 2017 una ronda de negocio, una ronda de conocimiento en cuyo marco nos reunimos no solo con empresas, sino también con autoridades de varios estados de Estados Unidos y con representantes del mundo social, de ONG, para conocer la experiencia en la implementación de medición inteligente en sus distintos niveles en Estados Unidos.

En relación con el decreto 11T, es decir, el VAD (Valor Agregado de Distribución) original de noviembre de 2016, que debió haber estado vigente entre el 16 y el 20, la Comisión Nacional de Energía, que ya estaba tramitando esa norma técnica de calidad, propuso a la Contraloría un mecanismo mediante el cual la tarifa pudiera ser revisada en relación con lo que se denominan las economías de escala, que es uno de los factores de la tarifa. La propuesta consistía en revisar la tarifa anualmente, de forma que, una vez concretadas las inversiones destinadas

a adaptarse a la norma técnica en discusión, pudieran ser consideradas en la tarifa.

La Contraloría, por lo que entendemos -así nos lo explicó la autoridad, y así entendemos que fue explicado ante esta comisión-, consideró que esa lógica de revisión anual no era coherente con la actual normativa; en tal virtud, le planteó a la misma autoridad que la Ley General de Servicios Eléctricos establecía, en su artículo 187, la posibilidad de modificar esas tarifas para hacerse cargo, por ejemplo, de modificaciones normativas relevantes a través de lo que se denominó el acuerdo unánime de la industria con la autoridad.

Eso fue lo que planteó la autoridad, y los factores de la fórmula de cálculo del VAD fueron objeto de modificación luego de la aprobación de la norma técnica de calidad en distribución por parte de la Comisión Nacional de Energía, toda vez que, en virtud de esa norma técnica, se incrementaron las exigencias de calidad de prestación de suministro eléctrico, que subieron en consideración cuando se dictó el decreto anterior, el famoso 11T. Para ello se recurrió al procedimiento de modificación del decreto tarifario, de conformidad con el artículo 187, lo cual, vuelvo a insistir, según la información que nos entregó la propia autoridad, fue una recomendación de la Contraloría General de la República.

La ley N° 21.076, según señalaron autoridades de la época, tenía por principal propósito hacer exigible y vinculante para las empresas de distribución eléctrica el reemplazo de empalmes y medidores, en aquellos casos y circunstancias establecidos en la misma normativa.

Dicha ley, según autoridades que han asistido a esta comisión, no tiene relación con la exigencia de

implementar medidores, porque eso ya estaba establecido en la norma técnica de calidad de distribución, ni con su incorporación en el nivel tarifario, porque eso también había sido iniciado en el proceso que dio origen al decreto 5T, que es anterior a esa normativa.

En definitiva, nuestras conclusiones son las siguientes:

La medición inteligente ha sido una política de Estado desde 2010, como pudimos ver en los programas de gobierno y luego en las agendas de largo plazo, tanto del gobierno del Presidente Piñera como del de la ex-Presidenta Michelle Bachelet. Dicha política fue discutida transversalmente y en forma muy transparente.

La medición inteligente ha sido implementada en la gran mayoría de los países desarrollados como herramienta para cumplir diversas políticas públicas, tema que estamos llanos a conversar. Evidentemente, la implementación de esa política pública ha tenido dificultades, que como industria reconocemos y abordamos. Quien lo señaló de manera más directa fue el último invitado, el ex secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía.

Con la experiencia adquirida con posterioridad a la implementación de esa política, probablemente habríamos hecho cosas distintas en el ámbito de la comunicación con los clientes, con el fin de explicar esa política pública. Sin embargo, seguimos creyendo que ella era correcta en su origen y que será necesaria para el país.

Estamos disponibles para responder cualquier pregunta que quieran formular los miembros de la comisión.

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

El señor **ZARAUZA**.- Señor Presidente, gracias por la oportunidad de transmitir nuestra experiencia.

No querría insistir en exceso en los detalles regulatorios y técnicos, detalles que el anterior ponente ha explicado mucho mejor de lo que pudiera haberlo yo. Solo quiero insistir en algunos puntos que me parecen importantes en la tramitación regulatoria de los medidores inteligentes.

En primer lugar, que ha partido de normas, procesos y consultas públicas, que son habituales en la elaboración de normativas de este tipo, desde noviembre de 2016, cuando la CNE aprobó el plan de trabajo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica. Eso gatilló el proceso de elaboración de la norma técnica de distribución y, también, todos los procesos de consulta pública a partir de los cuales se elaboró el contenido de esa norma. No insistiré en ello porque, como digo, creo que ha sido explicado anteriormente.

En diciembre de 2017 nos encontramos con una norma técnica de calidad de suministro por primera vez en vigor. Es la primera vez que se ha legislado en favor de la calidad de suministro en la distribución de electricidad, lo cual nos parece un hito reseñable, porque hasta esa fecha ninguna pieza regulatoria ni legislativa favorecía, marcaba ni fijaba cuál debía ser la calidad de suministro en distribución de electricidad. Por primera vez, también, se plantearon los medios para alcanzar esos objetivos en materia de calidad de suministro, por lo que nos pareció que se trataba de una norma especialmente importante. En alguna medida, fue el inicio del paso de la regulación de la distribución, simplemente para lograr la suficiencia en el suministro,

a una regulación que tiende a objetivos ciudadanos de mejora de la calidad de suministro, que es donde entendemos que está la cuestión hoy en día, porque el país ya ha conseguido el objetivo de suficiencia.

Por tanto, es lógico que se hable de objetivos de calidad en todas sus dimensiones: objetivos de continuidad de suministro; objetivos de calidad de producto; objetivos de calidad comercial y objetivos de instalación de medidores inteligentes, en este caso, en un plazo de siete años.

Eso se publicó cuando todavía no se contaba con el anexo técnico que debía establecer las características y funcionalidades técnicas específicas de ese sistema de medida, monitorización y control, lo que ha tenido consecuencias para CGE en este proyecto.

Por tanto, para nosotros es importante reseñar que el proceso de elaboración de la norma técnica de distribución en todo momento ha estado fundado en la normativa vigente, y todos los actos que han llevado a la elaboración de esta normativa así lo han sido.

Ha sido un proceso transparente. Se ha llevado a cabo de forma pública; con minutas, con actas, y donde se puede ver perfectamente cuál ha sido el desarrollo y el transcurso de esta elaboración.

Ha sido participativo, tanto por parte del sector público como privado, academia, expertos, etcétera, y todo el mundo pudo hacer su aportación y dar las opiniones que creía importantes acerca de esta norma, y nosotros también lo hicimos en la medida en que la normativa nos lo permite.

Por lo tanto, para nosotros la situación era que parecía existir un consenso país para iniciar un proyecto de esta magnitud.

Digo de esta magnitud, porque efectivamente es un proyecto que requiere importantes inversiones, y que tiene también impacto en las cuentas de los clientes. Pero todo el proceso que se había llevado hasta ese momento nos permitía suponer que existía un consenso suficiente para acometer un proyecto de esta magnitud.

¿Qué ocurrió después? En marzo de este año, y antes de que empezáramos nuestro proyecto de implementación; antes de que empezáramos a hacer ninguna campaña de comunicación específica, se cuestiona el despliegue de los medidores inteligentes, y se cuestiona muy fuertemente.

Se genera una oposición pública generalizada a la instalación de los medidores por una serie muy larga de causas; oposición a lo que se consideraba la expropiación del medidor anterior; al cobro, cómo se cobra y a quién le corresponde asumir esta inversión, etcétera. Es de dominio público esta polémica y sus distintas aristas, y no quiero insistir mucho en ella.

Además, una oposición ciudadana de este calibre tiene una dificultad especial, porque dado que más o menos el 70 de los medidores del país son o eran de la propiedad de los ciudadanos, esto significa que los ciudadanos tendrían que abrirnos las puertas de sus casas para poder llevar a cabo esta sustitución.

Lo que vimos en encuestas varias, y en la siguiente lámina hay un ejemplo, sobre la encuesta Cadem de la última semana de abril de este año, era que más del 80

por ciento de la ciudadanía no quería el cambio de medidores.

Esto es un nivel de rechazo elevadísimo, a la vez que un nivel de conocimiento muy alto, porque también veíamos que aproximadamente el 90 por ciento de la población conocía el proceso de cambio de medidores y tenía una opinión sobre este asunto, que es también un porcentaje de conocimiento muy grande, teniendo en cuenta además que esto es una materia que aparentemente es árida y técnica.

Como ustedes saben también, esto se convierte en un problema o un asunto político que llevó a dos consecuencias adicionales. Desde marzo, que se inicia esta tormenta política, hasta mayo, en que ya se plantea que la implantación de los medidores debe ser voluntaria, y se plantea un proyecto de ley para reducir la rentabilidad de las empresas distribuidoras, que ustedes conocen.

¿Cuál ha sido nuestra posición en esta materia? Ya desde marzo, al inicio de la polémica, dijimos que merecía la pena reestudiar la instalación de los medidores inteligentes, simplemente porque la oposición ciudadana era manifiesta. Y lo que no podemos hacer es pensar, como pensábamos antes, que había un consenso; no podíamos pensar que había un apoyo generalizado en el país a la instalación de estos medidores y, por tanto, no pensábamos que se pudiera acometer un proyecto que se valoraba en mil millones de dólares.

Proponíamos, por tanto, reestudiar este despliegue, al menos hasta que no hubiéramos convencido a la ciudadanía de sus beneficios, o al menos hasta que no estuvieran ya las condiciones necesarias para que esos beneficios se percibieran adecuadamente.

Aceptamos, por supuesto, la propuesta del Ministerio de Energía, de participar en las mesas técnicas para dialogar y conversar sobre este asunto, y eso es lo que hemos estado haciendo desde entonces.

Está claro que no habíamos valorado adecuadamente la posición de la ciudadanía en esta materia; no éramos conscientes, no había sucedido en otros países donde operamos un rechazo de esta magnitud. En España, por ejemplo, donde tenemos 3.800.000 clientes, el despliegue se completó al 99 por ciento en los últimos 8 años.

No pensábamos que un pequeño elemento de la red de distribución pudiera despertar tanto rechazo, pero es claro que teníamos que hacernos cargo de esta situación y adaptarnos a ella y, en parte, a esa situación se había llegado porque no habíamos sido capaces de explicar el proyecto, de comunicarlo en sus beneficios y en sus implicaciones.

Cuando llegó también la decisión de parar el cobro de los medidores y devolver la plata que se había cobrado en meses anteriores, nos pareció la decisión correcta, porque obviamente si no se puede ir en contra de la opinión de la ciudadanía, lo que procedía era hacer una parada y decidir: lo que se ha cobrado devuélvase, pongamos el contador a cero, y hagamos lo que se hace en estos casos, repensar la medida y decidir cuándo es el momento oportuno de hacerlo, si es que ese momento oportuno se da, si es que se consiguen las condiciones para ello, si es que la ciudadanía acepta finalmente la implementación de estos medidores.

¿En qué estamos o cuál es la situación actual? Como ustedes probablemente sepan, no hemos instalado ningún medidor inteligente. En esto tuvo que ver también, que a

pesar de que era obligatorio ya hasta mayo de este año, todavía no se cuenta con el anexo técnico que regula las condiciones técnicas para esta implantación, por lo cual nos parecía prematuro acudir al mercado, hacer una compra masiva, millonaria de equipos para hacer este despliegue, sin tener la seguridad de que esos equipos estaban respaldados por el anexo técnico.

Aparte de eso, obviamente estamos trabajando con la autoridad en la determinación de los ajustes tarifarios necesarios para la devolución del cobro de las cantidades desde octubre de 2018 hasta la fecha, que se debería hacer entre este mes, o quizá en el mes de agosto, y también estamos conversando con la autoridad que está reformulando la norma técnica de distribución, de modo de ver la compatibilidad, si es que existe, entre la voluntariedad de esta implementación para los clientes y la obligatoriedad que aún se mantiene para la empresa, que es una cierta contradicción que creo que debería resolverse a partir de una elaboración regulatoria adicional.

Esto es un poco el proceso que hemos vivido de los medidores desde nuestro punto de vista.

Muchas gracias.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el gerente general de ENEL, señor Ramón Castañeda.

El señor **CASTAÑEDA** (gerente general de ENEL).- Señor Presidente, señoras diputadas y señores diputados, buenas tardes.

De nuestra experiencia en medición inteligente queremos enfatizar algunos puntos de la experiencia en Santiago de Chile, y también obviamente, la experiencia de ENEL en otras geografías.

Vamos a hablar un poco sobre la tecnología que hemos desarrollado e implementado.

También hablaré sobre la medición inteligente en Santiago, en dos etapas. Primero, la a etapa del piloto inicial de 50 mil medidores; segundo, el reemplazo masivo, una vez que se hizo la definición regulatoria que se ha comentado.

Sobre la experiencia de ENEL puedo decir que a esta fecha es bastante extendida, tanto geográficamente como desde el punto de vista del tiempo. Son muchos años en que se ha venido desarrollando esta tecnología.

En Italia hay 31,5 millones de medidores. Actualmente, está en desarrollo la sustitución de la primera generación de medidores inteligentes por una segunda generación, bastantes años después, luego de más de diez años de desarrollo. Esta segunda generación posee ventajas adicionales, con los respectivos aprendizajes y la experiencia en el desarrollo de esta tecnología.

En Latinoamérica, Chile fue el primer país donde se comenzó este despliegue, pero también se ha empezado a trabajar en Perú, en Colombia, en Brasil y en Argentina.

Nuestra experiencia también ha sido valorada incluso por otras empresas de tamaño menor, las que han realizado alianzas con ENEL para incorporar esta tecnología en otros países como Chipre, y otros países pequeños de Europa, donde han aprovechado este desarrollo tecnológico y lo están instalando.

Me detendré en la siguiente lámina, donde hacemos énfasis en cómo funciona esta tecnología, particularmente respecto del desarrollo que ENEL ha realizado durante los últimos años.

El gráfico, de izquierda a derecha, muestra la red eléctrica de distribución. La energía se distribuye por la ciudad en una red que va por encima de los postes, en la parte más alta, por seguridad evidentemente, que es lo que nosotros habitualmente en jerga técnica llamamos la red de media tensión.

Luego, un poco más abajo, en el punto donde a veces se instalan los cables de telecomunicaciones está ubicada la red de distribución de baja tensión, que es la que finalmente llega a nuestras casas.

Al final de la red de baja tensión hay un elemento que une la red con la casa del cliente, que es el empalme, y luego está el medidor de energía.

¿Cómo funciona la tecnología de medición inteligente de ENEL? Instalamos el medidor en la casa, pero adicionalmente instalamos un concentrador de datos o concentrador de medidas en nuestros postes, donde se encuentran los que llamamos transformadores de distribución.

¿Qué hacen esos transformadores? Entregan la potencia, la energía, desde la media tensión hacia la baja tensión. Normalmente, atienden cierto número de clientes, dependiendo de la condición de cada instalación. En promedio, cada transformador abarca entre cien y doscientos clientes; a veces más, hasta quinientos, y otras veces menos, si hay un cliente que consume mucha potencia. Es en ese transformador de distribución donde instalamos el concentrador.

¿Por qué es necesario instalar el concentrador? Porque la tecnología que hemos experimentado durante muchos años, y en lugares diferentes del mundo, combina dos formas diferentes de comunicación de los datos, desde el

medidor hasta nuestro centro de control, que es la última etapa que se señala en la imagen, cuando llega la información a nuestro sistema informático para procesarla.

Una parte de ese sistema de comunicación usa la propia red eléctrica como vehículo de comunicación, porque esa es la manera que al menos en nuestra experiencia se demuestra menos invasiva con los clientes. Es más sencilla y más eficiente desde el punto de vista económico, porque esa red ya está construida, ya existe.

Entonces, desde el transformador, que está en el poste, hasta un cierto grupo de clientes, toda esa comunicación ocurre a través de la propia red eléctrica. El medidor toma esa data, esa información sobre el consumo, y la envía al concentrador a través de los propios cables de distribución. Esto tiene un nombre en inglés, *Power Line Communications*, no hay una traducción al castellano, y lo que hace es usar la línea de distribución eléctrica como un cable de datos.

Una vez que los datos llegan al concentrador de medidas, mediante una tecnología que hoy es absolutamente extendida y de carácter masivo, como la comunicación de celulares, emite una comunicación celular hasta nuestro centro de control y envía los datos mediante una especie de llamada celular, por tecnología GPRS.

Actualmente, podemos hacerlo cada quince minutos.

La señora **PARRA**, (doña Andrea).- ¿Eso significa que ocupa espacio radioeléctrico?

El señor **CASTAÑEDA**.- Correcto, está autorizado.

La señora **PARRA**, (doña Andrea).- ¿De cuántos megahertz?

El señor **CASTAÑEDA**.- No podría contestar esa pregunta ahora.

El señor **CASTILLO**.- En estricto rigor, no se ocupa espacio radioeléctrico distinto del comercial propio de cada una de las empresas de telecomunicaciones. Es decir, lo que va en el concentrador es una tarjeta chip celular, como el de cualquier cliente.

El señor **VIDAL** (Presidente).- De alguna compañía, en el fondo.

El señor **CASTILLO**.- Por lo tanto, desde ese punto de vista, no compite con los clientes, porque la empresa de telecomunicaciones simplemente lo ve como un nuevo cliente y hace más inversiones.

Desde el punto de vista de la calidad de servicio de telecomunicaciones para los demás es simplemente algunos pocos, porque en estricto rigor no es tan grande el número. Pensemos que en Chile hay cerca de treinta millones de teléfonos móviles y acá estamos hablando de algunas decenas de miles de concentradores. O sea, no tiene ningún efecto...

La señora **PARRA**, (doña Andrea).- No es que sea una línea aparte.

El señor **CASTILLO**.- No, es un cliente como si fuera un nuevo teléfono.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Puede continuar, señor Castañeda.

El señor **CASTAÑEDA**.- Entonces, hace esta especie de llamada telefónica y manda los datos a nuestro sistema.

Es importante decir que tenemos una gran variedad de situaciones que se pueden producir para cada uno de los clientes, en cuanto a la llegada de la red de distribución hasta su casa.

Por ejemplo, tenemos instalaciones antiguas en el centro de Santiago, en algunas comunas más históricas.

Tenemos muchas instalaciones subterráneas, de baja tensión. Entonces, la línea eléctrica que lleva el dato, desde la casa del cliente hasta el concentrador, es subterránea y llega finalmente al poste donde está instalado el concentrador.

En otros casos, que son la gran mayoría, es a través de una conexión aérea, que es el empalme, que normalmente identificamos que sale de la red eléctrica y llega hasta el medidor.

Lo que quiero evidenciar con esto es que hay un trabajo muy importante en cuanto a la instalación de los medidores, lo que Rodrigo Castillo comentó. Eso hace que el costo total del sistema esté muy influenciado por el trabajo que hay que hacer en terreno para habilitar esta operación.

No es simplemente el cambio del aparato medidor en la casa o solo el costo del propio medidor, que representa un 35 o 36 por ciento del total, aproximadamente, en nuestro caso, por lo menos con las estadísticas que manejamos. Otro 26 o 27 por ciento corresponde al trabajo de instalación, al hecho de que vaya un equipo y que de forma segura haga la intervención de la red eléctrica, verifique que la comunicación a través de la red de distribución funcione bien y haga la instalación, en este caso, el cambio de un medidor antiguo por uno nuevo.

Hay otro 25 por ciento que tiene que ver con todo el equipamiento que acabo de mencionar, los propios concentradores de medidas u otros equipamientos para habilitar la comunicación, y los sistemas informáticos de verificación de datos y los impuestos.

Este sistema tiene algunos beneficios que me interesa enfatizar.

Lo primero, y más importante, es la simplificación del proceso de lectura, el cual deja de ser un proceso de cliente presente o de coordinación mensual, dado que la lectura ocurre de forma remota.

Otro aspecto importante es la reposición. Hoy, la lógica de estándares de tiempo para reponer el suministro, cuando por cualquier razón se produce el corte, es bastante extendido en horas, porque se entiende que es un proceso manual y con facilidades informáticas.

Cuando se combina la informática con este sistema, da como resultado que cuando el cliente paga su cuenta en tiempos que bordean los diez minutos, en ocasiones incluso menos, nosotros hacemos la reposición del suministro. Esta es otra ventaja que ya es una realidad para muchos clientes.

Otra ventaja es la bidireccionalidad, la posibilidad de que los clientes inyecten energías que puedan generar localmente y la información del detalle. Aquí quiero hacer una pequeña demostración, porque una imagen vale más que mil palabras.

Nosotros desarrollamos una aplicación gratuita para los clientes, donde pueden ver su consumo de varias semanas anteriores. El cliente puede ver los siete días de la semana, y si ingresa a uno de esos días, puede ver el consumo horario de ese día. Hay muchos clientes que ya bajaron esta aplicación gratuita y la están utilizando. La aplicación se llama MI Enel (Medición Inteligente Enel).

Evidentemente, este sistema apunta a algo que hasta ahora no era posible hacer, me refiero a verificar si mi consumo está siguiendo un patrón y conocerlo, porque hasta ahora no conocíamos el patrón horario de nuestro

consumo. La idea es que cuando en el futuro existan flexibilidades y opciones tarifarias que aún no existen, pero que se pueden crear, como se ha hecho en otros países, los clientes puedan optimizar su consumo eléctrico.

Después, tenemos que esto es un soporte a la calidad del servicio, tema que fue bastante trabajado en la última sesión. Sin embargo, quiero mencionar que en la experiencia de Enel es una herramienta que ha permitido mejoras importantes en la calidad del servicio en zonas rurales y urbanas. Digo que ha permitido mejoras, porque si durante el día se produce una interrupción del suministro solo en una casa, la empresa eléctrica sin esta tecnología no tiene conocimiento de esa falla individual en la baja de tensión y podría ocurrir que se pierdan los alimentos que están en el refrigerador o que se desprogramen elementos que estaban programados. La incomodidad para el cliente es avisar y recién en ese momento se comenzará a resolver el problema. En cambio, teniendo esta tecnología, en pocos minutos disponemos de esa información para resolver el problema.

Este es un punto importante, porque la reglamentación de la actividad de distribución establece que en el momento en que tomamos conocimiento empieza a contar el tiempo que exige la regulación para que repongamos el suministro del cliente. Entonces, el hecho de tener conocimiento a través de este sistema hace que tengamos una exigencia adicional que antes no teníamos, porque ese tiempo solo comenzaba a correr cuando el cliente nos llamaba y se registraba la llamada en nuestro sistema informático. Este registro es auditable por la Superintendencia, de la misma manera que es auditable la

información que nos llega ahora a través de estos sistemas más modernos.

El punto cinco de la presentación se refiere a las deficiencias operativas, es decir, el ahorro en no tener que enviar a una persona para hacer la lectura o para hacer la reposición del suministro, fueron considerados en el establecimiento de las tarifas decretadas por la autoridad.

Finalmente, cabe decir que la experiencia en países que utilizan esta tecnología desde hace más años, es que una vez que el sistema se consolida y los usuarios comienzan a utilizarlo, también otros prestadores de servicios -no solo las empresas eléctricas- desarrollan tecnologías interoperables que se pueden conectar con esta información, a fin de prestar a los clientes servicios distintos al del suministro eléctrico.

Respecto de la experiencia y del trabajo que hemos desarrollado, en 2011 comenzamos un primer proyecto piloto, muy pequeño, de 100 medidores, en la comuna de Huechuraba. Poco tiempo después se desarrolló una actividad en la Ciudad Empresarial que puso a prueba diferentes tecnologías más modernas, como iluminación eficiente, incorporación de autos eléctricos, automatización de la operación de la red y medición inteligente.

Posteriormente, en 2015, se desarrolló el proyecto piloto de 55 mil medidores, el cual partió en La Florida y se instaló en 11 comunas de la Región Metropolitana.

Luego de la publicación de la norma técnica comenzamos con el despliegue masivo, que nos llevó a marzo de este año contar con aproximadamente 310 mil medidores ya instalados y con el sistema informático completo, que nos

permite procesar toda la información de estos 310 mil medidores. Es decir, no solo están instalados, sino que la gran mayoría de ellos está completamente operativa, porque no hacemos la operación el primer día, siempre hay un periodo de verificación para garantizar que solo se comienza a utilizar esta tecnología, en la facturación, una vez que estamos completamente seguros de que está funcionando correctamente. Esto normalmente lleva dos o tres meses, tiempo en que se sigue haciendo la lectura visual, pero ya no leyendo el medidor antiguo, sino el nuevo, y se hacen pruebas de comunicación y verificación de la medida.

Respecto de cómo hemos acompañado el proceso de cambio de medidor, durante la primera etapa piloto, hemos hecho mucha gestión de comunicación a nivel de junta de vecinos. Para ello, entregamos cartas para coordinar con los clientes el cambio, entregamos formularios y una certificación, porque la duda que podían tener los clientes era si este medidor estaba aprobado o certificado.

Además de lo anterior, todo el proceso de instalación estaba acompañado por inspecciones de calidad, porque en algunos casos detectamos problemas, pero los fuimos corrigiendo. También capacitamos a nuestro personal en diferentes canales de atención, a fin de que resolvieran las dudas de los clientes e hicimos difusión con las autoridades, como alcaldes y juntas de vecinos.

¿Cuál fue la tecnología que instalamos? Como dije, esta es una duda que surgió entre marzo y abril, en momentos de debate público, cuando la información no era tan precisa, y se hicieron afirmaciones que eran incorrectas, como que nosotros fabricábamos medidores.

Nosotros no fabricamos medidores. Hace varios años, Enel Distribución, en Italia, desarrolló esta tecnología. Una vez desarrollada, lo que se tiene es una descripción de ingeniería de cómo se construye y qué debe hacer este medidor, y ese fue el trabajo que hizo Enel, tomando, evidentemente, las mejores prácticas y cumpliendo todas las normativas internacionales respecto de esto.

Esas normativas también fueron validadas por la superintendencia aquí en Chile, en 2011, para los medidores monofásicos, cuando se aprobó la instalación de estos medidores para su función de medida, que es lo que en ese minuto existía.

En ese minuto no existía el sistema de monitoreo, medición y control que se pensó y desarrolló posteriormente, desde el punto de vista regulatorio. Pero siempre ha existido una normativa exigible a la calidad de la medida, de la misma forma que existe una normativa para las pesas que se usan en el supermercado o en diferentes lugares, o cualquier otro tipo de instrumento de medición que involucre un costo económico para los usuarios.

Esa certificación nos permitió, entonces, trabajar con esto en Chile, y las fábricas adonde fueron enviadas estas especificaciones de ingeniería para que se fabricaran están en diferentes partes del mundo, como España, Francia e Italia.

Sobre este piloto, nosotros hicimos una encuesta en octubre de 2017, y aquí reproducimos algunos comentarios que los clientes emitieron al respecto, como tener la comodidad de que nadie visite la casa para leer el consumo; contar con información de los consumos para adecuarse a tarifa horaria, en el caso de que estuvieran

disponibles; minimizar errores de lectura con un proceso más moderno, porque el parque de medidores tradicionales va teniendo un desgaste con el tiempo y la lectura visual humana está sujeta a un porcentaje mayor de errores que el que podría tener un sistema automatizado, y que la empresa se adelante a los problemas de interrupción del servicio y pueda reaccionar más rápido en beneficio del cliente.

¿Cuál fue la evolución? Nosotros fuimos avanzando en los diferentes trimestres, desde el tercer trimestre de 2017 hasta el primer trimestre de 2019.

Otro concepto, que tal vez no fue correctamente comentado durante los meses de marzo y abril, fue cómo se realizó este cambio. Tal como dije antes, nosotros hicimos el proceso de comunicación con el cliente. Voy a entregar al Secretario de la comisión los folletos informativos que en su minuto entregamos a los clientes. En el de color azul informamos sobre el proceso y, en el de color verde, sobre el funcionamiento del medidor. Y siempre se hizo con el acuerdo del cliente. Tanto es así que nosotros tuvimos un 8 por ciento de casos en que el cliente se negó, en que dijo que no estaba de acuerdo, y no se hizo el cambio. Pero también, en muchas ocasiones, fundamentalmente porque los clientes trabajan durante el día, tuvimos que ir en más de una oportunidad a los domicilios para encontrar al cliente y coordinar con él la visita para realizar el cambio. Con todo, en un 25 por ciento de ocasiones, incluso después de tres visitas, no logramos encontrar al cliente y no hicimos el cambio.

Respecto de los reclamos, la tasa de reclamos fue muy baja: 2.176 reclamos en más de 300.000 instalaciones. Estamos hablando de 0,7 por ciento, que es un porcentaje

mucho más bajo de lo que habitualmente tenemos como reclamos del propio proceso de lectura tradicional.

En ese período también tuvimos solicitudes de clientes que nos pedían que hiciéramos el cambio, más de 2.600, por razones muy diversas.

Un ejemplo: un cliente nos solicitó el medidor inteligente, porque la reja que puso era muy alta y los técnicos que habitualmente tomaban la lectura, ya no la podía hacer. Durante un par de meses ese cliente estuvo con lecturas provisionarias, que es una posibilidad que la regulación habilita, pero que también limita, toda vez que no podemos hacer lecturas provisionarias permanentemente. Eso, para el cliente era una molestia y nos pidió que se hiciera el cambio.

Ahora, tenemos dos tipos de reclamos: los asociados al cambio de medidor y los asociados al comportamiento de los técnicos. En el primero de los casos, el cliente señala que se corta la luz después del cambio de medidor, lo cual normalmente tiene relación con algún problema de la red eléctrica y no con el medidor. Nosotros acogimos ese reclamo y resolvimos la situación hablando con el cliente. En el segundo de los casos, el cliente señala que los "técnicos cambiaron medidor y rompieron la caja para entrar. Ahora solicita terminar el trabajo, porque lo dejaron abierto y con anomalías. En la lámina pueden ustedes ver que hemos puesto hasta el número del cliente que presentó este reclamo, para demostrar que es un caso real y que no es una cosa que nos inventamos.

Con todo, aun tendiendo esos reclamos, el porcentaje es bajísimo comparado con lo que teníamos anteriormente, y el desempeño de esta tecnología ha sido, en todas las

mediciones que nosotros hacemos de eficiencia y efectividad, muy bueno.

Ya comenté la creación de la aplicación gratuita para los clientes, así como el sitio web, página en la que los clientes pueden mirar la información que ponemos a disposición de los clientes. Evidentemente, como todo cambio, la incorporación de nuevas tecnologías es una cosa tan árida, como decía antes Rodrigo Castillo, no es tan sencillo de explicar. Por eso, hemos hecho algunas actividades; hicimos, por ejemplo, un concurso sobre las razones por las cuales los clientes usaban esto para una eficiencia energética. En la lámina pueden ver la premiación de un cliente.

Esta ha sido una forma de incentivar a los clientes a que se involucraran con el objetivo final, cual es que esta nueva tecnología, en los lugares donde se ha masificado, ha permitido que todo el sistema funcione mucho mejor, no solo desde el punto de vista de la calidad de servicio que recibe el cliente y de la comodidad, sino también de los objetivos de lucha contra el cambio climático.

Si todos nosotros, como usuarios individuales, somos capaces de gestionar nuestro consumo de forma más eficiente, estaremos evitando tener que construir más redes eléctricas; evitando tener que construir más centrales de producción; evitando incluso tener que operar en las horas punta, que es cuando es más caro; es decir, será también una posibilidad de ahorro para los clientes en el futuro.

Eso es lo que justifica, a nuestro parecer, avanzar con esta tecnología.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra el diputado Nicolás Noman.

El señor **NOMAN**.- Señor Presidente, quiero preguntarle a nuestros invitados sobre algo que aparece en la lámina ocho, en la que figura un análisis de reclamos y solicitudes, con casos concretos.

Por lo que entendí, 300.000 son clientes que tienen medidores inteligentes funcionando, operativos. ¿A estos clientes, en cuánto les baja, en promedio porcentual, la cuenta final del mes al tener el medidor inteligente? ¿O eso de la baja es un mito?

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

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Señor Presidente, quiero repetir algo que he dicho en varias sesiones.

La verdad es que no me tienen que convencer de que la tecnología y la red de medidores inteligentes son buenas. El problema pasa por cómo se implementó, cómo se tomaron las decisiones, qué participación efectiva tuvieron los usuarios en las decisiones que se tomaron en su minuto.

Desde esa perspectiva, quiero hacer una reflexión que a lo mejor es una cuestión bien básica, desde mi perspectiva y desde una lógica no empresarial. A mí me llama la atención porque a veces uno ve empresas en el extranjero -no quiero que se sientan tocados, pero quiero ser bien franca-, que tienen ciertas lógicas respecto de la mejoría constante, más allá de que si se pone una norma, genera una ley o no genera una ley.

Quiero decirles que cuando uno conversa con los usuarios y les pide una evaluación de los servicios eléctricos, más allá de qué empresa, la verdad es que la evaluación en general es mala, y es mala porque

consideran que los costos del servicio son altos. Hay que considerar que se trata un costo fijo para todas las familias de Chile, tengas o no recursos, y por lo tanto es un tema bien sensible. Por eso hoy hay un proyecto de ley que probablemente va a intentar rebajar el margen de utilidades que tienen las empresas, porque hasta donde nosotros nos hemos enterado, el margen de utilidades de las empresas es bastante superior comparativamente con otros países, particularmente con los países de la OCDE.

Por otro lado, cuando uno le pregunta a los usuarios la evaluación que hacen es también respecto de la continuidad del servicio y tal como vimos en la sesión anterior hay una distancia enorme de los estándares de reposición que se dijo tan elegantemente, pero lo cierto es que en mi caso, como parlamentaria de La Araucanía, donde tenemos los peores indicadores, donde las horas de espera son disparadas, la verdad es que las empresas están bien al debe, y quiero tener la oportunidad de decírselos, porque creo que de alguna manera uno tiene que señalarlo.

Desde esa perspectiva, se siente que todo o cualquier avance que hagamos parece que hay que hacerlo normado, regulado, bajo ley, hay que calcular los costos. Sienten los usuarios que si no se pone más plata, no hay mejoras en los servicios. ¿Cuántos años llevamos con esta cantidad de horas de servicio interrumpido en promedio que está por muy lejos del estándar internacional? Entonces, creo que esas cosas también ustedes se las tienen que preguntar.

Ahora, para ser bien puntual, quisiera hacerle algunas preguntas. El señor Rodrigo Castillo se ha referido a una consulta ciudadana. Me encantaría que la comisión conozca

los detalles de esa consulta ciudadana, quiénes participaron, cuánta gente participó, cómo fue el proceso, qué se consultó, porque ciertamente uno no puede hablar de participación ciudadana si no conoce el instrumento, si no conoce efectivamente cuánta gente participó y qué se consultó.

También me gustaría saber qué empresas ya han instalado medidores. Tengo claro que ENEL lo ha hecho, no sé si el resto de las empresas ha instalado medidores y cómo es que se instalan medidores sin que exista la norma técnica. ¿Hubo un acuerdo tácito? Porque no creo que ningún empresario haga una inversión de 310.000 medidores sin que haya algún acuerdo por lo menos con el Estado.

Me quedó una duda respecto de las fábricas. Usted señaló, me corrige señor Castañeda si no entendí bien, que tuvieron la idea de cómo hacer un medidor inteligente y encargaron la construcción a estas empresas Bitron, Sagemcom y Ducati, pero en definitiva quién es el que vende. ¿Qué empresa es la que vende? ¿A quién se compra el medidor? Me gustaría saber ese detalle.

Además, en el mercado eléctrico chileno -no tengo claridad-, ¿cuál es el porcentaje de participación que tiene cada empresa? ¿Cuál es la empresa que tiene más clientes en términos de distribución eléctrica y cuál tiene menos en Chile?

Para complementar la pregunta anterior respecto de quién vende los medidores, me gustaría saber a quién se les compró y a qué costo compraron los medidores.

Por último, me gustaría plantear una cosa que me preocupa y creo que siempre se debe mirar de manera integral algunos temas. En estos días, hemos visto como en Osorno, producto de una falla humana, se produce un

caos importante respecto de la entrega de un servicio básico como es el agua. Convengamos que los servicios eléctricos hoy también son servicios, al menos, sensibles.

Antes de ser parlamentaria fui gobernadora de la provincia de Malleco y me tocó también evaluar algunos temas que tenían que ver con seguridad pública y, particularmente, el tema de las redes eléctricas. Entonces, si pudiesen, además, brevemente ilustrarnos cuáles son las medidas complementarias que tienen para asegurar la red eléctrica frente a hechos complejos como estos.

Tengo la impresión, por lo que conocí al menos en aquella oportunidad, que la red eléctrica es bastante sensible, que tenemos una o dos vías por ahí, alguien la corta y el país queda bien complicado. Puedo estar equivocada, eso fue hace un par de años, entonces me gustaría que nos ilustraran respecto de esos temas.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Señores diputados, hay algunos oficios pendiente.

Cuando estuvo en la comisión el exministro Rebolledo, comentó que había tenido una larga reunión con el Presidente Piñera, de traspaso de información, cuando era Presidente electo todavía y acordamos ese día, pero no teníamos el *quorum*, enviarle un oficio al Presidente Piñera para preguntarle si en esa reunión él tuvo conocimiento, si fue transmitido por parte del exministro Rebolledo el tema de los medidores.

¿Habría acuerdo?

Acordado.

A propósito de lo que hemos conversado hoy, lo adelanto, pero también lo deslizó Andrés Romero en la

reunión anterior, que el desglose respecto de la cuantificación de algunos elementos incorporados en el VAD Interperíodo, entre ellos, el medidor propiamente tal, es una información de la cual él no tenía recuerdo y que lo consultáramos a la CNE.

Si le parece a la comisión, pido oficiiar a la CNE a fin de que informe los montos exactos con los que fueron valorizados los medidores en el VAD Interperíodo.

¿Habría acuerdo?

Acordado.

Tiene la palabra el diputado Jaime Mulet.

El señor **MULET**.- Señor Presidente, tanto el señor Castillo como el señor de CGE hablaron el tema que plantó la diputada Parra respecto del proceso con participación ciudadana y yo tengo la misma observación que la diputada Parra.

Efectivamente el proceso es abierto, pero es una participación -tal como lo señaló Andrés Romero, porque le hice a él la misma pregunta, en su oportunidad- en que la gente que participa fundamentalmente es muy poca, más bien son las propias empresas, consultas, si bien es cierto se abre un proceso, sin embargo, no hay una participación masiva de consumidores, organizaciones de consumidores en estos procesos, de manera que eso hace incurrir en error, a propósito de lo que decía después el señor de CGE, que ellos suponían que la ciudadanía estaba debidamente informada de las consecuencias o de lo que implicaba esto.

En ese sentido, el proceso de participación al que ellos han aludido, sin lugar a dudas, no es un proceso de participación masivo al menos, sino que es más bien de orden técnico y creo que una de las falencias que tiene

el proceso, que lo estamos viendo además en la ley que se está discutiendo en la Comisión de Minería y Energía tiene que ver con eso, con la falta de participación ciudadana en los procesos de fijación tarifaria.

Por lo tanto, quiero saber a qué se refieren con que es participativo o si ellos lo ven desde otra perspectiva. En lo concreto, no participan en el fondo los consumidores, no participaron los consumidores organizadamente o desorganizadamente en estos procesos en que se señala que eran procesos participativos. Esa es la impresión que quedó con Andrés Romero.

En segundo lugar, una afirmación; aquí, CGE toma una posición y ENEL toma otra. O sea, CGE entiende que el proceso se cuestiona y no coloca medidores, y ENEL toma una posición distinta.

Me parece que al menos había una duda, la duda se le generó a CGE, y CGE no siguió con el proceso o no partió anticipadamente con el proceso de instalación de medidores, y esa es una decisión distinta y libre de cada empresa, pero da la impresión de que no existiendo la norma técnica -la segunda norma, el anexo técnico- lo correcto o razonable era esperar, aunque se ha respondido de otra manera ese tema, pero entiendo que ese fue el camino de CGE.

Muchas veces se dice y se repite que con el cambio a medidores inteligentes las tarifas no iban a subir, incluso lo dice ENEL. En una parte dice: ¿Me va a subir la cuenta? No. La empresa está instalando medidores certificados y verificados en un laboratorio auditor independiente, por lo que se garantiza la exactitud de la medida, facturándose solo lo que consumes.

Esa respuesta se refiere a una cosa distinta que la pregunta. Dice: ¿Me va a subir la cuenta? Aparentemente, la respuesta debe decir si va a subir el consumo. Así lo entiendo yo.

Lo concreto es que la cuenta sube porque se incorporan los elementos de la nueva norma técnica, y la cuenta sube, como lo reconoció el propio Presidente Piñera en la prensa, y el señor Rodrigo Castillo, cuando se genera este problema. Se habló que suben 200 pesos, de una cifra mínima, por el medidor y seguramente por otras cosas que se incorporaron en la nueva norma técnica.

Entonces, no es efectivo que la cuenta no suba. La cuenta iba a subir, poco o mucho, pero iba a subir, o como lo tengo aquí documentado, las personas que dejaban de ser dueñas del medidor, porque les instalaban un medidor eléctrico, y habían sido dueños del medidor, y en eso la dictación de la ley, a mi juicio, no es una cosa inocua.

La ley N° 21.076 les permitió cambiar el dominio del medidor y eso implica que el medidor, que era del usuario, pasa a ser de la compañía, y se le cobra -tengo aquí la cuenta de una persona- un determinado valor por el arriendo del medidor. Pasa de propietario a arrendatario en la cuenta y eso tiene un valor, y en el caso de esta persona, 250 pesos mensuales.

Entonces, creo que iba a subir la cuenta, tenía que subir la cuenta, de manera que no es efectivo eso de que la cuenta no iba a subir.

Por último, en esta materia, sin lugar a dudas, fue muy compleja la dictación de la ley N° 21.076 -no me voy a referir en detalle a ello-, porque implicó el traspaso de

dominio del 70 por ciento de los medidores que eran de propiedad de los usuarios a las compañías, a costo cero.

Después, se trata de corregir con los diez mil pesos que ofrece el gobierno y que acepta una compañía. Lo acepta ENEL, no la aceptan las demás, y hay una seguidilla de decisiones que se toman para tratar de arreglar el problema, porque sin lugar a dudas que produce un efecto.

Creo que se cometió un error en ese proceso legal y que las empresas en ese sentido se adelantaron. Pero eso es parte de lo que está investigando la Comisión y no me voy a detener en ello, pero quería hacer esas afirmaciones y un par de preguntas.

El señor **VIDAL** (Presidente).- No nos va a quedar mucho tiempo para las respuestas y por eso voy a pedir a los invitados que sean lo más precisos posible cuando les dé la palabra.

En primer lugar, respecto de lo que planteaba don Rodrigo Castillo al principio, sobre las exigencias de calidad que se hicieron en su momento, tenemos la impresión, a propósito de las distintas presentaciones que hemos ido viendo, que no habían quedado del todo resueltas las facultades para exigir estas mejoras de calidad de servicio, a tal punto que la Contraloría es la que "sugiere" la realización de este VAD interperíodo.

Nosotros vamos a escuchar al contralor dentro de dos semanas precisamente sobre este punto, pero lo planteo como pregunta a don Rodrigo Castillo.

¿Por qué se hace necesario, con el acuerdo unánime de la industria, este VAD interperíodo?

¿Es a propósito de la exigencia de calidad? Quiero saber si era posible un acuerdo voluntario, por ejemplo,

como se implementó el acuerdo voluntario ahora, a propósito de dejar de cobrar los medidores.

Respecto del cobro de medidores -la pregunta es para los tres, pero especialmente para don Ramón-, en el debate legislativo de la ley N° 21.076, en la Comisión de Minería del Senado, el señor Andrés Romero precisó que el precio de los medidores no debería superar los 100 dólares, y que probablemente pudiera llegar al 50 por ciento de ese monto.

Lo que dice la nota de Ciper, que destapa toda esta polémica, es que un valor cercano a los 130 dólares se habría incorporado a la tarifa, y por eso el oficio que pedimos, para que la CNE nos diga exactamente en cuánto valorizó los medidores que fueron incorporados en ese VAD interperíodo.

Hice una búsqueda en este rato, y en Sodimac hay un medidor estático, y entiendo que ese es el tipo de medidor que...

El señor **CASTILLO**.- No existen en Chile; los medidores inteligentes que están en la norma no existen en Chile. No se venden en Sodimac.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Hemos tenido en esta mesa medidores que han circulado, que los han traído otros diputados, y han sido comprados en Chile.

No voy a decir el monto para que no crear una falsa noticia, pero le hago la pregunta concreta a ENEL. ¿A qué precio compran ustedes los medidores que han instalado y a quién se los compraron?

Respecto de lo que planteaba don Luis, sobre el rechazo que la ciudadanía tiene hacia los medidores, es el principal daño que las distintas autoridades responsables de esta materia y la industria le han provocado a esta

necesidad de hacer una modernización del sistema de distribución eléctrica, pasando al sistema de monitoreo y control inteligente de las redes.

O sea, hoy la gente cree que los medidores son malos, porque como las cosas se hicieron mal, la gente no quiere el medidor inteligente porque siente que es algo que le trae más perjuicios que beneficios.

Todo lo que usted nos expone lo podemos entender en teórico, pero en la aplicación práctica la impresión que tienen las personas es otra.

Por lo tanto, van a pasar años para recuperar esa confianza. Ojalá que la gente quiera tener su medidor inteligente, para que le sirva.

Hemos concordado en que pareciera ser que las cosas se hicieron al revés. Primero había que entender cómo era el sistema de distribución eléctrica que queríamos en Chile antes de pasar a los cambios tecnológicos que se implementaron. De ahí tenemos dos experiencias distintas, aplicadas por dos compañías que compiten en este rubro. En estricto rigor no compiten, porque tienen asignaciones distintas en términos territoriales en estas concesiones, pero a ojo de la ciudadanía vemos que hay una empresa que toma una decisión superagresiva en términos de recambio de medidores, y una empresa que decide no innovar.

Y contra lógica, me llama la atención sobre todo la decisión de CGE, porque el cobro de los medidores a los clientes se implementó desde el 28 de septiembre del año pasado a todos los clientes regulados, sin importar si les habían cambiado o no el medidor. Se incorporó en la tarifa.

En ese sentido, en alguna medida uno podría decir que ENEL se hace cargo de algo que ya estaba implementado y

que estaba siendo cobrado y empieza a cambiar medidores, dentro de lo que el marco de la ley y las normas le permitían, dado que los estaban cobrando, y CGE decidió no innovar, por las razones que nos han expuesto.

Me gustaría entender la opinión que ustedes tienen respecto de la estrategia contraria, porque a la luz de los hechos pareciera ser que CGE tenía razón, pero no era tan claro como el agua en su momento. Se ha ido aclarando con el tiempo, incluso para los parlamentarios.

Lo que pasa es que es fácil apuntar con el dedo a los demás. Cuando recién explotó esta polémica, los diputados que habían aprobado la ley N° 21.076 andaban en círculo porque no tenían idea de qué habían votado, con excepción del autor del proyecto de ley. Nosotros no éramos diputados en su momento.

Quiero saber si se está implementando el acuerdo que comunicó en ese entonces la ministra Jiménez. Se supone que era ahora, el mes de julio, que se hacía la devolución a los clientes de los cobros efectuados por concepto de los medidores desde septiembre hasta la fecha, y nosotros no hemos tenido a la vista el contenido de ese acuerdo. Son ustedes quienes nos pueden decir en qué situación está actualmente, y si reconocen ese acuerdo, porque entiendo que es un acuerdo voluntario.

Además, pido que nos manden una copia; se la solicitamos al ministro.

Ahora bien, me gustaría hacer unas consultas al señor Ramón Castañeda.

Primero, ¿la operación de los medidores se realiza sobre la base de un *software* que desarrollan ustedes? ¿Es un *software* operado por la empresa? ¿Es un mismo *software* que opera en todas las empresas para sus respectivas

zonas asignadas? ¿Cómo funciona el manejo de los datos, la inteligencia de datos, la privacidad de esos datos, la utilización comercial para otros fines que se le pueda dar a esos datos? ¿Qué decisión han tomado al respecto y cómo lo han implementado?

Ahora, en la misma línea de la consulta de la diputada Andrea Parra, ¿a quién le compraban ustedes? Al parecer, tenían un particular interés en que este recambio ocurriera. Incluso, dados los datos, por la gran cantidad de medidores que reemplazaron en un período de tiempo acotado, ¿hicieron alguna gestión con las autoridades del gobierno anterior, o con las autoridades actuales, para que el recambio de medidores se implementara de la forma en que se implementó, para que se sacara adelante la ley N° 21.076, que había estado congelada? ¿Propiciaron, apoyaron, insinuaron, pidieron que esto ocurriera?

Por último, señor Zarauza, ¿a quién compraron los medidores que cambiaron en España?

Tiene la palabra el señor Rodrigo Castillo.

El señor **CASTILLO**.- Señor Presidente, en cuanto a la pregunta del diputado Noman, entiendo que no estaba dirigida a mí, sino a las empresas.

Respecto de los comentarios y preguntas de la diputada Parra y del diputado Mulet, los procesos de participación ciudadana en Chile, en general, son deficientes. No obstante, en el mundo de la energía eléctrica, especialmente en la regulación eléctrica, dentro de lo malo que es, probablemente tengamos el sistema más reglado, porque, por una parte, los Cosoc, Consejo de la Sociedad Civil, funcionan muy bien, tanto el del ministerio como los de la Comisión Nacional de Energía y de la superintendencia. De hecho, los propios

representantes de los consumidores comentan que les sorprende el nivel de detalle al que se llega en la discusión y cómo se les informa pormenorizadamente. No son reuniones sociales, sino reuniones de trabajo donde se trata cada uno de los puntos importantes. Así, por ejemplo, respecto de esta norma técnica hubo tres niveles de participación: el nivel técnico, en que estuvo la industria, las autoridades, académicos y técnicos reclutados por la autoridad; en segundo lugar -y aquí concuerdo con la diputada Parra y con el diputado Mulet- una consulta pública que probablemente solo es vista por un conjunto muy pequeño de personas, por lo cual deberíamos buscar mecanismos que permitan asegurar que mucha más gente tenga acceso a saber que esa consulta pública existe y cuente con asesoría para participar de verdad.

Di el ejemplo de Inglaterra, en el cual la regulación no es la misma en función de cuán bueno o malo sea el trabajo con los *stakeholders*. Si una empresa tiene un buen trabajo con los *stakeholders*, incluyendo que ellos mismos se informen y capacitarlos para que puedan participar, tienen un *fast track* regulatorio versus aquellas empresas que no hacen ese trabajo. Creo que es una idea que se puede implementar.

En cambio sí considero que nuestra reiteración de los elementos por los cuales esto fue dado a conocer no estaba destinado a que todos tuvieran la oportunidad de participar, sino, más bien, que fuera transparente y nunca estuviera oculto. Fueron varios años de trabajo en los cuales hubo mucha presencia y fue publicado en las páginas web, lo que no significa, insisto, que una

persona normal pueda haberlo visto o haber tenido la oportunidad de comentarlo.

Respecto de la calidad de servicio, no puedo estar más de acuerdo con ello. Sin embargo, la calidad de servicio normada por la autoridad, está establecida en las normas técnicas de calidad. Hasta antes de la modificación de esta norma técnica, en Chile existía un objetivo de 20 horas de interrupción máxima al año para zonas urbanas, 30 horas de interrupción máxima al año para zonas rurales y hasta 40 horas para zonas muy rurales. La realidad es que la industria siempre ha sido mejor que la norma. Sin embargo, la realidad es que la norma era muy mala. ¿Pensar en 20, 30 o 40 horas y decir que eso era lo correcto? A eso apuntamos. A modo de ejemplo, en Santiago debemos estar del orden de las 5 horas, contra las 20, que era el objetivo en una zona urbana.

Hoy, con la nueva norma técnica, eso se reduce a menos de la mitad; es decir, hoy día el objetivo es 9 y 14, sin importar el tipo de ruralidad. Justamente, gran parte de las inversiones que se están haciendo son para llegar a esas 9 horas. Sin embargo, los países OCDE tienen, en promedio, menos de 1 hora. Ese es el objetivo y es la discusión que probablemente tengamos con motivo de la reforma a la distribución, porque, tal como hemos dicho, no es posible que un país con el nivel de ingresos que el nuestro, pueda tener, hoy, 11, 12 o 13 horas promedio, y en zonas rurales 40 y 50, que es la realidad.

Además, es muy injusto territorialmente, dado que el objetivo de política pública es llegar a 4 horas y a 1 hora, en cualquier localidad, al 2035 y al 2050 respectivamente. La gran pregunta es cómo vamos a llegar a ese resultado.

Luego, en cuanto al precio de los medidores fijados por la CNE -probablemente Ramón Castañeda lo explique de nuevo, porque lo dijo- no hay que confundir el precio del medidor con el precio del sistema. Los 130 dólares, a los que se refirió el exsecretario de la CNE, es el valor del sistema total prorrateado, no del medidor en sí mismo, hasta donde yo entiendo.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Lo que dijo en la Comisión de Minería y Energía del Senado fue que el valor del medidor depende de la escala en que se produce y no debería superar los 100 dólares.

El señor **CASTILLO**.- Desconozco el motivo, pero, efectivamente, el medidor en sí mismo es solo una parte del total del costo, y en los 130 dólares está incluido no solo el medidor, sino todo lo demás a lo que refirió Ramón.

Sobre el anexo técnico, las empresas podrán explicarlo con más detalle. Nosotros no nos involucramos en los temas operativos de las empresas.

Sin embargo, hay que hacer una distinción muy importante. Todos los medidores que están instalados en Chile, inteligentes o no inteligentes, cumplen con la normativa chilena y están autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a través de dos modalidades: una certificación de producto, es decir, toda la categoría de ese tipo de medidores con el código y modelo XY fue certificado, y una calibración unitaria de cada uno de los equipos, todo eso para garantizar que el equipo mida correctamente.

Lo que estaba sujeto a discusión en el anexo técnico, nunca fue la calidad de la medida del medidor, sino la forma de comunicación del medidor. Eso es lo que hasta el

día de hoy está pendiente y que las empresas podrán comentar cómo reaccionaron cada una de ellas. Pero creemos muy importante señalar que en Chile no existe ningún medidor que esté instalado y que no esté certificado ni autorizado por la autoridad.

Respecto del traspaso de dominio del medidor, quisiera hacer la salvedad de que la normativa, la ley N° 21.076, establece la transferencia de propiedad desde el cliente hacia la empresa una vez que el medidor es reemplazado. Es decir, la empresa, con esa ley vigente, no es dueña de los medidores que hoy son de propiedad de los clientes. Solo se haría dueña -y por eso no es a costo cero- una vez que la empresa va, compra el medidor y lo instala a su propio costo. No digo que esto después no vaya a tarifa. Lo que digo es que no es a título gratuito. Solo en aquel caso en el cual se produce el reemplazo del medidor, del mismo modo como ocurre con el empalme y su reposición.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Tiene la palabra don Luis Zarauza.

El señor **ZARAUZA**.- Señor Presidente, por su intermedio, en primer lugar, a las preguntas de la diputada Parra, la lógica de la mejora continua en las empresas de distribución eléctrica existe; por supuesto que existe. Por ejemplo, el mejor año histórico de interrupción de suministro que tenemos registrado es de 2018 y, el segundo mejor, es de 2016.

¿En términos absolutos, es bueno este indicador de interrupción de suministro? No. Concuerdo con lo que dijo Rodrigo Castillo, que es un indicador malo. Nuestro mejor resultado histórico es de 11 horas promedio de interrupción. Esto significa que en algunas regiones o en

algunas comunas puede ser el triple, y este es un resultado muy malo, de lo cual somos absolutamente conscientes.

¿Por qué es tan malo? En mi opinión, porque el objetivo de la regulación, hasta ahora, ha sido la suficiencia de suministro y nunca, hasta diciembre de 2017, lo ha sido la mejora de la calidad de suministro, que era el objetivo de la norma técnica que todavía continúa, porque ese objetivo permanece.

Esto, obviamente, significa inversiones adicionales. Es así, porque para mejorar la calidad de suministro, cuando estás en un estado ya de suficiencia, necesitas construir más redes, más líneas, más subestaciones para alimentar a tus clientes desde, al menos, dos alternativas distintas, que es lo que hace que el sistema sea resiliente y que pueda soportar cualquier evento natural, cualquier error humano, cualquier fallo de un equipo, que son circunstancias de las que ninguna empresa está libre.

¿Es costo alto el que tiene la cuenta de la luz? Es un costo que corresponde en dos terceras partes a la energía. Lo que corresponde a las distribuidoras es aproximadamente 20 por ciento; entonces, si es alto o no, habrá que descomponerlo en los términos de esta cuenta. A nosotros nos corresponde un 20 por ciento de esa cuenta.

Nuestras utilidades no son muy altas. En el caso de la CGE, en los cuatro últimos años, que es cuando podemos opinar, en un año bueno la rentabilidad sobre nuestras inversiones es de 4,5 por ciento y, en un año malo, es de 0,6 por ciento, y esta es una rentabilidad mala, absolutamente.

¿Cuál es el estándar internacional que debe aplicar? Creo que el estándar que queremos aplicar en Chile,

mirando hacia afuera o simplemente porque es nuestra decisión, es una de las cuestiones básicas que está sin resolver y que corresponde a algunas de las preguntas que sean han planteado posteriormente: ¿qué sistema queremos? ¿Con qué calidad de suministro? ¿Con qué indicadores? ¿Queremos tener nueve horas? ¿Queremos tener cuatro horas o queremos tener una hora? Porque cada una de estas cifras tiene un costo de inversión muy elevado. Se miden en miles de millones de dólares y esto, obviamente, es algo que no se puede trasladar alegremente a los consumidores, porque estos tienen la última palabra y son quienes deben decidir esta cuestión.

En el caso de los medidores es clarísimo. No se puede ir a pedir a los consumidores 1.000 millones de dólares en medidores inteligentes si es que no hay un consenso clarísimo y si los consumidores no son los primeros que dicen que quieren estos medidores y que están dispuestos a pagar esa inversión.

¿Cómo nos aseguramos para que no se den sucesos como los que usted comentó? Es muy difícil. El error humano, el fallo de un equipo es algo a lo que siempre están expuestas las compañías. Lo que tenemos son sistemas de calidad, políticas de mantenimientos, inversiones en mantenimientos, equipos que supervisan continuamente el estado de la red y que hacen que tengamos un control que entendemos razonable del estado de la red y que nos permite pensar que estamos cumpliendo con nuestras obligaciones.

En cuanto a otras preguntas que se han transmitido, no quiero responder lo que ya ha sido respondido por Rodrigo Castillo; sin embargo, estoy de acuerdo con que era

razonable esperar el anexo técnico si es que no tienes tu propia tecnología de medidores, como era nuestro caso.

¿Es cierto que la implantación de los medidores suponía un incremento en las tarifas que se ha comentado, pero también suponía unos ahorros que se traspasaban a los clientes? Había ahorros, sobre todo en lectura de medidores, que se incorporaban a la cuenta; o sea, había factores que empujaban al alza a la cuenta por la inversión que suponía esta implantación y había ahorros que lo llevaban a la baja, porque este ahorro, obviamente, lo capturó el regulador y decidió que también debía estar incorporado en la tarifa. Y es lo correcto.

Ya se ha comentado que el traspaso del dominio del medidor solo correspondía cuando se cambiaba el medidor y no antes. No quiero insistir en eso.

En cuanto al obvio rechazo a los medidores, estoy de acuerdo con que eso ha supuesto un daño importante a la modernización del sector y a la distribución en general.

Es cierto que pasarán, probablemente, años hasta que esta situación se pueda revertir, si es que en algún momento sucede. Esto significa también que debemos hacernos cargo de un esfuerzo muy importante de comunicar cuáles son las ventajas y los inconvenientes, que también existen, de este tipo de tecnologías.

Insisto en que es fundamental hacer las cosas en el orden correcto. Primero, decidir qué sistema queremos, en términos de calidad de suministro, en términos de tecnología, en términos de qué inversión es necesario acometer. En países que tienen una hora de interrupción de suministro promedio, la inversión por cliente es el triple que aquí. Eso ya dice algo.

Pero es una decisión que corresponde hacer, insisto, de forma consensuada y con visión larga. Esta es una decisión que pocas veces es tan importante, porque es la que permite abrir otro futuro en la distribución eléctrica en el país, y siendo tan importante, necesita un consenso amplio. Por eso que también nos preocupa el proyecto de ley corta, porque entendemos que va, justamente, en el sentido contrario a esta indicación.

¿Compañías distintas toman decisiones distintas? Esto es legítimo, porque cada compañía opina y actúa en función de qué cree que es lo que debe hacer. Nosotros entendíamos que debíamos cumplir con la regulación que estaba vigente a partir de finales de 2017 y, efectiva, desde que se dio el VAD interperíodo, en octubre en 2018, y nos estábamos preparando para cumplirla, porque no hay otra opción. Hay que cumplir lo que está firmemente establecido en la regulación. No nos dio tiempo para empezar con el cambio de medidores, porque, a continuación, antes de que estuviera el anexo técnico ya definido y publicado, se produjeron los hechos que hemos comentado.

En relación con el cobro que se venía dando desde el 28 de septiembre de 2018, estábamos de acuerdo en que correspondía devolver esa plata y es de lo que estamos hablando ahora con el regulador para ver, exactamente, cuáles son las nuevas tarifas que aplican y que incorporan esta devolución.

La fijación de tarifas es de competencia del regulador, no es nuestra; por lo tanto, se ha llegado a un recalcule de las tarifas, que permitirá esta devolución y que en el futuro no se cobren los medidores inteligentes en las

cuentas. Entiendo que esto se podrá aplicar a partir de agosto.

Por último, ustedes hablaban también del caso español y preguntaron que a quién comprábamos los medidores. Al mercado. Cada año se hacían varias licitaciones abiertas y todas las compañías que querían ofrecían sus productos dentro de las especificaciones técnicas que aplicaban en España y se compraba al mejor postor, año tras año. La variedad de suministradores es tan amplia, que sería una lista muy larga de mencionar; pero, en general, (comprábamos) a cualquier empresa conocida y capacitada del mercado. Ahora, si quieren más detalles de cómo han sido estas compras durante estos ocho años, estaremos encantado de transmitírselas.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Muchas gracias, don Luis Zarauza.

Tiene la palabra el diputado Sergio Gahona.

El señor **GAHONA**.- Señor Presidente, creo que se ha apuntado a un tema que, a mi juicio, es central. Cuando se preguntaba qué nivel de calidad de servicio queremos como país. Mi preocupación es cuánto significa eso, cuánto va a impactar, más allá de los medidores, porque los medidores reflejaron lo que está dispuesta o no la sociedad chilena a pagar.

Entonces, si se entendiera en términos de medición en un año de nueve días, en fin, uno podría apuntar a que el nivel de seguridad del suministro es del 90 y algo por ciento, si lo medimos en el año.

¿Cuántos miles de millones de dólares más cuesta el aumento de la calidad del servicio y si las sociedades están dispuestas a pagar, de acuerdo con la experiencia que tienen como empresa multinacional? Me da la impresión

de que la inversión es altísima para la marginalidad de los niveles de la calidad de servicio que aumenta.

Ahora, conociendo un poco la experiencia de ustedes, me imagino que conocen la de otros países, quiero saber cómo esto ha funcionado y si las sociedades o las poblaciones de distintos países donde se ha implementado, en términos de calidad de servicio.

Los medidores son una parte, pero hay muchas otras cosas que hacer, porque tener un ciento por ciento de calidad y de seguridad de suministro significa tener prácticamente el respaldo del ciento por ciento de todas las inversiones.

Entonces, quiero que me explique cómo ha funcionado en otras partes y si, efectivamente, la marginalidad del aumento de la calidad de servicio merece la pena el nivel de inversiones que hay que hacer.

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

El señor **ZARAUZA**.- Por su intermedio, señor Presidente, es la pregunta más difícil que existe hoy en día en el sector: ¿cuántas inversiones son necesarias para la mejora de calidad de suministro, en función del objetivo que se pretenda fijar?

De lo que estamos seguros es que, para llegar a niveles OCDE de calidad de suministro, son necesarias cifras por lo menos de 10 mil millones de dólares de inversión adicional en redes, subestaciones, tecnología, automatización, etcétera.

Esa es una inversión muy grande. Los países que han hecho la inversión lo han hecho en una medida suficientemente pausada, como para poder ser aceptada por

la ciudadanía. Nadie lo ha hecho en tres años, nadie lo ha hecho en cinco años.

Quizá esto se mide en décadas, pero es una decisión fundamental para el futuro del sector, absolutamente fundamental. Es la decisión más importante que se puede tomar alrededor del sector de distribución eléctrica en el país.

Por supuesto que hay objetivos intermedios, graduales. Yo no diría que debe plantearse directamente el objetivo de una hora en el 2050, porque es tan remoto, tan lejano, que no está claro cómo llegar a él, pero sí estoy de acuerdo con fijar objetivos graduales, en plazos de tiempos suficientemente acotados para que se tenga una perspectiva concreta de lo que deben hacer las empresas, para que esa perspectiva esté cuantificada adecuadamente, se sepa qué impacto tendrá en la tarifa y sea una decisión aceptada por la ciudadanía. Y esto significa una gradualidad.

Quizá, primero, irá a mejorar a los ocho, luego a los cuatro, luego a una hora. Lo que tenemos ahora mismo es 12, 13 horas.

Creo que es principal problema de la ciudadanía y mío, hoy en día. Lo que la ciudadanía nos dice, de todas las maneras posibles, que no es aceptable y estamos de acuerdo con que un país desarrollado tiene que tener otros niveles de calidad de suministro.

Por eso que plantearíamos que se hiciera un ejercicio colectivo de cuál es ese diseño de sector que se quiere tener, de cuánto cuesta y cuáles son los mecanismos regulatorios que deben permitir que tanta inversión llegue al sector.

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

El señor **CASTAÑEDA**.- Señor Presidente, por su intermedio, intentaré responder las diferentes preguntas de la forma más clara y rápida posible.

El diputado Nicolás Noman preguntaba cuánto puede bajar la cuenta de un consumidor, en función de que él gestione sus consumos. La respuesta evidentemente es muy difícil responderla de manera general, porque la variedad de posibilidades es enorme y depende mucho del punto de partida, del tipo de consumo, de un montón de variables; sin embargo, en ese contexto y para que no parezca que no queremos dar una estimación, basados en nuestra experiencia no es impensable, no es una locura pensar que, en términos globales y generales, se puedan conseguir ahorros del 5 por ciento, que a lo mejor en un cliente puede ser un poco más, en otro un poco menos. El 5 por ciento parece una cifra razonable, en función del desplazamiento de consumos que los clientes hacen, en los países donde hay la medición horaria, que es la medición inteligente, y la tarificación horaria que la acompaña y permite combinar ambas variables para una mejor gestión del consumo.

Después, la diputada Andrea Parra consultó sobre por qué instalar antes de la norma. Creo que es importante insistir en la diferencia entre la certificación de la medición y las exigencias que la norma técnica dejó para el anexo técnico, que la Comisión Nacional de Energía publicará en algún momento.

La certificación de la medición está en nuestro caso, como he mostrado, desde el 2011 y corresponde efectivamente a la precisión de la medida, a que no se

mida algo distinto de lo que mide un medidor tradicional. De hecho, por razones obvias, mide incluso con más precisión.

Una cosa distinta es el anexo técnico, que lo que busca es establecer los desempeños que el sistema debe dar. El sistema es el conjunto, todo lo que intenté explicar a la comisión muy rápido, desde el punto de vista de que el dato llegue correctamente al medidor, que después transite correctamente al concentrador, que transite correctamente hasta el sistema informático, y que el sistema informático lo procese de forma adecuada, sin cometer errores, en los plazos correspondientes, y que permita hacer la facturación de forma correcta, etcétera.

Entonces, hay una serie de parámetros de desempeño. De hecho, ya hay un borrador del anexo técnico que publicó la Comisión Nacional de Energía -es público-, y en ese borrador se establecen, justamente, estos parámetros de desempeño que el sistema tenía que ir logrando. De hecho, se establece una gradualidad, porque obviamente depende del porcentaje de clientes que se ha hecho el despliegue, el sistema va logrando una mejora, tiene una sinergia, en la medida en que hay más clientes conectados va logrando una mejora en su desempeño.

Esta mejora se reconoce, esta gradualidad se reconoce en este anexo técnico y se va estableciendo entonces un desempeño hacia el futuro.

Por lo tanto, dónde podría haber una incertidumbre para una decisión empresarial de hacer una instalación antes que el anexo técnico sea publicado, sería si yo tengo incertidumbre sobre el desempeño del sistema, es decir, si tengo incertidumbre si voy a ser capaz de cumplir las exigencias de desempeño que el anexo técnico me iba a

establecer, yo podría dudar de si hago la instalación antes o después.

Como comenté, en nuestro caso, tenemos 50 millones de medidores instalados en el mundo, con un desempeño probado durante muchísimos años. Por lo tanto, no teníamos esa duda de si íbamos a ser capaces de cumplir las exigencias del anexo técnico y esta es la razón por la cual empezamos la instalación, se podría decir que de forma más rápida que otras empresas basados, básicamente, en la experiencia que teníamos.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Disculpe que interrumpa, pero entendiendo que el riesgo eventual es que el día de mañana esos medidores podrían no ser interoperables con los que pudiera instalar otra compañía.

El señor **CASTAÑEDA**.- Señor Presidente, la interoperabilidad no se refiere a la medición de una compañía con otra compañía. La interoperabilidad se refiere a que nosotros podamos, como mencioné en mi presentación, tener en el futuro otros proveedores del servicio para los clientes que se conectan a esta información que teníamos la obligación, como establece el anexo, de disponer para que, si el cliente acepta que otro proveedor del servicio se conecta, el otro proveedor se conecte, tenga acceso a la información y pueda prestar el servicio que desea.

Eso ya está ocurriendo en Italia, donde tenemos otros proveedores del servicio que se conectan a nuestro sistema, que es un sistema cuyo protocolo de comunicación es conocido, se establece y se difunde, a través de entidades europeas -no quiero aquí alargarme-; y ellos toman esa información, que está disponible en una página

web, y bajan las especificaciones técnicas, con las cuales construyen otras soluciones y alternativas.

Entonces, como dice su señoría, ese detalle podría eventualmente cambiar en la publicación de este anexo.

Tampoco hay una infinidad de alternativas, porque es una tecnología que tiene algunos desarrollos distintos, pero no se encuentra estandarizada a nivel mundial, como sí lo está el *bluetooth*, por ejemplo, que tiene una sola manera de realizarlo.

En este caso, hay diferentes maneras de realizarlo, y yo explique cuál es la nuestra. Nosotros tenemos la tranquilidad de que iba a ser interoperable para cualquier otro proveedor de servicio que quisiera conectarse. De manera que no teníamos el riesgo de esa dificultad.

Teníamos la obligación de llegar a septiembre u octubre de 2020 con el 15 por ciento de los medidores instalados. Eso es lo que estaba en la normativa, y ya estábamos cobrando por esa obligación de llegar con el 15 por ciento instalado, y el 15 por ciento de 2 millones son 300.000 medidores.

Lo que hicimos fue garantizar que íbamos a llegar a esa fecha con nuestro compromiso cumplido y sin incertidumbre sobre la tecnología.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- ¿Esa fue una decisión de ustedes?

El señor **CASTAÑEDA**.- Correcto.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- No fue un acuerdo tácito.

El señor **CASTAÑEDA**.- Fue una decisión de la empresa, por las razones que estoy comentando.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Disculpe que lo interrumpa nuevamente. Tengo dos dudas específicas. Creo que esto es central respecto de las decisiones que ustedes tomaron.

Primero, me llaman la atención la certeza respecto de la interoperabilidad, porque si lo comparo con la norma de televisión digital, hubo compañías que apostaron por la venta de televisores con una norma digital que finalmente fue distinta de la que se adquirió. Por lo tanto, la gente que compró esos televisores no pudo ver televisión digital en esos aparatos.

¿Por qué usted tiene la certeza, previo a que la Superintendencia o la Comisión Nacional Energía saque el anexo, de que los medidores van a ser interoperables? Porque ustedes asumen un riesgo.

El señor **CASTAÑEDA**.- Por la razón que dije. Porque lo que se va a exigir en el anexo no tiene que ver con la certificación de la medida. Eso ya lo clarificamos. Dicha certificación es realizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y la teníamos desde 2011. Hacía muchos años que estaba certificado. El anexo técnico establece indicadores de desempeño del sistema.

El señor **VIDAL** (Presidente).- No la forma de comunicación.

El señor **CASTAÑEDA**.- Exacto. Lo que importa es si voy a ser capaz de llegar a los indicadores de desempeño que me están exigiendo. Y esa duda no la teníamos.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Y respecto de los medidores cambiados, que ustedes cumplen con el ciento por ciento de la exigencia del 15 por ciento de la primera etapa, ¿qué pasa con el acuerdo alcanzado de

manera voluntaria entre la compañías y el Ministerio de Energía, incluido ustedes?

Ustedes tendrán que devolver la plata de los medidores que instalaron.

El señor **CASTAÑEDA**.- La gran mayoría de los cuales eran antes del cambio de propiedad de la empresa. Se ha comentado más o menos el porcentaje de 70/30, es decir, el 70 por ciento de los medidores en general eran de los clientes y el 30 por ciento de las compañías, por razones históricas.

Esta misma proporción aplica más o menos a nuestro caso. Nosotros comenzamos por los medidores que eran nuestros. En consecuencia, era una decisión empresarial por una tecnología que estamos convencidos de que va a generar un beneficio para los clientes y para la operación de nuestra red eléctrica.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Pero los medidores anteriores estaban en formato de arriendo.

El señor **CASTAÑEDA**.- Sí, correcto.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Dentro de ese 70 por ciento, ustedes cobraban un arriendo al cliente por el medidor que era de propiedad de la empresa.

El señor **CASTAÑEDA**.- Exacto.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Y cuando se hace el cambio y ya está incorporado en la tarifa, ¿siguen cobrando el arriendo?

El señor **CASTAÑEDA**.- No, porque pasaba a la tarifa.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Y ahora que el acuerdo establece que ustedes deben devolver los montos cobrados desde septiembre hasta la fecha, ¿van a volver al formato de arriendo con esos clientes o van a asumir el costo?

El señor **CASTAÑEDA**.- Eso es lo que se ha comentado acá. En este minuto se está en el proceso que tiene incorporado la propia norma técnica. Como explicó Rodrigo, cualquier modificación de la norma debe ser llevada al consejo consultivo que se activó hace poco, a fin de generar un cambio de esa norma. Ese cambio deberá establecer el mecanismo futuro. No lo sé hoy, porque no depende...

El señor **VIDAL** (Presidente).- En la práctica, ustedes gastaron una equis cantidad de dinero en 310.000 medidores, que en el fondo se reembolsaban a ustedes a través de la tarifa.

¿Ustedes van a devolver los dineros a los clientes en el contexto del acuerdo que asumió toda la industria y quedará pendiente cómo se pagan los medidores que ya cambiaron?

El señor **CASTAÑEDA**.- Eso tendrá que ser definido por la regulación.

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

El señor **GAHONA**.- Pero si se están reemplazando los medidores que son de ustedes, ¿por qué van a devolver plata?

El señor **VIDAL** (Presidente).- Porque estaba en la tarifa.

El señor **GAHONA**.- Está en la tarifa el medidor nuevo.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Sí, pero lo carga todo a la tarifa regulada.

El señor **GAHONA**.- Está bien, ¿pero por qué debería devolver la empresa?

El señor **CASTAÑEDA**.- Porque todos los clientes de Chile, desde el 28 de septiembre de 2018, comenzaron a pagar la parte correspondiente...

El señor **GAHONA**.- ¿En la tarifa?

El señor **CASTAÑEDA**.- En la tarifa.

El señor **GAHONA**.- Pero ustedes no cobraban arriendo.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Diputado Gahona, entiendo que ellos no han cobrado los 310.000 medidores a los 310.000 clientes.

Lo que establece la tarifa es el cobro del 15 por ciento del cambio de medidores a todos los clientes por parejo, hayan o no cambiado. Por eso hay que devolver dinero a todos los clientes, y después ver qué pasa con los 310.000 clientes.

Tiene la palabra la diputada Andrea Parra.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- ¿Pero por qué se le va a cobrar a un cliente cuyo medidor era de la CGE? No era del cliente.

-Hablan varios diputados a la vez.

El señor **VIDAL** (Presidente).- El cambio de paradigma es que el entendimiento que tenían las empresas con los usuarios es que en algunos casos los medidores eran de los clientes, porque los compraron en su momento, históricamente, y otros habían sido entregados en arriendo y comprados por las empresas.

Lo que hace el VAD interperiodo es que incorpora el empalme y los medidores en la tarifa, como parte de la red de distribución y como responsabilidad de la empresa, razón por la cual empieza a cobrar ahora una primera etapa de un 15 por ciento del cambio.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Lo entiendo claramente, señor Presidente.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Entonces, ellos se quedaron con el acuerdo previo con los usuarios de que el VAD interperiodo lo cambia de ahí en adelante y ahora retrocede esa parte del acuerdo, es decir, vuelven a fojas cero.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Está bien, pero el elemento práctico es que si tengo en mi casa un medidor que no es mío, sino de ellos, y después viene este cambio, por qué me van a incluir dentro de ese 15 por ciento prorrateado entre todos, si tengo una condición distinta del que era dueño de su medidor.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Por eso hemos dicho hasta el cansancio que toda esta política se implementó mal, porque el proceso tarifario no hizo esa diferenciación.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- No la hizo. Entonces, se prorrateó con todos y la persona que no es dueña del medidor paga un costo doble.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Porque todos entendíamos que los medidores no eran parte de la red, y en algunos casos era de la empresa y estaban arrendados y en otros casos de los clientes. Como dijo el señor Andrés Rebolledo, con la ley de Transmisión y la publicación del Diario Oficial lo que cambia con la ley N° 21.076 es que ahora tanto el empalme como los medidores son parte de la red de distribución, por lo tanto es responsabilidad de la empresa. En ese periodo se genera el quiebre.

El señor **GAHONA**.- Sigo sin entender por qué están devolviendo dinero si el medidor es de ustedes. Usted nos acaba de decir que los medidores que cambiaron son de ustedes.

El señor **CASTAÑEDA**.- Mayoritariamente sí.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Se cambiaron los medidores a 310.000 clientes, pero la tarifa fue cobrada a 2 millones de personas.

El señor **GAHONA**.- Ustedes cambiaron los medidores que eran de ustedes, por lo tanto dejaron de cobrar arriendo porque estaba incorporado en la tarifa.

¿Por qué tendrían que devolver dinero si al final el medidor nuevo ya estaba instalado?

El señor **CASTAÑEDA**.- Por lo que recién comentó el Presidente de la comisión, en el sentido de que ese cobro no fue hecho al cliente individual, sino que estaba distribuido.

El señor **GAHONA**.- El cobro estaba colectivizado. Entonces, no reemplazaron necesariamente sus medidores, sino que lo hicieron *urbe et orbi*. Fue para llegar a una cantidad.

El señor **CASTAÑEDA**.- Correcto. No estaba establecido cuál debía ser primero y cual después.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- Quien no es dueño del medidor tiene un costo de pago doble.

El señor **CASTAÑEDA**.- Señor Presidente, quiero insistir en un comentario que hizo el señor Rodrigo Castillo respecto de cómo se estableció el mecanismo que distribuía. Primero, eso tenía que ver con el sistema que permite que los clientes que consumen menos pagaran menos y que los que consumen más pagaran más. Al final, esa era la lógica de hacerlo de manera distribuida.

Segundo, no hay ningún cliente que haya pagado doble. Es muy importante decirlo. Después, si es necesario, podemos profundizarlo.

Respecto de a quién le compramos los medidores, daré lectura a un comunicado de prensa que hicimos cuando esta

situación estaba generando discusión pública: Los medidores inteligentes que instalamos en la primera fase del proyecto -2016-2017- fueron adquiridos a Enel Distribución, que es una empresa del Grupo Enel, que no fabrica medidores, sino que licita la fabricación de los medidores a fabricantes de diferentes países, como China, España, Italia, Rumania, entre otros. Es una transacción entre partes relacionadas, porque es una empresa que está relacionada con nosotros, sujeta a una serie de requisitos legales y reglamentarios, en Chile, por las transacciones entre partes relacionadas, y nosotros cumplimos todas y cada una de las condiciones de esa compra para 2016 y 2017.

Lo hicimos así porque, técnicamente, al comparar los 600 billones que existen a nivel de mercado internacional, el volumen que estábamos comprando era muy pequeño y no justificaba a los fabricantes hacer una línea de producción especial. Entonces, tomamos medidores que habían sido adquiridos por Enel Distribución en las licitaciones con esos fabricantes y los compramos. Cumplimos con toda la normativa de transacción entre partes relacionadas.

La señora **PARRA** (doña Andrea).- ¿En cuánto los compraron?

El señor **CASTAÑEDA**.- Responderé luego de terminar de leer el comunicado.

Estábamos acelerando porque la norma técnica se había publicado en diciembre de 2017. Una vez que el volumen de medidores instalados fue mayor, en 2018 y 2019, porque 200.000 de los 300.000 medidores fueron instalados el último año, comenzamos a adquirirlos directamente a fabricantes en España, Francia, Italia y Túnez con ese

mecanismo de licitación. O sea, ya no era necesario usar el mecanismo de compra a la empresa Enel Distribución, porque el volumen justificaba la compra directa a los fabricantes.

Respecto de los costos del proyecto, están absolutamente en línea con la cifra que se comentó en la sesión anterior, que fue incluida en la tarificación de 130 dólares, aproximadamente, que no solo incluye el medidor, sino también toda la instalación, con los porcentajes que comenté hace un rato, en que el medidor representa entre el 30 o el 40 por ciento del costo total y el 60 por ciento, o más, lo representa la instalación, el sistema de comunicación, el concentrador que va en los postes y los impuestos. De manera que, haciendo la proporción, el 30 o 40 por ciento de 130 dólares, el costo de esa compra relacionada que hicimos, está en torno a los 45 o 50 dólares. Insisto, a partir del ejemplo que dio Rodrigo, no es comparable el costo total, una vez instalado y operando, con el costo del medidor individual. El medidor individual no tiene capacidad para funcionar por sí solo. Hay que lograr la comunicación, llegar hasta la última milla y hacer el chip. Es un sistema, por eso se habla de sistema de medición, monitoreo y control. Es un sistema, no es solo un elemento.

En cuanto al software, se trata de desarrollos propietarios, no se compra en cualquier empresa de informática. Además, los datos y la privacidad están garantizados, porque otra de las cosas previstas en la norma técnica, y así lo refrenda el anexo técnico, es que solo estamos autorizados para usar esa información para efectos de enviar la boleta al cliente, para nada más.

Cualquier otra cosa que quisiéramos hacer con esos datos, tendríamos que pedir autorización al cliente. Así está estipulado, no es algo que hagamos *motu proprio*.

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

El señor **REBOLLEDO** (Secretario).- Hay una pregunta respecto de si esto se genera como una respuesta a las exigencias de la Contraloría.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Antes de eso, usted dijo que los 1.100 millones de dólares que menciona la prensa es el costo de implementación del sistema de monitoreo y control, no solo de los medidores.

El señor **CASTAÑEDA**.- Exacto.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Es clave el desglose que nos pueda informar.

El señor **CASTAÑEDA**.- Entiendo que eso se tendría que resolver con el estudio.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Asimismo, le consulté sobre eventuales gestiones de intereses que ustedes hayan hecho con las autoridades, tanto del gobierno anterior como del actual, para que el recambio ocurriera.

El señor **CASTAÑEDA**.- Sí.

En la presentación mostré que desde 2011 estamos impulsando esta tecnología. Eso no lo hemos negado, al contrario, lo hemos hecho de forma pública, porque ya teníamos el convencimiento de que en Italia había sido una tecnología que había permitido la mejora de la calidad. De hecho, algunos años después se implementó en España y, probablemente, uno podría ver que Enel, en España, hizo una promoción pública de los beneficios de esta tecnología, que llevó a que se decidiera cambiar el ciento por ciento de los medidores en España y, en

general, todos los sistemas asociados. Eso lo hicimos desde 2011, con el piloto de cien medidores, luego en 2015, con el piloto de 55.000 medidores. O sea, esto ha sido una constante de nuestro compromiso con la construcción de una red inteligente, la que no abarca solo los medidores, pues hoy estamos impulsando la iluminación LED en muchas comunas de Santiago, con el propósito de generar ahorros para las municipalidades, lo que les permite gestionar de mejor manera sus consumos y disminuir la huella de carbono. Reitero, no es solo el medidor, sino que es parte de una política de promoción de tecnología que ayude a mejorar el servicio y la calidad de vida, además de promover el control del cambio climático.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Hago mía una preocupación que manifestó el diputado Mulet y que tiene que ver con la capitalización que terminan haciendo las empresas, a propósito del costo de implementación por 1.100 millones de dólares, distribuidos en los distintos tamaños de la empresa. Eso se produce, de manera más explícita y clara, a través de la ley N° 21.076. ¿Tuvieron incidencia respecto de ese cambio legal en particular?

El señor **CASTAÑEDA**.- No, y creo que Rodrigo lo comentó. Prefiero que Rodrigo explique esta cosa del traspaso. Me parece que hay una cierta confusión en lo que se planteó.

Además, como comentó Andrés Romero en la sesión anterior, en este caso no se trata de un volumen de mil millones, porque se estaba tarifando por el 15 por ciento inicial. Es una cifra bastante menor y en nuestro caso era aún menor, porque tenemos poco menos de dos millones de clientes contra un total país de más de seis millones y medio.

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

El señor **CASTILLO**.- Señor Presidente, respecto de la ley N° 21.076 y sus consecuencias jurídicas, fuimos relativamente sorprendidos por su modificación, no fue algo que hayamos conversado ni discutido. Sin embargo, lo que sí veníamos discutiendo muy asiduamente tenía que ver con la modificación de la norma técnica. Esa era una discusión constante respecto de cada uno de los detalles y características de la obligación de medición, monitoreo y control contenida en la norma técnica.

Respecto del proyecto de ley o su modificación, nos enteramos a última hora. Al mismo tiempo, a esas alturas estaba en tramitación el decreto N° 5T y la norma técnica ya estaba dictada. De hecho, no consideramos que fuera necesaria la dictación o la modificación a la ley N° 21.076, y por lo que le he escuchado a las autoridades en esta comisión y en entrevistas, entendemos que quisieron hacer esa modificación simplemente para asegurarse de que no hubiera confusión respecto de la exigibilidad hacia nosotros. No fue un beneficio. De hecho, en mi opinión, como abogado, no hacía falta, pero nosotros no tenemos que ver con la decisión tomada por la autoridad.

Respecto de la recomendación del artículo N° 187 por parte de la Contraloría, nuevamente hablo de oídas, porque no conversamos directamente con el ente contralor. Lo que entendemos es que la autoridad ingresó el decreto N° 11T, el anterior, con una fórmula de ajustes que debía adaptarse en función de la dictación de una futura norma técnica, porque en ese momento no existía. Por eso lo hicieron así, porque no existía y no sabían cuál iba a ser el nivel de inversiones. Por lo tanto, plantearon

revisar y adaptar las fórmulas tarifarias cada año para que se hiciera cargo de las inversiones. La Contraloría, por lo que nos comentó la autoridad anterior, les dijo que no les gustaba ese mecanismo, porque no consideraban que la ley le diera lugar a ese mecanismo, lo cual probablemente es cierto, ya que la ley es bastante más rígida.

Entendemos que la Contraloría les dijo: "Si ustedes lo quieren hacer, ahí está el mecanismo del artículo 187". Entendemos que esa fue la historia del artículo 187, pero, insisto, hablo de oídas, porque nunca tuve esta conversación con la Contraloría.

El señor **VIDAL** (Presidente).- Contaremos con la asistencia de la Contraloría en un par de semanas, con el fin de aclarar esa veta.

Agradezco a nuestros invitados por su disposición para asistir.

Debemos revisar el cronograma de la comisión, ya que nos quedan pocas sesiones para cerrar la investigación y avanzar hacia la redacción de las conclusiones. Si ustedes quieren incorporar algún antecedente, bienvenido sea, y si tuviésemos alguna consulta, también se las haremos llegar.

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

-Se levantó la sesión a las 19.21 horas.

ALEJANDRO ZAMORA RODRÍGUEZ,

Redactor

Jefe Taquígrafos Comisiones.