

INFORME DE LA "COMISION 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, CEI 24

HONORABLE CÁMARA:

Vuestra 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, **CEI 24**, pasa a informar respecto del estudio realizado en cumplimiento del Mandato otorgado por la Sala de la Corporación.

I.- ACUERDO DE LA H. CÁMARA DE DIPUTADOS.

En la sesión celebrada el 14 de marzo de 2019, y en virtud de lo dispuesto en los artículos 52 N° 1 letra c) de la Constitución Política de la República; 53 de la ley orgánica del Congreso Nacional y 313 y siguientes del Reglamento de la Corporación, prestó su aprobación a la solicitud de 70 diputadas y diputados, con la finalidad de recabar antecedentes respecto 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, pasa a informar respecto del estudio realizado en cumplimiento del Mandato otorgado por la Sala de la Corporación.

La Sala otorgó a vuestra Comisión un plazo de 120 días para rendir su informe. El que fue prorrogado hasta el 18 de noviembre en curso para los efectos de votar su informe final.

La Cámara de Diputados acordó, en su sesión de 9 de abril de 2019, integrar la Comisión Investigadora, con las y los siguientes diputados:

- - Daniella Cicardini
- - Jorge Durán
- - Gonzalo Fuenzalida
- - Issa Kort

- - Celso Morales
- - Jaime Mulet
- - Nicolás Noman
- - Paulina Núñez
- - Andrea Parra
- - José Pérez
- - Juan Santana
- - Gabriel Silber
- - Pablo Vidal

La Comisión se constituyó el 16 de abril de 2019 y eligió como su Presidente, por unanimidad, al diputado señor Pablo Vidal, y fijó los lunes de 17:00 a 19:00 horas, para efectuar sus sesiones ordinarias.

II. LABOR DESARROLLADA POR LA COMISIÓN.

Para el cumplimiento de la tarea encomendada por la Corporación, la Comisión abordó su tarea sobre la base de un plan de trabajo propuesto por su Presidente en la sesión de 22 de abril de 2019. En virtud del mismo, durante su funcionamiento, citó y escuchó a diversos personeros, tanto del ámbito público como del privado, quienes la ilustraron sobre aspectos de hecho, legales, técnicos y administrativos de su objeto.

La Comisión celebró 16 sesiones ordinarias y extraordinarias, además de la sesión constitutiva.

III.- ANTECEDENTES GENERALES.

Las y los diputados solicitantes de esta investigación, señalaron expresamente que el trabajo de esta Comisión Especial debería ejecutarse bajo los siguientes parámetros:

Que las compañías distribuidoras de energía reemplazarán por "medidores inteligentes" todos los medidores de consumo de electricidad que hasta ahora en su mayoría eran propiedad de cada usuario. El cambio tecnológico tiene un costo aproximado de mil millones de dólares y lo asumen los propios usuarios a través de un alza de tarifas,

efectuado en septiembre de 2018, a pesar de que el nuevo medidor será de propiedad de la compañía distribuidora.

Que para definir cuánto se debía cobrar en las tarifas por este cambio, la Comisión Nacional de Energía (CNE) encargó un estudio en el mes de octubre de 2017 a un consultor externo: Ingenieros y Economistas Consultores S.A (INECON). Sin embargo, los cálculos para definir los costos se hicieron en base a las proyecciones de inversión entregadas por las propias compañías distribuidoras.

Que la Ley 21.076, cuyo objetivo y espíritu inicial era establecer que las empresas distribuidoras debían hacerse cargo del reemplazo de empalmes y medidores en casos de catástrofe sin costo para el usuario, fue el trámite indispensable para que se pudieran expropiar los medidores de forma masiva sin indemnizar a los clientes y para que los empalmes pasarán también a ser propiedad de las compañías, y su tramitación fue paralela a la elaboración de la Norma Técnica emanada del Ministerio de Energía.

Que la Empresa ENEL manifestó durante el año 2016 su decisión de hacer el cambio tecnológico, y de proveer a sus miles de clientes con sus propios medidores, existiendo *in actum* reclamos ante la Fiscalía Nacional Económica, en particular, por parte de la Cámara Chilena de la Construcción.

Que, conforme lo señalado por la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC), cada medidor que se instala debe tener dos certificaciones: una al ingresar al país que se realiza por lote, y otra que se hace a cada aparato a través de cinco instituciones acreditadas por la SEC para ese fin. Sin embargo, no existe certeza de que los medidores que ya han sido reemplazados cuenten con las certificaciones que exige la norma.

Que, la inversión de mil millones de dólares realizada por la Empresa Distribuidora ENEL, en la compra e instalación de los medidores inteligentes, pasa a convertirse inmediatamente en un activo para la empresa, ya que su costo es asumido a prorrata entre los usuarios del sistema, por tanto la empresa aumenta su propio valor en mil millones de dólares más.

Que finalmente ENEL, que además posee su propio tipo de medidor inteligente, realizaría la compra a un proveedor que es una filial de la misma empresa distribuidora en el extranjero.

IV.- ANTECEDENTES SOLICITADOS POR LA COMISIÓN.

Éstos se encuentran detallados y reproducidos en anexo al presente informe, y se refieren a:

SESION	N°	MATERIA	DESTINATARIO	RESPUESTA
16 de abril	01	Elección Presidente	Presidente de la Cámara	-----
16 de abril	02	Solicita Taquígrafos	Guillermo Cummings	-----
22 de abril	03	Copia acta 25.01.2018	Secretario General de la Cámara	05.08.2019
22 de abril	04	Agenda Lobby	Subsecretario de Energía	03.06.2019
22 de abril	05	Agenda Lobby	SEC	03.06.2019
22 de abril	06	Agenda Lobby	Ministra Energía	03.06.2019
08 de julio	07	Informe Inecon	CNE	05.08.2019
05 de agosto	08	25 de enero 2018	Secretario General de la Camara	Sin respuesta
05 de agosto	09	Reunión ex Ministro Energía	Presidente de la República	Sin respuesta
05 de agosto	10	Montos distribuidora Energía.	SEC	Sin respuesta
02 de septiembre	11	Prórroga 30 días	Presidente de la Cámara	09.09.2019

V.- Invitados y testimonios recibidos

En el marco del desarrollo de su trabajo vuestra Comisión recibió el testimonio -en orden de concurrencia- de la señora **JIMÉNEZ, doña Susana**, exministra de Energía; de la senadora señora **Isabel Allende** y del senador señor **Jorge Pizarro**; del señor ex ministro de Energía **Máximo Pacheco Matte**; del presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (Conadecus), señor **Hernán Calderón**; del señor **Francisco Becerra**, secretario general de la organización Aquí la Gente; del señor ex ministro de Energía, señor **Andrés Rebolledo**; del ex secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor **Andrés Romero**; del señor **Jorge Bermúdez Soto**, Contralor General de la República; del profesor **Humberto Verdejo**, del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile; del señor

Juan Carlos Olmedo, Coordinador Eléctrico, y el señor Ministro de Energía, **Juan Carlos Jobet Eluchans**.

A.- Concurrió, en primer término la señora **JIMÉNEZ, doña Susana**, exministra de Energía.

La exministra se refirió al contexto que ha llevado a la creación de la comisión sobre los medidores y el sistema de medición, monitoreo y control, de cómo se dio el diseño e implementación de esta política pública, y al ingreso, retiro y reingreso del decreto tarifario correspondiente.

Acotó que partiendo por el objetivo, se busca investigar las acciones de los diferentes organismos y autoridades del Estado que determinaron la implementación de los nuevos medidores inteligentes y su impacto en el costo final de los usuarios.

Para dar respuesta a ese objetivo se refirió a lo que es el sistema de medición, monitoreo y control. La polémica, a su juicio, se ha centrado en el recambio de los conocidos "medidores inteligentes". Este recambio tecnológico obedece a una mejora tecnológica del sistema completo de medición, monitoreo y control. Este sistema permite hacer de la red de distribución una red inteligente.

Entonces, acotó, los medidores inteligentes son un elemento más dentro de esta red que incluye otros como son los medidores a nivel de los alimentadores, transformadores y concentradores. Todos permiten el monitoreo, además del software necesario para el intercambio de información y de comunicación entre los distintos elementos que componen la red. Un medidor inteligente no es distinto de uno tradicional ya que mide y registra los consumos de energía, pero además permite comunicarse e interactuar con la red y con los sistemas de control, haciendo un sistema integral de información.

¿Cómo se gestó el recambio de medidores? Fue una política pública diseñada hace bastante tiempo como da cuenta la agenda de energía del entonces ministro Pacheco. Otro hito fue la política 2050, desarrollada en 2015. Hubo un acuerdo unánime para que la modificación de la norma técnica

se tradujera en un cambio tarifario. Hubo una norma técnica en diciembre de 2017, una modificación legal en el Congreso Nacional, en enero de 2018, y, finalmente, la publicación del decreto tarifario, que conocemos como VAD interperíodo, porque es un proceso tarifario excepcional, que se da dentro del periodo cuatrienal habitual.

Agregó que la agenda de Energía de mayo de 2014, en el capítulo 4, Potenciar el capital humano, la ciencia y la innovación energética, señala: "Se implementarán, entre otros, programas de cooperación público-privada para desarrollar aplicaciones de generación distribuida y redes inteligentes, integrando distintas tecnologías, así como un programa estratégico de innovación y desarrollo industrial en energía solar.". Ahí están las primeras referencias al cambio tecnológico que se buscaba implementar.

En el lineamiento 5 de la política energética 2050, que data de 2015, hay medidas que buscan promover un sistema inteligente de producción y gestión descentralizada de la energía para los sectores residenciales, públicos y comerciales. No solo para usuarios particulares, sino también para cooperativas, municipalidades y organizaciones interesadas.

En el detalle se puede apreciar, agregó, que hay hitos que se esperan lograr, como evaluar los costos y beneficios de los cambios regulatorios, capacitar a técnicos y a usuarios, hacer un estudio de costos y beneficios del programa, evaluar la introducción de tecnología de telecomunicación en dispositivos consumidores de energía y evaluar el diseño e implementación de mecanismos e incentivos para la adopción de tecnología inteligente.

En la misma política energética 2050, en el lineamiento 32, Promover sistemas de control, gestión inteligente y generación propia que permitan avanzar hacia edificaciones con soluciones eficientes para sus requerimientos energéticos, quiero destacar principalmente que desde 2016 se anunciaban acciones de capacitación técnica y de usuarios finales respecto de tecnologías inteligentes, diseño e

implementación de instrumentos de mercado para minimizar los consumos energéticos e incentivar la adopción de sistemas de control y gestión inteligente de la energía por parte de los usuarios.

Para 2018, desarrollar e implementar programas de medición y verificación de los consumos de energía en las edificaciones; fortalecer la normativa que impulse la adopción de tecnologías más eficientes e innovación para el uso y producción de energía en edificaciones, y desarrollar la institucionalidad, capacidad técnica y marco legal que permita recolectar la información apropiada para medir y monitorear el impacto de los programas que introducen medidas de eficiencia energética y aprovechamiento de los recursos energéticos locales en los hogares.

Subrayó que esta es una política pública que se venía diseñando con bastante antelación; tanto es así que quedó incorporada en la política energética 2050, que si mal no recuerda, pasó por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

Posteriormente, y siguiendo la cronología, en octubre de 2017 se produjo un acuerdo unánime entre las partes -eso está contemplado en la Ley General de Servicios Eléctricos-, el cual permite que dentro de los periodos tarifarios, habiendo un acuerdo unánime entre regulador y regulados, se puede llevar a cabo un proceso tarifario que dé cuenta de los cambios que se quieren introducir y que no hayan sido incorporados en el proceso tarifario vigente.

No está señalada con mucho detalle la forma en que se realiza. Se ejerce por primera vez desde que existe esta ley, que data desde la década del ochenta.

Dentro de ese acuerdo unánime, que convocó a todas las empresas y cooperativas del sector y a la Comisión Nacional de Energía, en octubre de 2017, entre otros considerandos, se estableció la letra d) que dice: "Que, en consideración a que la Nueva Norma Técnica de distribución (NTD) que dictará la comisión -esto es anterior a la norma técnica-, de acuerdo al plan de trabajo anual para la elaboración de la normativa

técnica correspondiente al año 2017, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobada mediante resolución exenta de la Comisión No 23, de 2017, implicará nuevos costos e inversiones en distribución no reconocidos en las actuales tarifas de suministro de electricidad, se ha constatado la necesidad de realizar un nuevo estudio tarifario.

Es decir, acotó, sabiendo que se estaba trabajando una norma técnica que imponía mayores exigencias para mejorar la calidad del servicio, se establece este acuerdo unánime entre el regulador y las empresas reguladas, y se determina, dado que va a significar mayores costos, que se procederá a hacer un Valor Agregado de Distribución (VAD) entre periodos tarifarios, por eso le llamamos VAD interperíodo.

Lo anterior fue en octubre de 2017. Dos meses después, en diciembre de 2017, se publica la norma técnica de calidad del servicio para el sistema de distribución, que recoge lo que se había estado discutiendo en la época, que eran mejoras necesarias en inversiones para reducir los tiempos de interrupción, para generar el sistema integrado de información, entre otras cosas.

Un mes después, en enero de 2018, se aprobó la ley No 21.076. La historia de dicha ley señala: *"El secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía destacó que, dado que en la actualidad algunos medidores son de propiedad de las empresas distribuidoras y otros de los usuarios, el 70 por ciento de ellos, para avanzar hacia un sistema inteligente, necesario para acoger una generación distribuida, se debe modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para que los empalmes y medidores formen parte de la red de distribución, como ocurre con los postes, transformadores y líneas de transmisión. La idea es que empalme y medidor sean de propiedad de la compañía, para que en el evento de una situación de fuerza mayor, por ejemplo, una catástrofe, la reposición de estas instalaciones sea de cargo de la empresa distribuidora. Al ser un componente de la red de distribución, los medidores pasan a tarifa, lo cual habrá de ser regulada por la*

Comisión Nacional de Energía. A este organismo le corresponderá definir el valor de un medidor eficiente, luego de establecer el estándar del medidor y el valor de la tarifa que se debe pagar. Si la compañía compra un medidor de mayor costo, deberá asumir la diferencia."

Se puede apreciar que en la discusión de esta ley está presente el tema de los medidores y cómo estos van a ser reconocidos en las tarifas de los usuarios.

Continúa la historia de la ley: "En ese marco, la propuesta de modificaciones al proyecto de ley que ha elaborado el Ejecutivo consiste en un régimen en virtud del cual el articulado permanente considera a los empalmes y medidores como parte de la red de distribución a objeto de que deban ser tarifados por la Comisión Nacional de Energía, para lo cual proceden las atribuciones legales adecuadas."

Más abajo, el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, sostuvo que en el caso del medidor tiene sentido que se pague la tarifa común porque es un elemento del cargo.

Es decir, está planteado en el proceso de tramitación de esta ley.

Finalmente, en la última parte destacada se señala que: *"El personero de gobierno sostuvo que una indicación que comprendiera todos los elementos precedentemente consignados sería perfectamente admisible desde el punto de vista de las atribuciones parlamentarias, toda vez que no supone nueva función para ningún servicio público, puesto que ya la CNE posee estas facultades ni incurre en gasto fiscal alguno. En este sentido, sugirió a los miembros de la Comisión hacerla suya, para agilizar el trámite legislativo referido a esta iniciativa legal"*.

Es importante aclarar, a juicio de la Ministra, que la introducción de mayores costos asociados a estos sistemas de medición, monitoreo, control y otras mejoras, se hicieron en virtud de un acuerdo unánime, y no de la ley. Lo relevante es que, en el encuadre, el diseño de la política pública fue establecer, en la ley general de servicios

eléctricos, que los medidores son parte de la red de distribución y de propiedad de las empresas distribuidoras.

Entonces, argumentó, habida cuenta de que hubo un acuerdo unánime para dictar la norma, el decreto tarifario 5T introduce necesidades de inversión para mejorar la calidad del servicio, el cual, en varios ítems, estaba sujeto a la dictación de un nuevo proceso tarifario, por lo que se elabora este inédito VAD interperíodo, que ingresa a la Contraloría General de la República el 7 de marzo de 2018; es decir, cuatro días antes de que cambiara la administración.

Básicamente, el decreto recoge las mayores inversiones y las reconoce como activos necesarios para que una empresa eficiente pueda proveer el suministro de distribución eléctrica con la nueva normativa vigente.

Enseguida, hay una tabla resumen con las fechas, los hitos y quienes fueron las autoridades a cargo en esos hitos.

La agenda de Energía es de 2014, la política energética de 2015, y el acuerdo unánime de 2017, período de transición entre el ministro Máximo Pacheco y el ministro Andrés Rebolledo.

Durante esos cuatro años, el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía fue Andrés Romero. El ministro Rebolledo asume cuando se dicta la norma técnica, que como ya se venía trabajando, se logró llegar a un acuerdo unánime.

El período termina con la elaboración del VAD interperíodo y su ingreso a la Contraloría General de la República, con el ministro Rebolledo y el secretario ejecutivo Andrés Romero.

Además, ésta fue una situación heredada de la administración anterior, y el actual gobierno, ha querido ser parte de la solución a un problema que se gatilló producto de una legítima molestia de la ciudadanía, la cual, por alguna razón, no fue debidamente informada de todo lo que este proceso significaría, como el reemplazo de los medidores.

El decreto fue ingresado a la Contraloría General de la República el 7 de marzo de 2018. A partir de junio la Contraloría inició una serie de consultas al Ministerio de Energía respecto de este decreto, las que fueron contestadas tanto por el Ministerio de Energía como por la Comisión Nacional de Energía.

El motivo del retiro fue que la Contraloría manifestó su preocupación en cuanto a que con el retraso que había tenido el decreto no se estaría reconociendo el aumento de tarifas para las empresas.

A partir de junio comenzó este intercambio con la Contraloría General de la República, instancia que manifestó su preocupación, que el ministerio descartó. De hecho, eso da cuenta de que en su toma de razón, la Contraloría General de la República hizo el alcance de que la norma técnica es exigible solo a partir del decreto tarifario.

El ministerio de Energía revisó lo que se podía, en atención a la dificultad de realizar un proceso tarifario. Corresponde hacer un proceso tarifario que va regir a partir de noviembre de 2020, el cual ya está iniciado. Es un trabajo de alrededor de un año y medio, por lo que no había mucha posibilidad de hacer una revisión exhaustiva, pero lo que se hizo fue verificar que todo estuviera en regla.

Recordó que había una norma técnica vigente y una ley aprobada por este Congreso. Pero además, y más importante aún, es que en sus artículos transitorios la norma técnica dejaba sujetas exigencias de mejora de calidad que se podían exigir a las empresas distribuidoras, sí y solo sí había un nuevo proceso tarifario. En otras palabras, si nosotros no reingresábamos el proceso tarifario y esperábamos a hacer un nuevo proceso tarifario, que es el que nos correspondería ahora, habríamos atrasado todas las mejoras de exigencia para noviembre de 2020.

Temas no menores, por ejemplo, quedaba sujeto todo lo que es exigencia de menores interrupciones. Las menores interrupciones son bien significativas, porque se trata, de que para zonas de

alta densidad, la norma anterior vigente, establece que se pueden tener hasta veinte horas de interrupción y promedio, pero con la nueva norma técnica, que solo se aplicaría con un nuevo proceso tarifario, se podía exigir no solo que ese número de interrupciones fuese mucho menor -en este caso, que una zona de alta intensidad bajara de veinte horas a nueve horas-, sino que además fuese exigible en cada una de las comunas. Esto es importante porque los promedios esconden dispersiones significativas.

Recordó que, además, todo esto nació de la situación climática de 2017, luego de las nevazones.

Evidentemente, la decisión de reingresarlo tiene que ver con no postergar el establecimiento de esas mayores exigencias a las empresas reguladas. Si no se hacía, estos temas, que son fundamentales -se refiere a la reducción de los períodos de interrupción y al proceso de mejora tecnológica-, iban a ser postergados hasta el siguiente proceso tarifario, que no va a estar antes de noviembre de 2020.

En conclusión, la introducción de los medidores inteligentes fue una política cuyo diseño e implementación correspondió íntegramente al gobierno anterior. De hecho, el decreto no fue objeto de modificación alguna y tiene la firma del ministro saliente.

Es indudable, a su juicio, que, en el tiempo, debe realizarse una renovación tecnológica, que avance hacia la implementación de redes inteligentes. Esto va a permitir que se logre una mejora en la calidad del servicio, pero creemos que una política energética de tal envergadura requiere que la ciudadanía tenga la convicción de que quiere caminar en esa dirección y no puede ser por simple imposición del Estado, lo cual se manifestó en la molestia ciudadana que esto generó.

Respecto de la discusión sobre la implementación del Sistema de Monitoreo, Medición y Control (SMMC) y de las Redes Inteligentes, esta deberá darse en el contexto de la reforma del segmento de distribución, reforma que se está trabajando desde que asumió el nuevo gobierno, y

durante el año 2018 cerró la etapa de diagnóstico. Este es un proyecto de ley muy importante y diría que puede ser el más significativo del sector energía durante esta administración, porque involucra un cambio de paradigma por el cual los hogares dejan de ser meros compradores de energía y pasan a interactuar con la red, es decir, van a poder producir, inyectar, almacenar, gestionar su demanda y tomar medidas asociadas a su consumo.

En ese proyecto, que ha requerido un trabajo exhaustivo, se incorporarán una serie de elementos que posiblemente han estado en el tapete pero que, sin lugar a dudas, ya han sido diagnosticados.

Consultada respecto al término "acuerdo unánime, señaló que es entre las empresas reguladas y la Comisión Nacional de Energía, y no involucra a los parlamentarios... Siempre ha hablado del acuerdo unánime al cual se llegó al alero de la Ley General de Servicios Eléctricos, en octubre de 2017. Para que quede meridianamente claro que ese es el contexto.

Respecto de si hubiese hecho el proceso de esta manera, claramente, no. Comparte que el cambio tecnológico va a ser positivo para el sistema eléctrico, va a permitir encontrar las fallas más rápido, resolverlas, le va a dar muchas prestaciones a los hogares. El medidor inteligente va a permitir conocer el perfil de consumo, gestionar ese consumo. Cuando esté aprobada la ley de distribución y se pueda introducir más actores y servicios a la red, permitirá el acceso.

Pero es la propia gente la que va a tomar la decisión voluntaria y libremente de adherir a este medidor inteligente o no. Por lo tanto, no hay una contradicción en esto.

Cree que se trata de un cambio tecnológico que, a la larga, va a ser bueno y, por lo tanto, va a poder ser deseado; hoy, la gente es libre de no quererlo. Y eso es lo que quisimos manifestar, y fuimos bastante consecuentes, pues partimos diciendo que debía haber un incentivo para que la gente elija libremente el cambio de medidor. Esa fue la primera propuesta.

Después, voluntariedad. Y por qué voluntariedad. Porque así como estaba la norma, admite que se tomen medidas cuando la gente rechaza sistemáticamente el recambio. Recordó que, por ejemplo, en España, al tercer rechazo se les corta el suministro eléctrico. El gobierno ha sido consecuente en decir que el cambio tecnológico es interesante, toda vez que conllevara mayores prestaciones de servicios; aumento en la competencia e incremento en el número de actores, pero todo este cambio no se puede lograr solo por imposición del Estado, sino que debe ser consentido por las personas, es decir, debe ser parte de una decisión voluntaria de la gente.

Lo que acá se hace es que se va a descontar todo aquello asociado al cobro por instalación del medidor inteligente, trabajo que está realizando la Comisión Nacional de Energía para que, desde julio en adelante, no se cobre por ese efecto, pero, además, todo lo cobrado a la fecha, desde septiembre, cuando entró en vigencia, hasta mayo, sea devuelto.

Por lo tanto, con una norma no se puede cambiar una ley, sí se puede establecer es un recálculo de tarifa para que se devuelva lo recaudado al alero de ese recambio de medidores.

Consultada respecto de si estos acuerdos unánimes están reglados. Señaló que está en la ley hacerlos, no están reglados necesariamente en la forma en que se implementen y eso es parte de lo que hay que hacer, porque es factible que se requiera alguna flexibilidad para incorporar más exigencias y más servicios a la prestación entre los cuatro años. Este es un sector que es muy dinámico y cambia rápidamente.

Por lo tanto, que exista esa flexibilidad le parece bien. Pero también le parece - y es parte de lo que se va a proponer en la ley de distribución, que hay que reglar la forma en que se hace.

Respecto a lo relacionado con el daño a la salud, señaló que han revisado literatura, también con expertos, con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y cree que no hay tal daño a la salud.

Recordó que en otras ocasiones ha señalado que cualquier exigencia que se haga a través de una norma, de una ley, cuando se tarifica un mercado regulado -esto corre para todos los mercados regulados-, lo que se hace es que se considera una empresa perfecta, una empresa modelo. Y esta empresa perfecta tiene que prestar el servicio bajo la normativa vigente. Y esa es la que se reevalúa y se actualiza cada cuatro años en el sistema tarifario. Si la empresa real le compró los cables, los postes o el medidor a alguna filial, eso no lo va a contemplar la empresa más eficiente, sino que lo que va a contemplar la empresa más eficiente es el menor costo posible.

Puede que sea cierto lo que aquí se ha dicho, en cuanto a que, a lo mejor, para el próximo período tarifario, cuando haya que actualizar estos cálculos, quizá los medidores inteligentes no van a valer lo que valían hace dos o cuatro años, es labor del regulador reflejar en la tarifa el menor costo posible de esos activos a fin de que la tarifa que le llegue al cliente sea la más baja, contemplando la calidad de suministro que se exige.

Consultada respecto de los ahorros involucrados a la hora de tener medidores inteligentes y si éstos se traspasan a los consumidores. Señaló que no se requiere de cuadrillas que vayan a tomar mediciones, ni de hacer cortes, ni reposiciones, porque todo se hace por vía remota. Por lo tanto, en régimen, efectivamente los costos son bastantes menores, pero esa discusión ya fue.

Consultada respecto del retraso en el anexo técnico, respondió que esperan que salga en julio, porque está en consulta internacional, que es una exigencia de la Organización Mundial del Comercio, pues afecta protocolos internacionales y por tanto debe pasar por ese proceso.

Explicó que el costo de los medidores, en cada proceso tarifario, se vuelve a evaluar el menor costo posible de adquisición y ese es el que se reconoce en el proceso.

A su juicio, la representación ciudadana es un tema muy importante. En los procesos de tarificación reglados hay comités consultivos, hay

participación ciudadana; sin embargo, hay otras instancias en que no está contemplada y también será parte del proyecto de ley corta presentado, con el objeto de hacer más transparentes los procesos y garantizar la participación de todas las organizaciones ciudadanas que quieran presentar sus observaciones al proceso.

Consultada si estos medidores tendrán que cumplir con el anexo técnico. Señaló que sin lugar a dudas. Todos los medidores están certificados, todos funcionan en regla, pero lo que el anexo técnico busca es que además sean interoperables para que, de nuevo, cuando existan más actores y servicios que se presten sobre la red, si lo puedo decir coloquialmente, tengan el mismo lenguaje y, por lo tanto, todos esos proveedores puedan acceder a ofertar sin distinción a los clientes mejores servicios y posibilidades de ahorro energético.

Consultada si es normal que exista un VAD Interperíodo. Manifestó que esto está contemplado en la ley, pero nunca antes se había hecho; o sea, en los cuarenta años que tiene la ley eléctrica, nunca se había ejercido esta atribución legal, pero creo que debe ser mejor reglada para evitar futuros conflictos.

Respecto de ¿Cuántos medidores han sido instalados? Respondió que del orden de los 315.000.

Se consulta si, durante el tiempo en que analizamos el decreto del VAD interperíodo, hubo gestiones. Tengo la plataforma de lobby, está abierta. Evidentemente, desde que asumí el cargo, recibí a todo tipo de empresas, gremios, embajadas, representantes internacionales, etcétera.

Consultada respecto de la existencia de presiones de la industria, manifestó que la asociación gremial le señaló que este era norma muy buena, muy importante, ese tipo de afirmaciones.

Consultada respecto de ¿Qué va a pasar con los clientes a los que ya se les instaló? señaló que esos clientes tendrán la misma posibilidad de voluntariedad que los que no se les ha instalado. Es decir, las empresas que hayan instalado esos

medidores deberán consultar si ese medidor era o no deseado; si lo es, no va haber cobros hasta noviembre del 2020, cuando haya un nuevo VAD, cuando convengamos la forma en que eso se cobrar. Pero así como se cobra la inversión, también esas personas que voluntariamente accedan a ello van a ser sujetos de los descuentos asociados.

Por otra parte, si ese medidor fue instalado y la persona no lo quiere, se va a retrotraer su situación como si nunca se hubiese cambiado, es decir, se queda con el medidor nuevo, pero funcionando como si fuera antiguo, al punto que, incluso, si quiere desconectarlo del sistema central, pueda pedir su desconexión y se queda exactamente en la condición anterior a su instalación.

Insistió en que es un logro importante de este gobierno haber podido resolver y atender la preocupación ciudadana respecto de este tema, lo que significa que cada uno podrá evaluar, analizar los beneficios o no que esto traiga y elegir libremente en función de eso.

Acompañó a la señora exministra de Energía el señor **secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía**, José Agustín Venegas, quien agregó algunas precisiones a las consultas formuladas.

En tal sentido señaló que la ministra dio exactamente el número de medidores cambiados, pues es del orden de 315.000 medidores instalados, 300.000 en ENEL y del orden de 15.000 en Chilquinta. El resto es -a su juicio- prácticamente nada, 400 en las cooperativas eléctricas.

Se refirió a una pregunta relativa a los espectros electromagnéticos y a la transmisión. Subrayó, que en el anexo técnico que han estado discutiendo se ha consultado acerca de ese tema a las autoridades de telecomunicaciones y a universidades especializadas.

Realizó una precisión respecto de este anexo técnico, ya que a veces se confunde con la norma técnica. El anexo técnico es un poco más específico y apunta a dos características esenciales que no son técnicas específicas de cómo se mide, sino se refiere más bien al desempeño de todo el sistema,

es decir, cuándo se va exigir a todo el sistema que esté recabando la información en línea de los clientes, operando y haciendo las operaciones remotas completamente. Es una medida de desempeño.

Respecto de la interoperabilidad a la que refirió la ministra, aclaró que ésta toma sentido cuando hay un gran número de medidores instalados, lo que será más adelante, para que todos hablen -como ha señalado- en el mismo lenguaje.

Son aspectos que no tienen que ver realmente con la certificación del medidor que ya está hecha por la SEC. Los medidores que en general se han instalado en los pilotos cumplen perfectamente eso y nuestra preocupación es que cumplan después con esta interoperabilidad y desempeño.

Pero los que se han instalado como piloto en general, independiente de si es bueno o no que se hayan instalado, son medidores que cumplen perfectamente con la funcionalidad.

Consultado respecto de los valores asignados a los medidores, contestó que se puso un valor del orden de los 132 dólares por el medidor. También hay otros ítems por instalación y otras cosas.

B.- Senadora señora **Isabel Allende** y senador señor **Jorge Pizarro**.

El senador señor Pizarro, agradeció la invitación. Señaló que le parece importante concurrir, a pesar de no tener la obligación de hacerlo, pero cree pertinente tratar de objetivizar lo que fue la tramitación de este proyecto, que ha generado tanto ruido público, mucha tergiversación y especulaciones de distinto tipo.

Agregó que, en términos muy sencillos, ellos conocieron de esta moción, que fue promovida por diputados de mi región, después del terremoto de 2015. La idea central de la moción era posibilitar, ante una emergencia, ante una catástrofe -estos fenómenos, además de los daños que generan en las viviendas, conllevan la interrupción de servicios y, en algunos casos, la destrucción de infraestructura, que es la que sirve para entregar esos servicios-, que la reposición de esos servicios y del equipo, que

en este caso corresponde a los medidores, fuera de costo total de las empresas que tenían a su cargo la distribución eléctrica.

Ese era el objetivo, que venía plasmado en un artículo único, y eso fue lo que conocieron en el Senado.

Como ayuda memoria, recuerdo que el proyecto fue aprobado en la Cámara, el 16 de agosto de 2016; se dio cuenta de él, en el Senado, el 17 de agosto; pasó a la Comisión de Minería y se aprobó en el Senado en enero de 2018, siendo ratificadas las modificaciones por la Cámara de Diputados, el 25 de enero de 2018. Esa es la secuencia.

El proyecto de la Cámara de Diputados constaba de un artículo único e incorporaba en la Ley General de Servicios Eléctricos un artículo en virtud del cual el retiro y reposición del empalme y medidor serán íntegramente de cargo de la empresa distribuidora de energía siempre que esta inutilización se haya producido por fuerza mayor, sismos, tsunamis, etcétera. Ese era el objetivo central.

En la Comisión de Minería y Energía del Senado, se trató en las sesiones del 29 de noviembre, 20 de diciembre de 2017 y 3 de enero de 2018.

El proyecto, que no tuvo gran discusión, estaba orientado más bien a algunos antecedentes técnicos. En las respectivas sesiones los senadores se preguntó por el efecto que tendría en las tarifas el objetivo del proyecto. Las autoridades técnicas del Ministerio de Energía, en este caso, la Comisión Nacional de Energía, respondieron que las medidas que se incorporaban generaría, a su vez, un ahorro, de manera que se producía un neteo de la medida respecto de la implementación de los llamados medidores inteligentes.

El secretario ejecutivo de la Comisión de Energía señaló -todo esto consta en las actas de las sesiones- que tenía sentido que el medidor fuera parte de la tarifa común, no así el empalme, ya que los más grandes empalmes tienen un costo mayor. Indicó, además, que había que ingresar una norma

transitoria para modificar los métodos tarifarios a fin de adaptar la nueva exigencia y que la norma no debía regir hasta que no se produjera la modificación respectiva.

El mismo secretario agregó que los senadores podían suscribir la indicación que había planteado el Ejecutivo para efectos de agilizar el trámite.

En la Comisión de Minería se votó la idea de legislar con la aprobación unánime de los senadores presentes: senadores García Huidobro, Prokurica y quien habla.

Además, de suscribir la indicación a fin de agilizar el trámite. Como ustedes saben, la moción se aprobó también por unanimidad en la Sala del Senado, misma aprobación que tuvo después en la Cámara de Diputados.

Más allá de los efectos, de las tergiversaciones o de lo que ha sido el debate público, está claro que aquí hubo una confusión muy grande, porque, además, en esa sesión se entregó la información de que estos famosos medidores inteligentes, entre comillas, ya se estaban implementando como experiencia piloto en la Región Metropolitana.

Acotó que después de todo lo que se ha dicho, la única preocupación que manifestaron, de acuerdo con lo que se perseguía en la moción, era que, en ningún caso, cualquier modificación que se hiciera, podía significar un costo para los usuarios; por el contrario, ahí se explicó técnicamente el porqué se podía netear un costo mayor por parte de las empresas, porque iban a tener un ahorro importante con el uso de estas nuevas tecnologías.

Agregó que todo esto quedó siempre condicionado a la dictación del reglamento correspondiente, que era el que tenía que establecer las condiciones técnicas y la forma como un cambio de tecnología se tenía que implementar, reglamento que se vino a concretar un año después de establecido el proyecto de ley.

Hizo presente que jamás en la discusión, ni en el debate, ni menos en la sala del Senado, se planteó alguna de las cosas que han salido

ahora respecto de que esto iba a significar un costo para los usuarios. Al contrario, quedó claramente establecido en los articulados del proyecto que la propiedad de los medidores que eran de las personas se tenía que mantener en la misma condición. Hay un porcentaje de medidores -no recuerda cuánto- que pertenecía a las compañías y otro que era de los usuarios.

Así que siempre tuvieron el interés de cautelar los derechos de los usuarios y que cualquier costo complementario que significara la instalación de esta nueva tecnología, tenía que correr por parte de las empresas.

Consultado respecto a presiones de la industria, señaló que de ningún tipo; ni de empresas. No sintió nunca presión de las autoridades del Ejecutivo.

Desde el punto de vista técnico recibieron la información de la comisión técnica respectiva y les pareció que era pertinente, y esa es la razón por la cual lo respaldaron.

La senadora **Allende, doña Isabel**, manifestó que cuando esta moción que partió a la Cámara les gustó inmediatamente, de entera justicia; les parecía increíble que personas que habían sufrido daños y eran damnificadas, más encima tuvieran que pagar el costo de la reposición de un medidor o la nueva conexión de un empalme.

Ahora bien, no tiene demasiado claro en qué minuto en el tiempo, para ser precisos, pero una vez que esto se comienza a tramitar en el Senado, se incorpora a los medidores inteligentes. No puede precisar la fecha, pero sí quiere ser clara en esto: inicialmente nos parecía bien cuando lo planteó la Comisión Nacional de Energía, en un doble sentido.

Por un lado, desde el punto de vista de la tecnología, supuestamente esta tecnología va a permitir un manejo de la generación distribuida, algo que hemos apoyado desde hace tiempo. Las cosas hay que decirlas como son, yo creo en la generación distribuida porque un país tiene que aprender a ser inteligente. Entre otras cosas, la eficiencia energética pasa porque usted tenga una generación distribuida, de modo de ordenar y la gente pueda

saber. Prefiero consumir a partir de las 10 y tanto de la noche si voy a planchar, por decir algo, en lugar de hacerlo a una hora en que cuesta mucho más.

Entonces, cuando se habló de los medidores inteligentes, les pareció bien hasta ahí. Insistió, no puede precisar la fecha, que es lo que preguntan. No sé en qué momento, pero sí recuerda que la Comisión Nacional de Energía es la que planteó la posibilidad de incorporar medidores inteligentes y como veníamos apoyando la idea de la eficiencia energética, entre otras cosas, porque no es lo único que significa eficiencia energética, les pareció bien el tema de medidores que permitieran hacer generación distribuidora.

Ahora, tiene el recuerdo de que cuando se dijo que los empalmes, sobre todo los medidores, tenían que pasar a ser de propiedad de la empresa para que pudiera pagar y devolver a los clientes afectados -sea por inundaciones, aluviones, incendios, terremotos o lo que fuese-, nos pareció normal, pero cuando se cambia el tema y pasamos a hablar de los medidores inteligentes.

Lo que sí recuerda, en la parte que estuvo presente es que entonces pasarían a ser de la empresa y siendo de esta, como parte del servicio de distribución que da la empresa y, por lo tanto, es parte de lo que se entiende como los servicios que presta una empresa en la red.

Respecto de si ha recibido personalmente algún tipo de presión, debo decir que nunca se comunicó con ninguna empresa, no conoce a nadie de ninguna empresa y nunca tuvo conversación, ni por lobby, ni absolutamente nada.

El senador **Pizarro** agregó que esto fue en noviembre de 2017, cuando empezó la comisión a conocer el proyecto.

A propósito de la discusión en general y en particular -así se aprobó su despacho en el Senado-, en esa primera reunión el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía de la época hace el planteamiento de la posibilidad de la instalación de los medidores inteligentes. Para su implementación, con todos los beneficios que eso

podría tener, se requeriría una modificación a la ley.

En la misma línea de lo que señaló la senadora Allende, esto siempre se planteó en términos de un beneficio para los usuarios, porque podía posibilitar el uso de una tecnología que abaratara las cuentas, si es que se sabía usar el aparato, buscando los horarios de menor costo, y que la implementación de esta tecnología en la práctica no suponía ningún costo mayor, porque es cierto que había que hacer una inversión, pero también había un ahorro muy importante de los costos de operación de las empresas.

En el informe queda consignada la opinión del secretario ejecutivo, quien sostiene que en el caso del medidor tiene sentido que se pague la tarifa común, porque es un elemento caro. Tratándose del medidor inteligente el balance final será casi de costo cero, porque se reducen gastos de operación, por ejemplo, se evita la lectura mecánica del medidor. Por el contrario, tratándose del empalme, no es una buena señal socializar la tarifa, porque los de mayor capacidad tienen un costo superior. Es posible incluir tales costos en la tarifa, pero esto no significa necesariamente socializar el cobro. Lo razonable -a su juicio- sería establecer tarifas diferenciadas, donde el usuario que solicita el empalme pague bajo alguna fórmula, aunque la autoridad fije la tarifa.

Después, en mérito de lo anterior, el Ejecutivo plantea que en un articulado transitorio habría que precisar que durante cierto lapso los clientes seguirán siendo propietarios de sus medidores y empalmes, que mientras esta situación no cambie el régimen permanecerá también sin alteración. En el evento de una catástrofe, la empresa distribuidora deberá reponer ambos dispositivos, aún cuando sean de propiedad de los clientes.

La señora **Allende**, doña Isabel señaló, citando el informe del Senado, respecto del secretario ejecutivo de la CNE, el discurso fue centrarse en parte... Porque se dio por hecho que la moción y todo esto tenía un objetivo claro, preciso y contundente, y todos estaban de acuerdo. Por ningún

motivo una empresa iba a tener la "desfachatez", de cobrar a un usuario que se haya visto perjudicado ya sea por mala mantención o porque el catastro fue mayor. Entonces, eso se dio por hecho.

A partir del momento en que la Comisión Nacional de Energía empezó a hablar del medidor inteligente, la verdad es que no tuvieron la capacidad de profundizar y de ver más allá, porque se les dijo las cosas que están citadas.

El Secretario Ejecutivo de la CNE resaltó que, desde el punto de vista de las empresas, los medidores inteligentes reducen costos y accidentes del trabajo; entregan el beneficio de la instantaneidad, que, en caso de falla, permite aislar el problema y el sector donde se produce y reduce el tiempo de interrupción, y facilita una gestión eficiente de la red.

Tratándose de los clientes, el medidor inteligente permite mejorar la gestión del consumo cuando existen tarifas diferenciadas; introduce mayor seguridad al evitar la lectura del medidor, y reduce costos de operación.

Cuando dentro de siete años haya plena cobertura de medidores inteligentes, agregó, habrá también una red inteligente de baja y media tensión, que comprenderá tecnologías que no sólo permitirán una mejor gestión de la red, sino además introducir fibra óptica en lugares distintos a los grandes centros urbanos para favorecer la comunicación.

Por el contrario, arguyó, mientras se mantenga el actual esquema regulatorio a las empresas distribuidoras no les interesará sumarse a la generación distribuida. No obstante, el Ejecutivo estima que este mercado se puede acelerar si se abre el relativo a provisión de servicios energéticos, para que distintos agentes puedan intervenir.

Entendió que esto se haría gradualmente, pero para que esto funcione tiene que ser la totalidad de los medidores, o casi la totalidad, por decirlo de alguna manera, para que tenga los beneficios que supuestamente tiene.

Agregó, que hoy es muy fácil verlo con otra mirada. Con los ojos de hoy ninguna persona podría defender lo que está ocurriendo.

La ciudadanía, legítimamente, está preocupada y molesta por la falta de transparencia, la falta de claridad y la falta de regulaciones precisas. Entre la falta de transparencia y la falta de claridad está cómo se regula el actual sistema.

El hecho de que una empresa modelo hace una simulación, donde participa la propia empresa, y por supuesto también el Estado -dos tercios la Comisión Nacional de Energía y un tercio la empresa-, francamente nos está llevando a un terreno en el cual uno tiene mucho más sospecha de las pensó en algún momento, en el sentido de decir que este modelo tal como está hay que cambiarlo.

Además, es inaceptable que esto permita una rentabilidad muy superior a la que habría en un mercado regulado; muy superior a lo normal de una empresa que invierte en un servicio que además es un monopolio, porque en este país no podemos decir que tenemos gran cantidad de empresas distribuidoras y, por lo tanto, un cliente escoge cuál quiere ocupar, porque no es así.

El señor **Pizarro** manifestó que a la luz de los antecedentes hoy se puede pensar mal, puede pensar otras cosas, pero el hecho objetivo es que se analizó este proyecto en general y en particular porque hubo interés en los parlamentarios de sacar el proyecto por el beneficio que busca. Eso es más que evidente y está dentro de los objetivos de la moción.

Nunca tuvieron una información de la empresa. Lo que sí se entregó en la comisión por parte de la Comisión Nacional de Energía fue la información de que había un proceso de cambio que ya se estaba aplicando sin necesidad de norma, que es la experiencia piloto donde se establecen las comunas y el número, y se manifiestan los casos de Chilquinta S.A. y algunos sectores de la Región Metropolitana. Esto se acompaña en el informe que conocemos en la comisión.

"Manifestamos -subrayó- con claridad que cualquier costo o inversión debía ser de absoluta responsabilidad de la empresa."

Esa es la razón por la cual les pareció razonable aprovechar el momento de renovación

tecnológica, como sugirió el Ejecutivo, porque era la información entregada por la entidad especializada, y además en un proceso que estaba en marcha.

Fue testigo y participante de una instancia en la que todos los presentes plantearon que no se puede ir en contra del derecho ni del bolsillo de los usuarios. Nunca se estableció modificar la tarifa para justificar la inversión de la empresa, y además el artículo transitorio establece que los usuarios que fueran propietarios del medidor o empalme seguirían siendo dueños, de manera que esa situación no cambiaba.

La señora **Allende, doña Isabel**, agregó que "La verdad es que no tengo recuerdo que nunca se discutió de precios. No recuerda que hayan dicho, ni menos que la norma técnica ya estaba... De eso, por lo menos, no recuerdo". Ahora, agrega que hubo una o dos sesiones en las que no estuvo presente, así que también puede ser. De verdad, no tiene ningún recuerdo de que se haya discutido que la norma técnica estaba siendo aprobada en paralelo.

C.- Concurrió el señor ex ministro de Energía **Máximo Pacheco Matte**.

Manifestó que concurre con especial interés y respeto por el trabajo que está haciendo la Comisión. En forma voluntaria, debido al enorme interés que tiene este tema a nivel ciudadano, del cual todos somos testigos. Este año le ha correspondido recorrer Chile, invitado por varias universidades, para dar clases magistrales de inauguración de años académicos y, en tales reuniones, le ha parecido increíble que la primera pregunta que me hace la gente es referida a este tema.

Además, porque -a su juicio-, en este caso, hay lecciones y aprendizajes para la política pública.

Su presentación se divide en cinco capítulos. Primero, lo que fue la agenda de energía; segundo, de la agenda legislativa que le tocó impulsar con el Congreso Nacional, durante el periodo de casi tres años en que fue ministro; tercero, de las lecciones y aprendizajes de política pública de

este caso; cuarto, sobre el proceso de diseño de una ley de distribución eléctrica; quinto, cuáles son los hitos y el calendario de lo sucedido con los medidores inteligentes.

Durante el periodo en que fue ministro impulsó un enorme cambio en el sector. Cree que lo que mejor expresa y representa ese cambio fue la agenda de energía, que todos quienes eran diputados en ese momento recibieron, y que fue un documento que, independiente de que tuvo mucho valor y fue aceptado por los distintos actores, cree que lo más valioso que tuvo fue el proceso que siguió, un proceso de diálogo y de participación entre todos los actores para construir las prioridades como sector.

Este fue un proceso que involucró al mundo académico, a los dirigentes sociales, ambientales y ecologistas, a las autoridades del Estado y dirigentes políticos. Subrayó que este documento no tiene escrito en ningún lugar las palabras medidores inteligentes.

Es decir, en el plan que trazaron, en la agenda de Energía, no figuran las palabras medidores inteligentes.

Los sectores eléctrico y energético son enteramente privatizados, con excepción de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP).

Cuando se habló de la agenda de Energía, comenzó el nuevo rol del Estado, y la primera discusión fue sobre si estábamos de acuerdo o no en que existe el bien común, y hubo rápidamente un acuerdo entre todos los actores en que el bien común existe.

Argumentó que la pregunta siguiente fue a quién le corresponde representar el bien común. Y relativamente rápido hubo acuerdo en que a quien le corresponde representar el bien común de manera principal, no exclusiva ni monopólica, es al Estado. Buscar el bien común es algo que forma parte de la definición básica del Estado, el que desarrolla esa tarea a través de la política pública.

Destacó que la primera condición es que se haga a favor de las personas, el bien común y que el Estado no se deje capturar por intereses

comerciales, corporativos, amigos, parientes, pituto, cuoteos políticos y otras formas de captura.

Mientras fue ministro se reunió con diversos actores, entre los cuales obviamente también estaba el mundo empresarial. En ese contexto se reunió con muchas empresas y asociaciones gremiales, era parte de su trabajo, porque cuando la Presidenta de la República lo nombró como ministro una de las primeras cosas que le mencionó fue que por su trayectoria en el mundo privado a ella le parecía que podía hacer un buen trabajo porque conocía bien ese mundo.

Se reunió con Chilectra, hoy ENEL Distribución, y ellos expusieron sobre el avance de un plan piloto con medidores inteligentes en algunas comunas.

Toda política pública, especialmente aquellas que tienen enormes implicancias y consecuencias, requiere de planes pilotos, de manera que era una buena idea hacer un plan piloto sobre este punto.

Destacó que lo que se hizo en la comuna de La Florida, y que ha figurado en un video que circula profusamente, fue un plan piloto para 50.000 hogares, gratuito y voluntario.

En ese evento hubo periodistas que le preguntaron cómo funcionaría el sistema, y dejó claro que todos esos eran temas que se definirían en su momento.

Mencionó que, en su opinión, esta no es una discusión tecnológica, es una discusión eminentemente de política pública.

Lo nuevo en el mundo de hoy es la generación distribuida. Se acabó en el mundo la idea de que las soluciones a la electricidad era de los grandes proyectos, de los mega proyectos.

Chile vivió esa experiencia con el Proyecto HidroAysén, y aunque se amenazó con que si no se hacía HidroAysén iba a bastar encender un secador de pelo para que el Estadio Nacional se quedara sin luz, eso no fue así. ¿Por qué? Porque el mundo hoy es un mundo de generación distribuida donde hay paneles solares y soluciones de generación mucho más cerca tanto de las residencias como de las

pequeñas y medianas empresas. Entonces, lo nuevo son las redes inteligentes y las redes digitales.

Una neurona no es inteligente. Lo que hace la inteligencia es un sistema de decenas de millones de neuronas que hacen que el cerebro funcione de manera inteligente.

De manera de que Chile no se incorpora a la red inteligente porque instala un medidor llamado inteligente en los hogares.

¿Cuál es la conclusión de esto? La conclusión es que cuando la semana pasada las distribuidoras informaron que en la región Metropolitana hubo 342.538 hogares sin luz, eso es una estimación, un cálculo que las distribuidoras hacen en función de los transformadores instalados en los postes. Con esa metodología hacen una proyección.

Entonces, es fácil imaginarse lo errado que puede ser ese cálculo, especialmente cuando no hay forma de explicar a una persona que la línea está electrificada, cuando lo que está electrificado es el transformador que tiene a dos cuadras de su casa. Para la gente, electrificado significa que la casa tiene luz.

Efectivamente, recalco, el medidor que se ha propuesto tiene un beneficio para las distribuidoras porque permite detectar con exactitud los hogares sin luz.

Piensa que esta es una mala política pública

Durante su período como ministro se impulsaron y aprobaron siete leyes, todas con un proceso legislativo previo. Nunca se les ocurrió llegar a una sesión de la Comisión de Minería y Energía a discutir en blanco las ideas. Se hizo el ejercicio con las universidades para construir talleres, seminarios y pedir documentos, y de esa manera construir un cierto apoyo transversal para las propuestas. Todas fueron leyes de fondo; ninguna fue una ley parche.

Asumieron que el rol del Estado en la economía, en relación con los mercados, es impulsar la competencia.

No es responsabilidad de los privados crear la competencia. Si los privados se reúnen para

discutir cómo competir, la primera reunión va a ser muy novedosa, pero la segunda reunión va a ser muy sospechosa.

Le corresponde al Estado impulsar, a través de la política pública, la competencia de los mercados. Eso fue lo que hicieron; no con la mayoría que el gobierno tenía en el parlamento; eso lo construimos de manera transversal, y aquí hay muchas diputadas y diputados de ese período que apoyaron todos estos proyectos, porque en su mayoría fueron aprobados por una amplia mayoría.

Destacó este tema de la competencia, porque no cree en la dicotomía entre Estado y mercado. Cree que el mercado tiene un rol y el Estado tiene otro, y yo creo que los mercados no funcionan si el Estado no cumple con su rol.

El 80 por ciento de la generación eléctrica era proveído por tres empresas. Entonces, obviamente que se concentraron, en primer lugar, en la ley de bases de licitaciones; y le cambiaron las reglas del juego al sector.

En 2013 hubo dos licitaciones entre las generadoras y las distribuidoras, que se declararon desiertas. La luz que les llega a las casas a ustedes se las da una distribuidora que la consigue a través de una licitación con una generadora, y eso a través de un proceso de licitaciones.

Estas licitaciones se declaraban desiertas. En 2013 hubo una sola licitación que se adjudicó parcialmente, porque no fue total, y que tuvo un solo oferente, que ofreció 129 dólares por Mw/hora; se cambió la ley de bases de licitación, y los precios cayeron a 47 dólares en 2016 y a 32 dólares el Mw/hora en 2017; y hubo 82 ofertas en 2016 y 25 ofertas en 2017.

Lo mismo se hizo con transmisión eléctrica. La transmisión eléctrica era una tremenda barrera de entrada para pequeños y medianos a generar y distribuir la energía eléctrica. Hoy tenemos no solamente precios que son 75 por ciento menores a los precios cuando asumió, porque cayeron en un 75 por ciento en generación, y hoy el país está interconectado con lo que era SIC-SING, en una sola

línea de transmisión, desde Arica a Chiloé. Entonces, podemos traer la energía solar desde el norte al sur, y también cuando es posible y necesario, la energía hidroeléctrica del sur al norte.

Chile tiene la mayor radiación solar del mundo, y estaba circunscrita al sistema del norte grande; no se podía distribuir al resto del país porque había un sistema de transmisión que era una barrera de entrada, y que al final se constituía en un bloqueo. Fue el Estado el que hizo esa política pública, con una visión a favor del bien común.

Algo similar se hizo con el gas de cañería. 1.200.000 hogares en Chile se calefaccionan y cocinan con gas de cañería. Este era un mercado que no tenía tarifa; que la tarifa era nominal, porque se decía que no podía rentar más de algo, pero si rentaba más que eso, no había ninguna sanción. Entonces, en la práctica esto estaba sin regulación tarifaria.

Se generó la ley de equidad tarifaria; una ley que era muy sentida, que llevaba ocho gobiernos de debate, según la historia de la ley. La explicación es muy simple. Se llegaba a Coronel, a Alto Biobío, a Huasco, a Tocopilla o a Mejillones, donde están todas las centrales, y la gente de ahí decía que cómo era posible vivir frente a la central y que el kilowatt hora les costara el doble de lo que le cuesta a una persona que vive en Santiago, y la gente de Santiago tenía luz porque la generaban esa regiones.

Al respecto, se hizo una ley para que ninguna comuna de Chile tuviera más de 10 por ciento de diferencia con la comuna promedio. Las tarifas bajaron 19.5 por ciento en el 80 por ciento de las comunas de Chile, llegando a un total de 330 comunas.

Recalcó que lo que quiere transmitir es que el Estado puede.

Sabe que el Estado es muy vilipendiado, el Estado muchas veces es muy maltratado, y sabe que se habla muy mal del Estado, pero su convicción como ministro, en su experiencia de tres años, es que el Estado puede construir una visión de país, puede convocar y conducir, puede

coordinar y motivar, puede alinear y construir acuerdos, y puede hacer buenas políticas públicas.

La medida de los medidores, llamados inteligentes, es una mala política pública. Esto lo ha dicho.

El mejor ejemplo -a su juicio- es lo errático que ha sido el gobierno del Presidente Sebastián Piñera en esta materia. Un día todo lo paga el cliente, al otro día anuncian 10.000 pesos por medidor antiguo, al día subsiguiente anuncian que será voluntario y no obligatorio, y ahora envían un proyecto de ley para enfrentar la crítica pública.

Es una mala política pública, porque no está hecha pensando en el bien común ni en el beneficio de las personas; es una política pública que está hecha para beneficiar a las empresas.

Primero, se les da una oportunidad de una inversión cuantiosa y cautiva, que el Estado la identifica y define. Luego, esa inversión está con una rentabilidad garantizada y exorbitante; no vista en el mundo financiero actual. No hay en el mundo tasas de retorno sobre mercados regulados de esta magnitud, como la que hay en Chile, con un 10 por ciento garantizado para la empresa modelo.

Esta es una inversión que se hace obligatoria para todos los chilenos. En ese sentido me pregunto, ¿se imaginan ustedes que el Estado decidiera que todo chileno tiene la obligación de tener una camisa inteligente, y que entonces se determine por parte del Estado el color y su forma?

El medidor beneficia financieramente a las empresas y además les ahorra costos, mejora su productividad, mejora sus procesos, hace que las empresas sean más eficientes, y nada de esto beneficia a los hogares, nada de esto le retorna a los hogares, porque todo ese retorno es capturado por las empresas.

Las mejoras de costo y productividad deben traspasarse en una economía de mercado a los consumidores. Sin embargo, nada de eso ocurre si no hay competencia, más cuando este mercado es controlado por grandes empresas distribuidoras que constituyen un monopolio de grandes empresas.

Antes de implantar los medidores se debió haber modificado la ley de distribución.

Se necesita una nueva ley de distribución que impulse la competencia en el sector de distribución, porque la distribución representa el 25 por ciento de la cuenta de la luz. Se necesita una nueva ley de distribución que traiga nuevos actores y tecnologías, que ponga fin al monopolio de las grandes distribuidoras, que es lo mismo que hicieron con generación, con transmisión y con el gas. Para separar la empresa de infraestructura de la empresa comercializadora. No propone competencia para que frente a cada casa se instalen tres postes y que multipliquemos los cables, que ya ahogan a muchas calles de las ciudades. Lo que señala es que separemos la empresa de infraestructura, como lo hacen muchos países, principalmente en Europa y también en la ciudad de Texas, y que sean varias las empresas comercializadoras que compren el servicio de infraestructura, que va a estar debidamente regulado. Se trata de una nueva ley de distribución, que reduzca la tasa de rentabilidad a los niveles de retorno de capital que hoy tiene el mundo.

Sugiero, para la nueva ley, que se ponga fin a la empresa modelo, que la empresa modelo ya no sea necesaria, porque las empresas van a estar obligadas a abrir su estructura de costos.

Fin a la empresa modelo, obligatoriedad de entregar la estructura de costos para terminar con la opacidad que hoy existe para el regulador.

Es importante destacar que no conoce ningún país desarrollado en el que se tarifique teniendo como base la empresa modelo.

Además, el concepto de empresa modelo atenta contra el modelo de generación distribuida. Si estamos orientados a un modelo de generación distribuida, este modelo que asumimos, basado en supuestos teóricos, que no tienen que ver con la práctica, cómo va a incorporar las distintas formas de modalidad que va a tomar la generación distribuida con tecnologías, con tamaños, con localización y otras.

Piensa que la nueva ley debe terminar con que los contratos entre las generadoras y las distribuidoras sean en dólares. Esta es una cosa única en el sector. El agua no está tarifada en dólares. Es un servicio básico igual y tiene el 85 por ciento en moneda nacional.

En la nueva ley también debe establecer nuevos estándares de seguridad. En Chile, al año, cada uno de nosotros está doce horas sin suministro eléctrico. En lo que va de año, ya llevamos seis horas. O sea, este año por lo menos será doce horas de nuevo. En Europa, el corte de suministro es de menos de una hora.

La última consideración sobre la nueva ley es desacoplar las utilidades de las distribuidoras del consumo de los hogares, porque aquí hay un contrasentido completo. Somos siete mil millones de habitantes y en 2050 seremos nueve mil millones habitantes, se debe hacer un buen uso de la energía eléctrica, aprender a usarla mejor, consumir con más cuidado, la empresa distribuidora, mientras más consumimos más gana. Alinear el objetivo de la eficiencia energética con el objetivo del consumo.

Lecciones y aprendizajes, a modo de reflexión. Una política pública, para que sea exitosa, tiene que tener un Estado que represente el bien común; tiene que construir esa política pública con diálogo y participación para darle legitimidad social; tiene que observar la disciplina de la ejecución, para que las cosas se hagan y se hagan bien; tiene que construir un lenguaje ciudadano, para que a la gente se le pueda explicar de qué se trata lo que queremos hacer como país y, finalmente, tiene que construir los apoyos políticos necesarios.

Manifestó que no es de los que cree que este país se esté incendiando por los cuatro costados; no es de los que cree que en este país no se pueda, con buen diálogo, construir acuerdos. Eso es fundamental, en especial, cuando se trata de una política como esta, que es una política estratégica.

Habiendo aprendido todo esto en los últimos años, en energía y como ministro, el error de la política pública de los medidores inteligentes es inexcusable, porque se había hecho todo de otra

manera. El gobierno actual -a su juicio- tuvo la oportunidad de enmendar y corregir. Fue a la Contraloría, porque tenía dudas de esto. Pidió el decreto, lo retiró, lo estudió y lo devolvió sin cambiarle una coma.

Para cerrar, señaló, el diputado Gahona, el 7 de octubre de 2015, ingresó una moción, que tiene todo el sentido público y todo el sentido ciudadano que corresponde. ¿Por qué? Porque había ocurrido un terremoto en Coquimbo, se entregaban las casas que fueron reconstruidas, pero la gente no las podía habitar porque no había luz. ¿Por qué no había luz? Porque tenían que ir a la distribuidora a pagar por el empalme y por el medidor, desembolsando entre 250 o 300 mil pesos.

Lo mismo ocurrió en Santa Olga, después de los incendios forestales, se reconstruyeron las casas y la gente no las podía ocupar porque no tenían empalme ni medidor.

Entonces, se presentó una moción parlamentaria que proponía que en caso de desastres naturales o de fuerza mayor, la distribuidora era responsable de reponer los servicios, bajo su responsabilidad. Eso era impecable, como política pública.

El 20 de enero se aprobó en la comisión y luego en la Sala de la Cámara de Diputados, el 16 de agosto de 2016.

Renunció al ministerio el día 19 de octubre de 2016.

Consultado si él habría liderado o si fue quien tomó la batuta en medidores inteligentes. Respondió que no. Que cuando definió la agenda de energía, definieron un conjunto de prioridades donde partieron por generación, siguieron por transmisión, equidad tarifaria, distribución de gas de cañería, eficiencia energética y el tema de los medidores inteligentes no estaba en ninguna parte de la agenda.

Agregó que ha sido una persona que ha dado siempre la cara. Cuando el Presidente de esta comisión lo invitó contestó de inmediato.

Consultado si cree que los medidores inteligentes son una buena política pública. Señaló

"¡No! ¡Definitivamente no! Porque no es una política pública instalar un aparato en una casa.

La política pública es conseguir construir un sistema inteligente, una red inteligente, pero eso requiere transformadores, un sistema tarifario distinto, etcétera."

"¡Instalar medidores inteligentes fue un negocio! ¿Para quién? Para las distribuidoras. ¿Por qué? Por todas las razones que di. Por eso pedí un poquito de tiempo para dar contexto."

Aclaró que él no fue el impulsor de esta política pública, porque si hubiese estado a cargo de esto jamás se le habría ocurrido regalarle esta inversión a las empresas distribuidoras sin antes revisar su rentabilidad, el sistema tarifario, las normas regulatorias e incluso cómo se usa la información del consumo, porque hay mucha discusión en Inglaterra sobre cómo se usa la información, porque los competidores de otras empresas a uno lo empiezan a tapar de llamadas telefónicas pidiendo que se cambie de distribuidora.

Subrayó que cuando era ministro nunca se discutió el tener un VAD interperíodo ni mucho menos poner en el VAD la inversión del medidor.

Es un contrasentido porque este medidor es muy productivo para las empresas, es útil y reduce costos.

El mayor número de accidentes con costo para las empresas distribuidoras se originan cuando las personas van a medir el medidor tonto y los muerde un perro.

Entonces, para las empresas es una tremenda oportunidad de reducción de costos el tener este sistema.

Cuando hay reducción de costo y hay competencia en las economías de mercado va en beneficio del consumidor y no de la empresa.

Subrayó que se encuentra cansado de escuchar en Chile esto de los empresarios rentistas. El empresario rentista -señaló- tiene una definición muy básica: un empresario que obtiene un retorno sobre el capital más allá de lo que es el retorno legítimo de mercado del capital.

Y aquí hay una renta de la que se está apropiando la empresa distribuidora y que no está traspasando al consumidor.

Recordó que a él le plantearon la idea de una red, de un sistema inteligente que tendría normas, regulaciones, infraestructura, cambió de tarifas, y que lo piloteáramos en La Florida.

Además, en esa época se estaban habilitando paneles solares en las casas gracias a una ley que había sido aprobada en este Parlamento. De hecho, había muchas casas que no solo consumían electricidad, sino que también producían: el prosumidor.

Precisamente, ese prosumidor necesitaba un medidor bidireccional, es decir, que mediera lo que inyectaba a la red y lo que recibía de la red, y después compensara.

Hacer un plan piloto para una política pública de esta magnitud es una cosa de sentido común fundamental.

Esto no es parte de una política pública. Acotó que no puedo estar más de acuerdo en una política pública que incorpore en la distribución eléctrica todas las tecnologías modernas, eficientes y la competencia que se requiere en este mercado.

Lo que pasó -a su juicio- fue que en el camino, con las presiones del lobby, esto se fue enredando y al final se terminó de esta manera.

Cree que el mundo político debe hacer una nueva ley de distribución que enfrente el tema de fondo.

Agregó que todos sabemos que hay un tremendo lobby, especialmente en actividades como estas, que son muy intensivas en capital. Dificulto que haya una actividad económica en Chile más intensiva en capital que esta.

A una pregunta el diputado Santana, ¿usted vivió el lobby feroz? Contestó "*Lo viví, pues, lo viví. Y quiero decirle que se vive, se siente.*"

Reiteró que este gobierno tuvo la oportunidad de corregir esto, no a partir de lo que fue la reacción ciudadana, sino cuando retiró el decreto.

Formalmente se retiró el decreto el 20 de agosto, estuvo en el Ministerio de Energía cerca de un mes y después se reingresó sin haberle modificado una coma.

El decreto tarifario donde venía claramente incorporado para todos los hogares chilenos el medidor "inteligente" como parte de la tarifa, o sea todos los chilenos, lo tuvieran o no lo tuvieran, lo recibieran o no lo recibieran, tenían que pagarlo en la tarifa, porque se metió eso en el VAD Interperíodo, que también fue otra creación que se hizo.

En cuanto a una pregunta del diputado Mulet respondió *"no como exministro, sino como profesor de política pública, si me permite, señor Presidente. Yo no habría promovido un VAD interperíodo; nunca en Chile ha habido un VAD interperíodo. Por primera vez se hizo un VAD interperíodo y si me hubiesen tenido que convencer a mí, me habrían tenido que dar muchas, muchas buenas razones, que todavía no las encuentro."*

D.- Concurrió el presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (Conadecus), señor **Hernán Calderón**.

Partió señalando que el origen está en una ley muy loable que buscaba que, en caso de catástrofes o de desastres naturales, las empresas tuvieran que obligadamente reponer sus arranques y medidores a las personas afectadas, lo que era muy positivo. Sin embargo, al avanzar el proyecto, surgen estas indicaciones que se ingresan en el gobierno anterior y a última hora el decreto para implementarla, que, como sabemos, provocó toda esta situación.

Agregó que el gobierno lo retiró de Contraloría y lo vuelve a ingresar sin hacer ningún cambio, ni siquiera de una coma. Entonces, a su juicio cabe preguntarse por qué si había tanta voluntad para hacer un cambio y tanta crítica a lo que se había realizado, el gobierno tuvo la oportunidad de modificarlo y no lo hizo. Hay que decirlo con toda claridad, como se lo hicimos saber a la señora ministra.

Sin embargo, acotó, el problema de fondo es cuando se nos dice que el medidor, el arranque o el empalme -como queramos llamarle- van a ser parte de la red, implica una expropiación. Hay 5 millones de personas que son propietarias de su medidor, porque lo pagaron o porque cuando construyeron o compraron su vivienda cancelaron su valor. Tampoco es de 10.000 pesos como dijo la ministra, un medidor cuesta 28.000 pesos; lo puede comprar en cualquier lugar, está a la venta en el comercio y tengo la opción de elegir. No existe un monopolio como se quiere implementar, en donde solo una empresa lo vende. El medidor que quiere instalar la empresa ENEL es de una subsidiaria que tiene en Italia.

En segundo lugar, cuando se instala un medidor hay que instalar una cabina, cuyo valor es de 13.000 pesos, hacer el empalme, tiene un costo de 180.000 pesos. No 10.000 pesos.

Por lo tanto, cuando le dicen que esto va a pasar a ser parte de la empresa, y no me están reponiendo mis 180.000 pesos, es una expropiación. Si es propiedad de la empresa, entonces que instale el arranque y el medidor gratis, si es de su propiedad. Él lo va administrar, lo va a intervenir y hacer todo lo que quiera.

Ese es uno de los temas que han dado a conocer: no basta con lo que se está haciendo hoy, se debe ir al fondo del tema. Hay aproximadamente un millón y medio de medidores que son propiedad de la empresa; que haga lo que quiera con sus medidores, y si quiere cambiarlos que lo haga, pero que no se los cobre a las personas si son propios.

Ello, porque una de las principales beneficiadas con esta transformación serán las empresas que van a tener el control del consumo prácticamente al instante, van a poder ahorrar y tener una economía tremenda. Solo hay que ver cómo se traspasa al consumidor, porque ya no va a pasar el técnico midiendo o controlando el consumo, ni sacar el espejito para ver cuánto consumió. Esa es la verdad, así funciona.

Tampoco serán las cuadrillas las que salgan a reinstalar cuando haya corte y reposición, porque lo podrán hacer a distancia.

Agregó que no hay que olvidar que hace bastantes años, la misma empresa ENEL intentó instalar a través de baterías en los postes de las comunas de Huechuraba, Renca y Conchalí, lo que finalmente resultó ser un verdadero desastre, porque a la gente le aumentó la cuenta.

Hoy existe un reglamento, una información respecto de si los armónicos van a ser medidos, tema que no es menor, porque nuestra regulación dice que el medidor debe medir 50 ciclos y punto; no es más, y el medidor que tenemos hoy, si bien no es digital, mide lo mismo: 50 ciclos. Pero con un medidor inteligente sí podría medir otros; por lo tanto, podría aumentar los consumos, los armónicos, las subidas y bajas de tensión también provocan mayor consumo.

Esa es la posición de CONADECUS. Y si se quiere que las empresas sean propietarias de la red y que esto se incorpore, cuando alguien solicite un medidor y el empalme, la empresa deberá instalarlo en forma gratuita, porque no corresponde que el usuario pague por algo que no es suyo.

Por otra parte, cree que esto tiene que ver con los medidores inteligentes y no con la ley corta. Bajar la tarifa en la regulación tarifaria no va a provocar ningún efecto, recordó lo que sucedió cuando aumentaron las utilidades de la sanitaria: se le rebajó la tarifa y obtuvieron más utilidad, porque no regula.

Por lo tanto, cree que se debe regular utilidades máximas -por ejemplo, la ley de gas determina utilidad máxima- y crear los mecanismos para que cuando la empresa tenga utilidades sobre lo establecido en la ley, existan los mecanismos de compensación para la devolución de los excedentes que cobraron de más las empresas.

El asesor de la Conadecus, señor **Israel Mandler**, manifestó que en los últimos años el sistema eléctrico empezó a incorporar energías renovables no convencionales, cuya intensidad se destaca a nivel mundial, que son un poco las ventajas

que tiene hoy nuestro sistema para no decir que todo es malo.

Sin embargo, agregó, sí hay que reconocer que el sistema tiene un par de defectos, especialmente en lo que afecta la competencia en la distribución, que finalmente tiene como efectos altos precios, incluso de los más altos de los países de la OCDE.

Lo que Chile ha tenido hasta la fecha, con las últimas modernizaciones, ha generado una relativa competencia a nivel de generación. Sin embargo, esa competencia no se produce ni en las etapas de transmisión ni mucho menos en las etapas de distribución.

Como modelo económico se ha adoptado el modelo de mercado y de libre competencia, sin embargo, se reconoce que cuando en determinados sectores no existe suficiente competencia, entra el proceso de regulación, como es el caso típico para la distribución eléctrica, y que también se repite en otros sectores, como las sanitarias y telecomunicaciones.

Sobre esa misma base, en febrero de 2018 se aprobó la ley que dispuso que una parte de esa red de distribución, que comprende los empalmes y medidores de electricidad, pasaran a ser parte de la propiedad de la empresa.

Anteriormente, si bien todo el servicio de distribución tenía condiciones monopólicas, hay algunos extremos en esa distribución que eran de propiedad del usuario, que podía elegir libremente, y que por ende se presentaba cierta competencia. En este caso, me refiero concretamente a empalmes y medidores.

Es una contradicción, porque si se quiere fomentar la competencia, en donde inevitablemente habrá condiciones monopólicas, ese monopolio se extienda en vez de reducirse.

Entonces, lo que se hace es extender todas las condiciones monopólicas de la red de distribución, acaparando en ella también a los medidores y los empalmes.

Es con ese principio están en desacuerdo. Son de la idea de que si se elige un

sistema de mercado, la competencia es el mejor mecanismo de regulación, siempre y cuando esa competencia sea factible. Por lo tanto, disminuir la competencia en vez de aumentarla es un claro retroceso.

Lo anterior se justificó diciendo que ahora van a ser propiedad de la empresa, pero no los medidores tradicionales, sino que medidores inteligentes, los que iban a permitir mejor gestión de redes y que en la práctica iban a permitir que el consumo y el corte y reposición se pudieran hacer a distancia, con la evidente eficiencia y economía que eso genera, pero sin ninguna claridad de cómo esas economías van a ir finalmente en beneficio de los usuarios.

La CNE aún no completa el proceso de definición de los estándares técnicos de los nuevos medidores, sin embargo, pese a la falta de estándares algunas distribuidoras, concretamente ENEL, en su mayor parte, comenzó el reemplazo de los denominados medidores inteligentes. Estos medidores han provocado reclamos. Es más, el costo de estos se incorporó en la tarifa de generación eléctrica.

Quiero destacar que no se puede cobrar por esos medidores. Aquí, hay una trampa. Se dice que los nuevos medidores no se cobran explícitamente; es decir, no va a haber una tarifa por el nuevo medidor, pero el costo de los mismos instalados se va a incorporar, de acuerdo con esa ley, en el valor kWh que es el valor de consumo permanente que tienen los hogares.

Se refirió, además, a algunos elementos que ha propuesto el gobierno como una manera de compensar este proceso. Se planteó que los usuarios podrían decidir si tomaban o no el nuevo medidor. No obstante, independiente de la decisión del usuario, el costo del medidor va a ir en la tarifa, lo que hace que esto sea absolutamente absurdo, porque es absurdo pagar, aunque esté escondido, que no quise.

Hay otros problemas que indican, por ejemplo, que los nuevos medidores no medirían lo mismo que los antiguos, y esa es una discusión técnica que aún no está resuelta. Decían que los

medidores nuevos también van a medir solamente los 50 ciclos, hay algunos estudios que así lo indican, sin embargo, hay otros estudios que indican lo contrario, es decir, que se mide otro tipo de corriente que no debiera ser facturada.

Insistió, Conadecus sí está en contra de agrandar los monopolios, sin embargo, no está en contra de la instalación de medidores inteligentes, sino que en contra de su monopolización.

Justamente, esa decisión de cambio debiera ser una decisión de los consumidores y no de las empresas distribuidoras, pero que los consumidores decidan en función justamente de los beneficios que esos medidores les pueden ofrecer.

Estiman que el problema de los medidores inteligentes es solo la punta del iceberg en este tema, porque la distribución eléctrica y sus tarifas van mucho más allá de eso.

Se planteó el tema de la tasa de costo capital o rentabilidad permitida para la empresa modelo. En realidad, acotó, esa rentabilidad no es una rentabilidad garantizada para la empresa real, sino que es la que se asume para una empresa modelo, con la cual se calculan los costos y se establecen las tarifas. Se dice que esa rentabilidad estaba determinada por ley en un 10 por ciento, cosa que hoy se prometió rebajar.

Asimismo, se ha prometido que se va a reestudiar esa tasa de costo capital o rentabilidad de la empresa modelo, estableciendo un piso del 6 por ciento, y que la rentabilidad efectiva sería de acuerdo con el estudio que se hace junto con el estudio tarifario, que habla del modelo de CAPM, para determinar la tasa de costo capital.

Sin embargo, subrayó, como Conadecus creen que eso no soluciona totalmente el problema. Piensan que la ley N° 21.076, que se ha denominado de medidores inteligentes, tiene tantos errores que es preferible derogarla del todo y estudiarla de nuevo.

A propósito del 10 por ciento de rentabilidad, reconocemos que eso pudo haber sido razonable en los años 80 -estamos hablando que se fijó hace casi cuarenta años-, porque las empresas

difícilmente podrían tener incentivos e invertir con tasas inferiores a ella.

Sin embargo, el tiempo ha cambiado hoy día lo del 10 por ciento es una rentabilidad excesiva.

Ese no es el único problema. Otro problema es la solución de controversias en el proceso de clasificación tarifaria. Si hay controversia, el DFL N° 4 hoy permite que lo propuesto por el gobierno se pondere en dos tercios y lo propuesto por las empresas en un tercio.

Hay dos estudios, uno del gobierno, la Comisión Nacional de Energía, y otro propuesto por la misma empresa, y si hay diferencias se pondera. Se calcula un promedio ponderado entre ambos.

Un ejemplo. Si la CNE estima que el valor de un poste es de 200 mil pesos, en cambio las empresas sostienen que es de 500 mil, el valor a considerar de la empresa eficiente sería de 300.

Creer que eso es un pésimo incentivo como para inflar los estudios tarifarios que proponen las empresas. Y lo que es peor, una decisión respecto a la regulación de un sector regulado -valga la redundancia-, no puede ser materia de la empresa; no puede ser materia del regulado.

Entienden que la regulación es una materia ineludible de parte de la autoridad.

Ahora, con respecto a los modelos de empresa eficiente, cuando hay que regular algún servicio creen que los modelos de empresa eficiente son una buena solución, al menos en teoría. Es un modelo de empresa que supone eficiencia e induce a las empresas a tratar de ser eficientes. Tiene una serie de ventajas, al menos teóricas. Pero cuando las empresas reales logran rentabilidades muy superiores a la tasa de costo capital que se asumió para el mismo estudio, significa que algo falló en el modelo.

Es imposible pensar que una empresa real sea mucho más eficiente que una empresa modelo que tenga el máximo de eficiencia, y eso es lo que ha ocurrido en la realidad.

Han encontrado empresas con rentabilidades reales que han superado el 15 por ciento, aun cuando estaba fijada en 10.

Como resultado de esto los usuarios de Chile pagan tarifas de energía eléctrica que, como dije al principio, son una de las más caras de los países de la OCDE.

Por lo tanto, el DFL N° 4 debe tener reformulaciones bastante más de fondo que incluso el tema solamente de los medidores.

En los puntos concretos proponen que la tasa de rentabilidad no se fije por ley. Ya está propuesto por el gobierno que se va a revisar el acuerdo del CAPM, pero con un mínimo de un 6 por ciento. Si bien ese mínimo hoy en día podría hasta parecer razonable, nuestra idea también es que las leyes deben ser perdurables en el tiempo. Lo que fue razonable de un 10 por ciento hace cuarenta años dejó de ser razonable hoy. Y el 6 por ciento que hoy día podría llegar a ser razonable en pocos años más también podría dejar de serlo.

Entonces, proponen que la tasa de costo de capital se calcule en los procesos tarifarios con el método del CAPM, pero no hay ninguna razón válida para fijarle un mínimo.

Todas las variaciones cuando cambian es cuando cambian las condiciones de mercado, y los incentivos para una empresa para invertir van acorde con las condiciones de mercado de cada momento.

Por lo tanto, si las rentabilidades esperadas por las empresas son inferiores al 6 por ciento no ven ninguna razón legítima para garantizarle a un sector específico, que es la distribución, tasas de rentabilidad superiores a las que otras industrias están dispuestas a aceptar.

En concreto, la propuesta es que el cálculo de la tasa de costo capital no tenga límites inferiores, sino que sea el resultado del estudio que va a reflejar la realidad de cada momento.

Si alguien se preocupa de que cada momento puede ser muy corto plazo, las tasas de costo capital se calculan justamente para inversiones de largo plazo, porque son los instrumentos que se toman en consideración, y se toman instrumentos de largo plazo.

Una vez solucionado el tema de tasa costo capital encontraremos inevitablemente que las

empresas reales van a tener rentabilidades distintas que las que de alguna manera se fijen como aceptables.

En algún momento se debe obtener un equilibrio entre el incentivo permanente de las empresas para mejorar su eficiencia, pero también con un mecanismo de equilibrio de que no obtengan rentabilidades excesivas.

Una posibilidad es dar una holgura por sobre la tasa de costo capital, pero que en ningún caso llegara a superar un 1 por ciento más. Las empresas van a tener suficiente incentivo como para tratar de conseguir un 1 por ciento más, con lo cual se garantiza que esas rentabilidades no sean excesivas. Cuando se está hablando de 1 por ciento más, es un 1 por ciento más de la tasa de costo capital estudiada.

Pero hay un tema aún más importante -a su juicio-. La economía de mercado funciona bien cuando los mercados son verdaderamente competitivos. Por lo tanto, en vez de restringir la competencia, como se estaba haciendo con los medidores inteligentes, la propuesta es que se revise también todo el mecanismo de distribución eléctrica, cosa de incentivar mucho más la competencia, como se ha hecho en otros países.

Lo que en la práctica algunos han denominado como el multicarrier de la energía, cosa que no es ciencia ficción, ya se ha implementado en otros países del mundo, y que tiene las ventajas de permitir la competencia en la cual el usuario pudiera elegir al proveedor de su energía -entendiendo por proveedor al generador de esa energía- utilizando las mismas redes de distribución, pero donde las redes de distribución sean simplemente el peaje, que debiera seguir siendo regulado, pero que no sea la misma empresa distribuidora la que licita la generación, que paga la transmisión y que finalmente llega con una tarifa única al usuario.

No ven ninguna razón para que el pequeño consumidor, el consumidor residencial, no pueda tener las mismas ventajas de poder conseguir precios más atractivos.

Esos casos ya se han dado en otras partes. Los terceros son comercializadores de energía, que adquieren energía a las generadoras y compiten frente al usuario final, que es lo que se ha denominado el multicarrier de la energía.

Si se piensa que eso es muy novedoso como para hacerlo en Chile, recordaron que en los años 90 Chile también fue uno de los países pioneros en el multicarrier de telefonía.

En el caso de Nueva Zelanda, por ejemplo, donde hay esa comercialización de energía, ni siquiera hay obligación de cambiar los medidores. Sin embargo, los consumidores, como un 75 por ciento, han optado por hacerlo, porque esos nuevos medidores le ofrecen la ventaja de la competencia.

En concreto, Conadecus quiere solicitar que el Supremo Gobierno y el Congreso Nacional aborden desde ya la nueva regulación que incluya, insisto, no solamente el tema de los medidores, sino que también, y especialmente, el tema de las rentabilidades, tanto de la rentabilidad estudiada como la rentabilidad real, y la implementación de competencias hasta nivel de los hogares.

El señor **Francisco Becerra**, secretario general de la organización Aquí la Gente (acompañado de Alejandro González, primer vicepresidente) recordó una presentación que hicieron en el Congreso, en Valparaíso, en 2007, a través de un consejo social contra la desigualdad que estaba inspirado en una ley de iniciativa popular, en trámite en el Congreso, que hasta hoy no existe. Es decir, no hay ninguna posibilidad de que los ciudadanos puedan plantear, transmitir y generar proyectos que vayan en beneficio de los intereses de la gente.

En ese entonces, señalaron que querían corregir las distorsiones presentes en el marco regulatorio para la fijación de las tarifas de distribución eléctrica. Para corregir dichas distorsiones, el proyecto adoptaba los mismos criterios metodológicos y regulatorios que se emplean en el sector sanitario y de telecomunicaciones. No se ha inventado absolutamente nada. Todo ha sido discutido y aprobado legislativamente para otros

sectores. Por lo mismo, no logran entender cómo después de todos estos años tales criterios no se llevan a la distribución eléctrica. Y lo que es más grave aún: *ad portas* de consolidarlo hasta el 2012 - este mensaje es del 2007- la fijación de tarifas que contienen sobre rentas impresentables de no mediar la intervención de los diputados que entonces nos acompañaban. Hoy dejaron de serlo. Estaban Eugenio Tuma, Samuel Venegas, Jaime Mulet, Alejandro Sule, Pablo Lorenzini, Francisco Encina y tantos otros.

Para empezar esta exposición, este recuento ilustra, inequívocamente, cómo a todo nivel y desde hace bastantes años, existe conciencia de los problemas que han de abordarse. Pero inexplicablemente no se ha realizado ningún cambio concreto.

Con distintas fechas, presentaron una serie de documentos que hasta hoy no tienen respuesta:

El 14 de junio de 1991, mediante oficio ordinario N° 2355, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles denuncia la existencia de tarifas abusivas por los servicios asociados a la distribución.

El 28 de enero de 1993, mediante resolución N° 844/120, la Comisión Preventiva Central Antimonopolios dictaminó que el gobierno debería promover cambios legales.

El 14 de octubre de 1998, mediante oficio ordinario N° 5133, la SEC insiste en la necesidad de que se legisle en función de lo presentado.

El 28 de octubre de 1998, mediante resolución N° 531, la Comisión Resolutiva Antimonopolios dispone que el gobierno presente un proyecto de ley.

El 3 de mayo de 2000, se publica una modificación legal sobre los servicios asociados, pero no se abordaron los demás problemas regulatorios de la distribución eléctrica.

En noviembre de 2000, el Ministerio de Economía, bajo la conducción del triministro José de Gregorio, publica el libro "Experiencias regulatorias de una década". Allí, en las páginas 140, 166, 167,

170, 174 y 239, entre otras, se insiste en la necesidad de introducir cambios regulatorios y se reclaman medidas por mayor transparencia en distribución eléctrica.

El 21 de marzo de 2001, mediante la resolución N° 592, la Comisión Resolutiva Antimonopolios califica 25 servicios asociados a la distribución eléctrica, indicando que deben ser regulados, pero además indica que el gobierno debe promover otros cambios legales.

El 7 de mayo de 2002, la entonces secretaria ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Vivianne Blanlot, señala: "...La estrategia regulatoria diseñada por el Gobierno para el sector contempla lo siguiente: un cambio legislativo dividido en dos etapas: la Ley I (Ley Corta) que busca corregir las distorsiones más urgentes para la seguridad de suministro y las inversiones; y la Ley II, que busca la eliminación de distorsiones de efecto de largo plazo, como el rediseño del sistema de tarifas de distribución".

El 24 de octubre de 2003, el gerente general de la distribuidora eléctrica SAESA señala ante el Congreso: "El procedimiento para determinar el Valor Agregado de Distribución es poco transparente. El mecanismo de 2/3 - 1/3 que hoy existe para ponderar los estudios es bastante perverso, pues hace que los estudios tiendan a divergir, en lugar de converger". A continuación propuso: "Que desaparezca la ponderación de los estudios 2/3 - 1/3 y que haya una comisión que resuelva la tarifa, similar a la existente para la fijación de tarifas de servicios sanitarios".

El 15 de diciembre de 2003, el entonces ministro de Economía, don Jorge Rodríguez, señala ante el Congreso: "...Se rediseña el proceso tarifario de distribución con el objeto de incluir la intervención del Panel de Expertos en la resolución de los conflictos entre la Autoridad y las empresas".

El 29 de enero de 2007, el entonces secretario ejecutivo de la CNE, Rodrigo Iglesias, señala al Diario Financiero: "Hay temas en distribución que sin duda hay que mejorar.

Hay temas que están instalados hace tiempo como problemas a resolver y ya no hay argumentos para seguir postergando las soluciones. Está en nuestra estrategia de trabajo hacer algunas modificaciones al procedimiento tarifario del segmento de la distribución”.

La evidencia de la recopilación anterior es incontestable. No es posible permitir un día más sin una iniciativa legal seria que solucione estas distorsiones.

Tema que no solamente comenzó con la aprobación del decreto ley N° 21.076, sino que está en discusión, desde hace muchos años, el tema de corregir las distorsiones que hoy tiene la ley eléctrica. Se viene reinstalando una discusión que viene del 2015.

Para paliar este escándalo en las cuentas de los usuarios, el gobierno no encontró nada mejor que “mejorar la forma de entregar los subsidios”, los que se les otorgaban a los más vulnerables para ayudar a pagar las cuentas. Actualmente, ese subsidio no supera las dificultades que tiene la mayoría de las personas.

El sector eléctrico se encuentra regulado por la ley de Servicios Eléctricos, ley No 20.018, de 1982. Este es el único sector financiero que no ha permitido que ningún gobierno se meta en sus ganancias ni en sus servicios ni en nada de lo que derive de las empresas eléctricas. En más de treinta y cinco años ningún gobierno ha sido capaz de modificar las ganancias, que son demasiadas, de un sector que ha sido poco claro. Los gobiernos de turno, por decir lo menos, han carecido de políticas públicas que vayan en función de la gente.

Es más, adicionalmente, se contempla un equipo de expertos, conformado por profesionales del ramo; un coordinador eléctrico nacional; organismos independientes en el derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema, que tienen un montón de pega, como preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus actividades están:

gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública; -diría que las empresas eléctricas son las que menos transparencia han transmitido a la población en general, respecto de todos sus movimientos, que dicen relación con los servicios que ellos prestan- monitorear la competencia y la cadena de pago, entre otras cosas.

En la industria eléctrica se distinguen tres tipos de actividades: generación, transmisión y distribución. Nuestra percepción es que, debido a sus características esenciales y con la definición normativa, los consumidores, clientes y usuarios quedamos absolutamente indefensos. En el mundo de la sociedad civil se discute si nos mantenemos en el concepto de consumidores -nosotros agregamos las denominaciones clientes y usuarios-, porque si sacamos el concepto de consumidores nos quedaríamos sin la ley del consumidor, que hasta ahora es la única que nos protege.

A través de los medios de comunicación, aparecieron algunas cosas: la ley aprobada en febrero de 2018, con 94 parlamentarios; cercenada luego por el Senado, bajo el gobierno de la entonces Presidente Bachelet. La ley decía que por obligación deberíamos cambiar los medidores antiguos por los, supuestamente inteligentes, que, a su juicio, solo miden el consumo de energía domiciliaria. No miden más de lo que tienen que medir y lo hacen a través de lecturas remotas. Se establece también la entrega de los medidores antiguos y de los empalmes, de los que nosotros somos dueños, en más de 80 por ciento. Además, se amenazó con pagar por los nuevos medidores, los que prácticamente eran cobros encubiertos de arriendos perpetuos.

Todas esas acciones mencionadas han provocado el rechazo más absoluto de parte de la gente. En dichos posteriores se dijo que los chilenos y las chilenas deberían pagar y asumir los mil millones de pesos derivados del cambio de los medidores.

Ha sido tanto el desencuentro con la ciudadanía, que posteriormente ENEL, para paliar el rechazo de la gente, ofreció diez lucas. En cambio, en Bolivia, los usuarios recibieron más de

cuatrocientos dólares por el cambio de los medidores; estamos hablando de 240 mil pesos chilenos que se le pagó a cada ciudadano por entregar su medidor e instalar el nuevo.

Insistió, el tema provocó el rechazo de los ciudadanos. Más de 135 comunas, encabezadas por sus respectivos alcaldes, manifestaron su desacuerdo y sostuvieron que no iban a permitir el cambio de los medidores. Eso ha provocado este famoso escándalo que tenemos sobre el tema de las eléctricas.

Pero esto no termina acá, porque lo más grave es que, luego de todos los entretelones que hubo, se anunciaron nuevas alzas, entre mayo y junio del presente año, que van a superar 23 por ciento. Por si fuera poco, están cobrando parte de los más de seis millones de medidores no instalados, desde septiembre de 2018 a la fecha. Hasta cuándo las empresas eléctricas seguirán ganando plata en forma descabellada. Solamente en 2017 las empresas obtuvieron ganancias de más de 600.000 millones de pesos, lo que equivale a las ganancias de seis AFP.

Exigió una respuesta para transparentar el proceso de definición de quienes hacen el papel de reguladores y de regulados. Esta discusión comenzó en 2015.

Solicitaron saber quiénes integran el panel de expertos; quién los nombra; cómo se instalan; quién los contrata; cuál es el monto de los servicios; cómo se determinan las variables y los instrumentos para la definición y fijación de las tarifas; quién nombra al coordinador, que parece que tiene como mil tareas y, al parecer, es quien la lleva.

¿Por qué en la fijación, tanto de las ganancias como del precio de las tarifas, solo se sientan los regulados y los reguladores? ¿Por qué no cambiar su composición? Porque, al final, cuando se fijó el tema de la ley, se partía casi con 10 por ciento. Las empresas eléctricas no estaban preocupadas de cuánto iba a ser la rentabilidad futura, porque ya tenían, al menos, diez por ciento en su bolsillo; lo que viniera demás, era yapa.

Hay que revisar con urgencia lo determinado en 1982. Insisto, sigue siendo el único sector de la economía nacional que mantiene sus privilegios prácticamente intactos.

Comentó que estudian la posibilidad de entablar una demanda contra el Estado de Chile, porque, independientemente del gobierno de turno, este no puede ser garante de rentabilidad, menos de esas grandes empresas, que lo único que han provocado es daño y malestar a la gente. ¡Eso es gravísimo! ¡Es casi traición a la patria!

Solicitó a la comisión la tramitación de un proyecto para subvencionar, al igual como en el Transantiago, a las generadoras eléctricas y que el Estado se ponga. Las alzas han sido tan desmedidas, entre mayo y junio de este año, que prácticamente está cambiando la vida de los adultos mayores.

Esto significa pensar en el bien común y como precisamente estamos pensando en el bien común es que no comparten ni siquiera maquillajes o modificaciones respecto de la ley que está en vigencia, por lo que quieren su derogación.

E.- Concurrió, además, el señor ex ministro de Energía, señor **Andrés Rebolledo**.

Partió señalando que aquí hay tres líneas de tiempo distintas que corren en paralelo y, por tanto, necesariamente se tiene que tener en consideración para efectos de hacer el mapa y el cuadro completo.

Lo primero es la moción del diputado Gahona que termina con la ley N° 21.076. Esa es la ley que se controvierte o sobre la cual se debate, la que recorre el tiempo de manera relevante.

Un segundo proceso que acompaña al anterior y que es muy importante, porque se activa de una u otra manera, es el VAD, los dos procesos de construcción y tarificación de valor agregado de la distribución, que acontecen durante este período.

En tercer lugar, está la norma técnica, que también es sumamente relevante.

En 2015, hay dos hechos que le parecen fundamentales en este cronograma. Por cierto, el 7 de octubre la presentación de esta moción, pero, sobre todo -y este es un elemento de contexto y antecedente, que le parece

fundamental- es el hecho de que en ese año, previamente, se desarrolla en el sector energético la construcción de la política energética 20/50, la que se lanza en julio.

Y allí ya se mencionaban y eran elementos importantes, pensando en la modernización del sistema y del segmento de distribución eléctrica en el mercado eléctrico del país, los medidores eléctricos o un nuevo sistema de medición y monitoreo digital, fundamentalmente.

Por lo tanto, esto tiene una historia que desde el punto de vista de política energética se construye desde los inicios, al menos del segundo gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet.

De hecho, el 2016, ya en marzo de ese año, se conocen públicamente el plan piloto y los primeros esfuerzos de al menos un par de empresas eléctricas respecto de los medidores inteligentes.

Particularmente, los que comienzan este plan piloto son ENEL y Chilquinta.

Por cierto, dentro de lo que se concibe como un elemento significativo de la política energética, en un esfuerzo importante, que es la modernización del segmento de distribución eléctrica, particularmente la modernización y digitalización de las redes, cosa que sigue siendo una prioridad y algo importante. Por lo tanto, el resultado final de todo esto, que es este cambio y finalmente la voluntariedad de esta política, me parece que es algo que todavía se debiera revisar.

Los hitos de 2016, le parecen de la máxima importancia, y no están realmente relevados en lo que al menos ha escuchado en muchos de los elementos de este debate, y tienen que ver con que en junio de ese año se produjo la aprobación de la ley de equidad tarifaria, y en julio de ese año, la aprobación de la nueva ley del segmento de transmisión eléctrica. Y es relevante para estos efectos, porque ya en esa ley, en junio de 2016, se estableció e incorporó, y ahí está identificado el artículo y está descrito en lo específico, en el pie de página: modifica el artículo 184 de la Ley General de Servicios Eléctricos, se le dio al regulador la facultad de incorporar dentro de los servicios de la distribución, los empalmes y los medidores y, por lo tanto, poder tarifificarlos e incorporarlos en el VAD, ya en esa ley.

Por lo tanto, lo que sucede finalmente con esta ley N° 21.076, es que ratifica una potestad y un derecho que se habían establecido, en junio de 2016.

¿Por qué es relevante? Porque esta ley de transmisión le dio nuevamente al Ejecutivo, al regulador, la facultad para desarrollar una nueva norma técnica en el segmento de distribución eléctrica.

Antes de esta facultad, los distintos componentes en materia de requisitos técnicos de distribución eléctrica estaban repartidos en muchas normas y no estaban sistematizados. Por lo tanto, ¿dónde surge y cuál es la fuente de lo que finalmente después se desarrolla como la nueva norma técnica que incorpora dentro de sus componentes los medidores inteligentes? Es en esta ley de transmisión, aprobada el 20 de julio de 2016.

En paralelo, durante esa cronología, el 16 de agosto se aprueba la moción en la Cámara de Diputados, y el 19 de octubre de 2016 hay cambio de gabinete, y el suscrito se traslada desde unas funciones de política pública, relacionadas con la política internacional, con las relaciones económicas internacionales, en la cual, por cierto, había ejercido durante muchos años, a conducir el Ministerio de Energía, a propósito de ese cambio de octubre de ese año. Debiendo hacer una inmersión profunda respecto de todos estos elementos que tienen que ver con la agenda energética, que son de regulación, que son económicos, que son técnicos.

Entre muchas cosas que recibió, estaba la información de este acontecer de los medidores inteligentes y de la necesidad de avanzar en la norma técnica que tan solo un mes después de que asumió, se lanza el proceso.

En consecuencia, en noviembre se lanza el proceso de la norma técnica y le parece que esto también es relevante, porque es un proceso que dura varios meses, donde participa mucha gente, donde se constituye un comité, donde hay técnicos, hay consulta pública, donde este tema, por cierto, estuvo permanentemente en la discusión.

Además, señaló que en la ley de transmisión, se establece metodológicamente cómo tiene que ser el proceso de elaboración y aprobación de la norma técnica. Por lo tanto, allí están estrictamente establecidos todos los requisitos que la transparencia exige para esos efectos.

El 9 de noviembre se lanza ese proceso y dos días después, el 11 de noviembre, firma el decreto del valor agregado de distribución (VAD), que correspondía al período 2016-2020, y se remite a la Contraloría.

En 2017, también hay antecedentes que son muy significativos. Hasta agosto de 2017, acontecen todas las exigencias que estaban establecidas en la ley de transmisión. Por lo tanto, sesiona once veces el Comité Asesor, establecido por ley, y se debaten elementos de muchas aristas respecto de la calidad del servicio y del suministro de distribución, dentro de lo cual, por cierto, se debate la exigencia de los medidores inteligentes.

El comité técnico lo conducía el ente regulador; sin embargo, estuvo informado de que, dentro de estos muchos elementos, el tema del medidor siempre estuvo presente, dentro de lo cual también siempre estuvo presente, y de manera transparente, el hecho de que -y de hecho fue parte de la construcción de la norma técnica en algún sentido- iban a ser incluidos en el proceso tarifario y, por lo tanto, remunerados en ese sentido.

Manifestó que describe toda esta historia, para transmitir que esto siempre fue manejado con mucha transparencia, más allá de que en las últimas etapas, desde el punto de vista más público y comunicacional, se pudo haber hecho las cosas de otra forma.

En julio de 2017 se reingresa el decreto del VAD ese que se había firmado en noviembre del año anterior. *"¿Y por qué se reingresa? O, más bien, ¿por qué se había retirado de la Contraloría? Y aquí viene probablemente un elemento de la máxima importancia para estos efectos, porque ya en ese decreto se incluían, dentro de una variable muy técnica, que son los factores de economía de escala, que construyen las remuneraciones y las tarifas de la empresa distribuidora, ya en ese decreto se construía de manera tal que los medidores estuvieran incluidos y, por lo tanto, se reconociera a las empresas la inversión de los medidores que estaban establecidos en la norma técnica."*

Hubo una interlocución y un diálogo con la Contraloría. Finalmente, la Contraloría, para estos efectos, dijo: Está muy bien, usted puede reconocer un requerimiento de inversión que le hace a las empresas, eso es perfectamente legal; no obstante, no lo puede hacer si no tiene la norma técnica todavía vigente. Es decir, lo puede hacer solo cuando un requisito está establecido.

Y es en ese diálogo que surge la idea de hacer el famoso decreto interperiodo, que es una opción que dispone la ley, que permite, si de forma acordada con las empresas, con la industria, establece esta opción, la elaboración de un decreto interperiodo, que solo tiene como requisito acordar con la industria esta opción.

Insistió, que es en el contexto de esa interlocución con la Contraloría que surge la idea de hacer este decreto interperiodo, cuestión que no se había hecho anteriormente, y se hace como consecuencia de estos hechos.

En torno a julio de 2017 se producen eventos muy complejos en materia de cortes masivos en distintas ciudades, particularmente, en Santiago, donde hubo casi 500.000 personas sin luz durante mucho tiempo, con las nevazones, los vientos, etcétera.

El 18 de agosto concluye el diálogo técnico del Comité para la Norma Técnica y se abre un proceso, una etapa adicional, que es una consulta pública sobre la norma técnica de distribución, consulta pública que se extendió, incluso, por ciertos compromisos internacionales, la OMC, en fin.

Adicionalmente, hubo un período en el que todos quienes quisieron participar; ya estaba aquí el tema de los medidores y todo lo que se ha relatado respecto de su tarificación. Recuerda que, los profesionales del ente regulador, que era la CNE, le informaron que no hubo siquiera alguna consulta sobre este tema.

En octubre se llega a ese acuerdo, retomando el tema del VAD, a propósito de los eventos de la Contraloría.

Finalmente, en diciembre de ese año, se concluye la consulta pública en lo que se refiere a la norma técnica. En tal virtud, se dicta la norma técnica, una semana antes del 19, y se publica el 19 en el Diario Oficial. El día 20, el Secretario Ejecutivo de la CNE, con algunos profesionales de ese organismo y el ministro de Energía a la fecha, realizaron una conferencia de prensa en la que anunciaron los principales elementos de esta norma técnica; con total y absoluta transparencia. Norma técnica que tiene varios otros aspectos, por cierto, contiene también el tema de los medidores. Incluso, en esa propia conferencia de prensa también indicamos que el tema de los medidores se incluiría en el proceso de tarificación.

Después de casi un año, se retoma la moción parlamentaria; ahí están los 13 días en que hubo sesión. Recordó haber ido a una de las sesiones de la Comisión de Energía del Senado el día 29 de diciembre -seguramente estará consignada su asistencia en la historia de la ley-. Se refiero al momento en que se retomó esa discusión y los miembros de la comisión deciden incorporar en una moción aquella frase que habilita la posibilidad de que pase a ser parte de la red de distribución para que sea tarificable y, en consecuencia, que sea posible de incorporar el VAD, el valor agregado de distribución.

Respecto de ese punto, esta es una ratificación de una potestad que ya existía. Entre otras cosas, esa validación se hace -según reportan los abogados en su momento- porque la moción venía asociada a casos de fuerza mayor y, por ende, podía interpretarse que estaba asociada solo a eso y no a todo, como lo establece la ley de Equidad Tarifaria, sobre todo porque en el proceso de elaboración y debate de la norma técnica eso siempre estuvo presente, y todo el mundo lo tuvo a la vista.

Luego, se termina promulgando el VAD interperíodo y se envía a la Contraloría General de la República en los últimos días del gobierno de la Presidenta Bachelet.

Agregó que dados estos últimos hechos, tan cerca del cambio de gobierno, cuando se produjo con intensidad el cambio de mando en términos de intercambio de información con las nuevas autoridades -había presidente electo y gabinete designado-, todos estos temas fueron informados con total transparencia a quienes conducirían el ministerio en el siguiente período.

Este punto no lo recuerdo. Hablé acerca de lo específico, pero recuerden que varios ministros tuvimos reuniones largas con el presidente electo, en aquel entonces el Presidente Piñera, en las que le presentamos los temas que había en carpeta para que se siguieran desarrollando.

Aseguró con total transparencia que quien iba a dirigir el ministerio, la ministra en aquel entonces, fue informada.

El 11 de marzo fue el cambio de gobierno y luego se suscitaron los últimos acontecimientos que se conocen perfectamente.

A su juicio, hay dos hitos muy relevantes, para efectos de explicar este proceso. En marzo

de 2018, el decreto estuvo en la Contraloría -entiende que también hubo un diálogo intenso con la propia industria-, y finalmente el 3 de agosto del mismo año el nuevo gobierno lo retiró y lo reingresó un par de semanas después, sin modificación alguna.

De eso se puede desprender, subrayó, que se ratificó en su totalidad el contenido del mismo, la aproximación y el enfoque, al menos, en lo que se refiere a los medidores inteligentes, el hecho de que se incorporara en tarifa. Finalmente, entró en vigencia en septiembre de 2018.

En lo personal, manifestó, cree que modernizar y digitalizar las redes sigue siendo una necesidad. En el sector energético ha habido y seguirá habiendo un vértigo en materia de cambio tecnológico regulatorio y económico. Chile ha sido protagonista de este cambio en los últimos años, no solo en lo que se refiere a la inserción de energías renovables, sino también en materia de electromovilidad y de generación distribuida. Para eso es fundamental tener una red más robusta, más digitalizada, más moderna, que permita, entre otras cosas, aprovechar todo el potencial de esas nuevas tendencias y procesos en el sector energético.

En ese contexto, le parece que la ley corta va a quedar corta en la discusión. Dicha ley contiene básicamente dos o tres elementos: la tasa de retorno, el modelo de tarificación en lo que se refiere a los estudios, y las zonas típicas.

Hay otros elementos importantísimos que se tendrán que incorporar; por lo tanto, la urgencia sigue siendo discutir una ley general, global, que modernice el sector distribución y que, sobre todo, traiga competencia al mismo.

Consultado respecto de la moción del diputado Gahona y sus propósitos originales, señaló que la moción tenía que ver básicamente con eventos específicos asociados a catástrofes.

Por lo tanto, lo que se discutió, en el minuto en que se hablaba respecto de la propiedad, tenía que ver solamente con esos hechos, con esas situaciones en lo específico.

Sin embargo, desde el punto de vista de los abogados parecía importante que no quedara restringido a esa interpretación y quedara, en consecuencia, claro que los

medidores, en su globalidad, más allá de que se quieran cambiar para estos eventos, sean de propiedad de la empresa.

Además, este tema ya se venía discutiendo largamente a propósito de varios eventos, por ejemplo, la norma técnica. Por lo tanto, también era coherente de consolidar eso en un cuerpo legal, que tuvo otro origen, pero que se aprovechó en esa oportunidad colocarlo para esos efectos.

En segundo lugar, en ese mismo orden de acontecimientos en torno a la discusión de esa comisión, es cosa de leer la historia de la ley, en el gobierno se dijo explícitamente en varias oportunidades, la subsecretaria, el secretario ejecutivo, que la fórmula y la modalidad más eficiente era pasar a propiedad de las empresas estos medidores, en el contexto de un sistema de medida y medición y control de una nueva red digital dentro de lo cual están los medidores inteligentes.

Eso es bien importante, pues esa norma técnica tiene varias otras cosas que tienen requisitos en la propia red de distribución, dentro de lo cual una pieza fundamental son los medidores inteligentes, pero es una pieza.

¿Por qué era la modalidad y la vía más eficiente? Justamente, porque los medidores en el 70 por ciento eran de propiedad de los usuarios; justamente por eso. Aquellos que se arrendaban la empresa podía cambiarlos. Era parte de los servicios que ellos cobraban, a propósito de esta ley; por lo tanto, se podría tarificar porque ya era propiedad de ellos.

El otro 70 por ciento, que es de propiedad de los usuarios, para no tarificarlos había dos alternativas. Primero, no coloco la exigencia de la norma técnica, pero entendiéndolo que es algo que se buscaba. Me refiero a tener medidores inteligentes. Una vez incorporada la norma técnica y manteniendo el status quo, es decir que la propiedad fuera de los usuarios, la opción era que los propios usuarios cambiaran los medidores. Es decir, que los 7 millones de hogares en Chile que tienen medidores análogos - el 70 por ciento- fuera a las grandes tiendas a comprar un medidor inteligente para realizar el cambio. Esa era la forma de no haberlo pasado a tarifa.

Pero comprenderán que desde el punto de vista de la eficiencia económica, incluso técnica, no era el mejor de los escenarios, porque los medidores tienen que

conversar entre ellos, tienen que ser un sistema, tienen que ser tecnológicos. **De hecho, el reglamento técnico todavía no se define.**

Probablemente, si eso hubiese sucedido el costo del medidor unitario hubiese sido significativamente más alto que cuando se compra millones de medidores, lo que se hará con otro proceso, y ese es otro debate, pero que tiene economía de escala suficiente para comprar más barato.

Por lo tanto, dado que el benchmarking internacional es que los medidores y los empalmes en general son parte de la red de cada país, entonces pareció que lo más eficiente era de esa forma, y por eso se estableció de esa manera.

Consultado respecto de quien redactó la indicación, señaló que lo que le consta y lo que podría responder es que los miembros de la Comisión de Energía del Senado plantearon eso. También le consta que hubo una discusión sobre el tema, en la que participó con los profesionales de la Comisión Nacional de Energía.

Consultado si encuentra correcta la medida, más allá del cómo, su respuesta es sí. Cree que se necesita.

Cree que para el usuario final incluso es mejor de esta forma que haber optado por una modalidad distinta, en el sentido de que ellos hubieran tenido que salir a comprar los medidores. Cree que garantiza técnicamente un estándar en el propio sistema y en la red.

Ahora, desde el punto de vista económico también le parece que es más beneficioso para el usuario, entendiendo que esto estuvo planteado siempre como algo progresivo, que iba a ser en 7 años, que se iba a cambiar desde el punto de vista del impacto de las tarifas progresivamente, y entendiendo además algo muy relevante, y que tampoco se repite mucho, y por eso que en estos 250 caracteres a veces es difícil incorporar todos los elementos, y que tiene que ver con que estos medidores inteligentes, desde el punto de vista del costo medio, de la economía de escala, tienen un alza, pero después la empresa va rebajando el costo, porque hay una serie de servicios y actividades en las que las empresas ahorran y, por lo tanto, en los siguientes períodos ese ahorro se debe incorporar en los procesos tarifarios.

En consecuencia, el costo adicional de inversión en medidores inteligentes también tiene una

compensación por la vía de la mayor eficiencia y del ahorro de costos en la incorporación al sistema.

Recordó, lo que a su juicio es un aspecto importante resaltar y que tiene que ver con el elemento nuevo respecto de que esto estaba en la Ley sobre Equidad Tarifaria Residencial en los Servicios Eléctricos. Le correspondió anunciar que en la ley de equidad tarifaria se estableció una medida muy sentida y esperada por muchos años, que tiene que ver con que las tarifas no difieran más allá de 10 por ciento promedio entre las distintas comunas del país, y sobre todo que en aquellos lugares en donde hay generación eléctrica, se reconozca de que están ahí emplazados y, por consiguiente, se aplique una rebaja en las tarifas eléctricas.

Afortunadamente, le correspondió anunciarlo, porque fue desarrollado en la gestión anterior del Ministerio de Energía, y dentro de ese anuncio de equidad tarifaria, se incorporó también una aspiración de mucho tiempo de la gente: la eliminación del cobro por corte y reposición. Antes, cuando cortaban la luz, cobraban por cortarla y por darla.

Recuerda que en ese entonces, cuando se anunció la ley de equidad tarifaria, en el diálogo y la comunicación pública, se planteó que el corte y la reposición se iba a sociabilizar entre todos y que no lo iba a pagar la persona de manera individual, porque ese costo se incorporaba al sistema. Es decir, dicho costo va a tarifa, pero, y recuerdo que en ese momento así lo planteamos, iba a ir disminuyendo cuando se incorporaran los medidores inteligentes.

La idea es que el prorratio correspondiente al gasto operativo de las empresas del corte y reposición se va a ir eliminando a medida que se incorporen los medidores inteligentes.

Consultado respecto de que hubiese sido ideal que el recambio de medidores ocurriera después del cambio de distribución, o si estaba bien que se hiciera, a pesar de que todavía no existía un cambio en la ley de distribución, señaló que con los hechos que se conocen, le parece prioritario tener una concepción más amplia de la ley corta, que se queda corta, y retomar la discusión de los medidores inteligentes, así como otros elementos que se han desarrollado en un proceso pre legislativo largo y con muchos actores.

F.- Concurrió el ex secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor **Andrés Romero**.

Partió señalando que fue secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía entre el 13 de marzo de 2014 y el 10 de marzo de 2018. Primero ejerció el cargo en calidad de provisional y transitorio, figura que ya no existe; después fue designado en la terna por el Consejo de la Alta Dirección Pública; y, finalmente, la Presidenta Bachelet, me nominó como titular. Es abogado y magíster en gobernabilidad y gestión pública, dedicado al tema energético desde el año 2006 a la fecha.

La Comisión Nacional de Energía es un servicio público descentralizado, que tiene a su cargo definir la normativa técnica a la cual se sujetan los actores del mercado energético. Se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministro de Energía, a quien le corresponde formular las políticas y normas legales a las cuales se sujeta este organismo regulador.

Señaló esto por la existencia de decisiones de carácter técnico y otras de carácter político. Por eso le interesaba hacer la distinción de las competencias de los distintos organismos.

Acotó que la decisión de implementar un sistema de medición, monitoreo y control para la modernización de la red de distribución eléctrica en Chile no fue una decisión antojadiza tomada a último minuto, antes de que terminara el gobierno de la Presidenta Bachelet y entre cuatro paredes, sino que, muy por el contrario, correspondió a una política pública definida con objetivos, mediante un proceso público y transparente, todo lo cual fue refrendado por el gobierno del Presidente Piñera, a través de la ministra Susana Jiménez.

Partió reiterando, lo mismo que señaló en la sesión pasada el exministro Rebolledo la ley N° 21.076, más conocida como ley de los medidores, aunque no debería llamar así, no fue el fundamento legal para disponer el cambio de medidores.

Lo señala porque se ha publicado en la prensa que fueron el Senado y la Cámara de Diputados los que provocaron este cambio, pero la verdad de las cosas es que no es esa la fuente legal por la cual se tomaron las decisiones; por lo tanto, le parece del todo importante ser muy explícito.

Le parece clarificador, para el cometido de esta comisión, hacer una línea de tiempo que permita identificar los momentos y los instrumentos mediante los cuales se adoptaron las decisiones políticas y técnicas en relación con los medidores inteligentes. La decisión técnica no fue obligar a las empresas distribuidoras a instalar medidores, sino a desarrollar un sistema de medición, monitoreo y control inteligente, en un plazo de 7 años, cosa que es bastante distinta en términos del objetivo que se buscaba.

En una panorámica general, resaltó los siguientes hitos sustantivos:

En primer lugar, en 2015 hubo dos elementos importantes. Primero, se desarrollaron pilotos de medidores por parte de dos empresas: Chilectra, en ese tiempo, y Chilquinta; y, segundo, en diciembre en 2015 se publicó la política energética 2050 (ya señalaré qué dice esta norma sobre redes inteligentes). Durante el 2016, se dictan las leyes N°s 20.928, sobre equidad tarifaria, que es clave en este punto, y 20.936, sobre de transmisión. En noviembre de este mismo año se inicia el trabajo de la norma técnica de distribución y se dicta el decreto de valor agregado de distribución para el período 2016-2020. Hacia fines de 2017, después de más de un año de trabajo, se publica la norma técnica de distribución; y, en 2018, se dicta el decreto de VAD interperíodo: se ingresa a la Contraloría, se saca de la Contraloría y, finalmente, se publica la toma de razón.

El organismo que estuvo a su cargo -CNE- participó asesorando al Ministerio correspondiente en las decisiones políticas; participaron de todos los procesos, pero indudablemente -subrayó-, por el nivel de decisión involucrada, la potestad correspondió a la autoridad política.

El proceso tomó más de dos años de definición política y técnica. Asimismo, señaló que no menciona la ley N° 21.076, porque era una moción presentada por el diputado Sergio Gahona, el 2015, que tenía un objeto distinto y, no fue antecedente para la dictación de la norma técnica de distribución ni tampoco para el VAD interperíodo. Esta la ley no fue el fundamento legal para disponer el cambio de medidores. En esto -a su juicio- ha habido un error de comprensión, especialmente por parte de la prensa, respecto de los reales efectos de la señalada ley,

probablemente, debido a la dificultad de comprender a cabalidad todo el entramado regulatorio del sector eléctrico.

Subrayó que ni senadores ni diputados tomaron la decisión política y técnica del cambio de medidores inteligentes, a través de la ley N° 21.076, ya que esta no fue requisito, ni tampoco fue la ley que otorgó la habilitación legal para que la autoridad competente pudiese fijar la normativa que obligaba a las empresas distribuidoras a cambiar gradualmente los medidores existentes por un sistema de medición, monitoreo y control inteligente.

En efecto, argumentó, la primera norma legal más relevante es la ley N° 20.936, conocida como ley de transmisión, que en su artículo 72-19, dispone que es la Comisión Nacional de Energía el organismo encargado de fijar las normas técnicas que rigen los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector eléctrico. Esta ley entró en vigencia en julio de 2016, es decir, un año y medio antes que la ley N° 21.076.

Con la ley de transmisión, se facultó a la CNE para dictar la norma técnica de calidad. Es un primer hito regulatorio.

A su vez, la ley N° 20.928, ley de equidad tarifaria, incorporó un nuevo inciso final al artículo 184 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual habilita a incorporar, dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD) a los denominados servicios asociados, que son servicios no consistentes en suministro de energía, pero que están asociados al servicio de distribución, y que su tarifa se regule, porque así lo ordenó el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

La modificación al artículo 184 permite que algunos de estos servicios puedan ser incorporados al VAD, pasen a tarifa y, por lo tanto, pasen a ser de prestación obligatoria y sujetos a condiciones de servicio público.

Dentro de esos servicios asociados se encuentran el cambio o recambio de medidor y el corte y reposición del servicio eléctrico.

Recordó que frente a la inquietud planteada por algunos parlamentarios, durante la tramitación de la ley de equidad tarifaria, en relación con la razonabilidad de socializar los costos de los medidores y el corte y reposición, el ministro Pacheco expresó en la Sala

del Senado, en mayo de 2016, lo siguiente: "Señor Presidente, esos aparatos son de dos tipos, como los señores senadores bien saben: pueden ser de la compañía distribuidora o de propiedad del jefe de hogar o de la dueña de casa. Lo que hemos planteado en el proyecto se refiere a que ya estamos incorporando medidores inteligentes al sistema. Entonces, necesitamos que el concepto también sea parte de lo que en el cálculo del watt (VAD) se considerará como tarificación por el servicio."

Lo señalado por el ministro Pacheco no fue espontáneo ni fruto de una equivocación. Meses antes, el 30 de diciembre de 2015, la Presidenta Bachelet firmó el decreto supremo que aprueba la nueva estrategia a largo plazo para el sector energético en nuestro país, denominada Energía 2050.

Cree que es importante señalar que Energía 2050 fue el fruto de un largo proceso participativo y transparente, en el que participaron diferentes estamentos de la sociedad. Esto fue un cambio de paradigma en la forma de construir las políticas en el sector de energía.

La señalada política, en su eje número uno, establece la seguridad y calidad de suministro. Una de las líneas de acción de dicha política se llama producción descentralizada y gestión activa de la demanda. En dicho documento, se expresa "La evolución de la tecnología ha permitido transformar el día a día de las personas, la manera en que se llevan a cabo los negocios y el rol de cada agente de la sociedad. La energía no es la excepción, en este campo, las tecnologías de la información aplicadas a redes y medidores inteligentes están colaborando en la creación de un nuevo paradigma en el sector. En la provisión de energía del futuro, los usuarios ya no serán meros receptores de lo que provenga de productores, generadores y comercializadores, con modelos de negocios rígidos en cada uno de los segmentos, sino que la demanda será lo suficientemente flexible como para influenciar y tomar un rol activo en la provisión de energía. Los avances en las aplicaciones de comunicación y gestión enmarcadas en el paradigma de redes inteligentes habrán llevado a que el uso de la energía sea gestionable, incluso en el caso de los dispositivos más intensivos en consumo a nivel residencial, comercial e industrial."

Finalmente, se consigna: "Aun cuando sus beneficios son evidentes, el desarrollo de redes inteligentes ha tenido un lento despegue en muchos países, incluido Chile,

a causa de barreras tanto de mercado y regulatorias como tecnológicas y de información.”.

En otras palabras, -a su juicio- la decisión de incorporar masivamente sistemas de medición inteligente se definió como política pública en diciembre de 2015, a través de la política Energía 2050.

Hizo presente que conforme a todo lo señalado y previo a la vigencia de la ley N° 21.076, la CNE contaba con las facultades legales para dictar la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, que entró en vigencia en diciembre de 2017, en la cual se estableció, entre otras materias, la exigencia de instalar sistemas de medición, monitoreo y control inteligentes. Por su parte, el Ministerio de Energía contaba con las facultades legales para incorporar en el decreto de VAD el costo de medidores, su instalación, cambio y reposición, entre otros servicios asociados.

Acotó que la conclusión antes señalada no es solo suya, y citó al profesor de la Universidad Católica, abogado constitucionalista y especialista en energía, Eugenio Evans, en una columna de opinión publicada el 20 de marzo último en el diario La Tercera, que se titula “Medidores inteligentes: la verdadera disyuntiva”, columna escrita conjuntamente con Andrés Peñaloza: “Conforme a la Ley General de Servicios Eléctricos, el VAD y las tarifas se relacionan más o menos así: se consideran las inversiones y costos de las distribuidoras que sean eficientes (“empresa modelo”) y luego el Presidente de la República fija tarifas que les permiten obtener un rango de rentabilidad limitado por ley. Los nuevos medidores serían parte del VAD, del mismo modo que los postes, las líneas, los transformadores, etc. Y esto habría sido así con o sin el proyecto original de la Ley N° 21.076, pues, como advirtió la Comisión Nacional de Energía a los parlamentarios durante su tramitación, la Ley de Equidad Tarifaria (Ley N°20.928) ya había abierto la puerta para que la inversión fuera eventualmente considerada para determinar el VAD (o sea, agregada en las tarifas).”.

Por tanto, y dadas las potestades que incorporó la ley de equidad tarifaria y de transmisión, en noviembre del 2016, la CNE dio inicio al proceso de elaboración de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, y en ese decreto -cosa muy importante, porque se estaba a punto de dictar el decreto VAD, que es el decreto 11T que rige 2016-2010- se incorporó

una fórmula para que, una vez que se materializaran las inversiones que fueran obligatorias producto de la norma de calidad que venía, se pudiera actualizar la tarifa.

Consultado por qué entonces se le hicieron modificaciones a la moción que dio origen a la ley N° 21.076. Señaló que la respuesta es muy precisa: fue para evitar contradicciones o inconsistencias en las decisiones que se tomaron en la norma técnica respecto de las modificaciones que se estaban introduciendo a la Ley General de Servicios Eléctricos.

A modo de resumen, y dado que en la norma técnica ya estaba incorporado los sistemas de medida como parte de la red y esto ya estaban entrando en el decreto tarifario, si en la ley solo quedaba que solo en caso de emergencia las compañías tenían que hacer estos cambios, iba a quedar una inconsistencia. Por tanto, la modificación que se introdujo fue para que no existiera esa inconsistencia.

En ese escenario, se prefirió que cuadrara todo de tal manera que no hubiera inconsistencia, para evitar, por ejemplo, que después la Contraloría pudiera tener una interpretación distinta o que una compañía distribuidora, incluso, pudiera decir que la ley posterior al VAD y a la norma técnica dijo otra cosa, dijo que solamente era en caso de emergencia. Por eso se intervino la ley N° 21.076.

No se requería la ley N° 21.076, la moción del diputado, para tener la norma técnica que definía como parte de la red de distribución, obligar a estos sistemas de admisión, monitoreo y control a ser parte de la red y tampoco para poner estos medidores dentro del valor agregado de distribución; no se requería, porque ya había una habilitación legal por la ley de equidad tarifaria y de transmisión.

Esto también, recordó, fue una cosa de traslape de fechas, porque la moción salió de la Cámara de Diputados en agosto de 2016, no tuvo tramitación sino hasta fines de 2017. De hecho, las sesiones de la Comisión de Energía del Senado fueron en enero y diciembre de 2017, cuando ya se había dictado la norma técnica. Por lo tanto, si permitíamos que saliera la ley tal como venía la moción, lo que iba a quedar en la ley General de Servicios Eléctricos es que solo en casos de emergencias las empresas debían cambiar los medidores y los empalmes. Sin embargo, en la norma técnica y en el VAD se señala que deben cambiarlos siempre,

porque, en realidad, ellos son los responsables de esto. De manera que iba a quedar una inconsistencia, por eso se prefirió introducir una modificación a la moción, de manera que todo quedara consistente. Desde ya, probablemente toda esta explicación que estoy dando ahora quizá hubiera quedado mejor contenida en el informe o la podríamos haber dado de mejor manera.

Por eso, a su juicio no es justo decir que la ley N° 21.076 habilitó el cambio, porque las leyes que dieron el fundamento legal fueron anteriores. Se tomaron las decisiones de política pública y técnicas correspondientes, de manera que lo que se hizo con dicha ley fue más bien que no quedara disconforme con lo que se estaba llevando a cabo.

Carolina Zelaya, precisó que "en razón de la modificación legal antes señalada, lo relativo a medidores y empalmes debiera ser incorporado en el VAD que corresponda, teniendo así un reconocimiento a nivel tarifario cuando ocurra la catástrofe. Con las nuevas disposiciones legales introducidas por el proyecto de ley de Equidad Tarifaria Residencial se pueden incorporar al VAD servicios asociados como estos, lo que da más seguridad a los clientes ante catástrofes, debido a que la responsabilidad queda en la empresa pues se le paga por ellos un costo por gestión eficiente. En una mirada de largo plazo lo relativo a la propiedad de los medidores y empalmes podría incluirse dentro del proceso tarifario, pasando a ser parte del servicio público de distribución. Con ello desaparecen los cargos correspondientes en los servicios asociados y se abordan naturalmente aspectos como el reemplazo, obsolescencia tecnológica, mantenimiento,....".

Luego, recordó, la secretaria ejecutiva subrogante de la Comisión Nacional de Energía explicó que la modificación propuesta en el proyecto de ley de equidad tarifaria se establece que es algo complementario, porque pasar servicios como estos, por ejemplo, al Valor Agregado de Distribución, el servicio se hace obligatorio, de manera que el corte, la reposición o el reemplazo del medidor o empalme es de responsabilidad de la empresa y queda comprendido dentro del concepto de redes de distribución, y se debe considerar en el costo eficiente que se debe tarificar por concepto de distribución.

Señaló que la CNE le hizo ver a esta Corporación que la moción parlamentaria, cuyo objeto era entregar esta responsabilidad a las empresas distribuidoras,

podía ser abordada de otra manera, y eso fue lo que se planteó en la Cámara. Posteriormente, en el Senado se planteó no solo que podía ser abordado, sino que ya estaba abordado de otra manera.

El trabajo de elaboración de la Norma Técnica comenzó por Resolución N° 773 de la CNE, de 10 de noviembre de 2016. La ley N° 21.076 se discute a fines de noviembre, y principalmente en diciembre de 2017 y enero de 2018.

En consecuencia, antes de que se aprobara en particular la moción parlamentaria en el Senado, la CNE en uso de las facultades que la ley le entregó, dispuso que todos los empalmes y medidores eran parte de la red o del sistema de distribución, y por tanto de responsabilidad íntegra de las compañías distribuidoras.

Por tanto, resultaba contradictorio que se aprobara la moción parlamentaria en los términos propuestos originalmente, porque disponía que solo en caso de emergencias o fuerza mayor las distribuidoras debían hacerse cargo del retiro y reposición de los empalmes y medidores.

La CNE evaluó las dos opciones, y resolvió que era mejor modificar la moción, de manera que hubiera esta unidad, porque se iba a cumplir el objetivo de la moción, dado que, aunque fuera emergencia o no emergencia, las empresas distribuidoras debían ser responsables de este cambio. De hecho, la diferencia se marca en los informes correspondientes, porque en el informe del segundo trámite constitucional de la Ley N° 21.076, en el cual le tocó participar, señaló expresamente que "dado que en la actualidad algunos medidores son de propiedad de las empresas distribuidoras y otros de los usuarios (el 70% de ellos), para avanzar hacia un sistema inteligente -necesario para acoger una generación distribuida- se debe modificar la LGSE para que los empalmes y medidores formen parte de la red de distribución. Al ser un componente de la red de distribución, los medidores pasan a tarifa, la cual habrá de ser regulada por la CNE. A este organismo le corresponderá definir el valor de un medidor eficiente: luego de establecerse el estándar del medidor y el valor de la tarifa que se debe pagar, si la compañía compra un medidor de mayor costo deberá asumir la diferencia."

Cree que la lectura del informe de la Comisión permite afirmar que tanto la Subsecretaria de Energía como él se refirieron al tema de manera explícita. En

efecto, la Subsecretaria señora Ximena Jara señaló en su momento: "usualmente los usuarios son dueños del 70% de los medidores, mientras que las empresas distribuidoras lo son del 30% restante. Las compañías cobran al particular una renta por la parte que es objeto de arrendamiento. La tendencia futura, tratándose de medidores inteligentes, se orienta en el sentido de que las distribuidoras sean dueñas de los aparatos."

Por su parte, señaló expresamente: "La idea es que empalme y medidor sean de propiedad de la compañía para que, en el evento de una situación de fuerza mayor (por ejemplo, una catástrofe), la reposición de estas instalaciones sea de cargo de la empresa distribuidora. Al ser un componente de la red de distribución los medidores pasan a tarifa, la cual habrá de ser regulada por la CNE."

Además, cuando lee el informe, queda con la tranquilidad de que fue explícito en señalar la decisión que se estaba tomando y, además, de que estaba contemplado de que eso se asumiera en las tarifas correspondientes.

En efecto, al término del informe se señala: "Al concluir, el personero (Andrés Romero) informó que en un plazo de siete años los medidores inteligentes deberían estar instalados en el 100% de los casos."

Se agrega: "Terminado este período, la totalidad de los medidores serán de propiedad de las compañías, y estarán incluidos en la tarifa. Para los empalmes, a su turno, no se ha considerado una sustitución masiva, por lo que a su respecto el proceso será paulatino."

Ahora bien, manifestó, otro punto que se ha planteado ante esta comisión es por qué el Ejecutivo no presentó la indicación en el Senado por sí mismo. En el Senado se discute en general, después se aprueba, se abre un plazo de indicaciones y estas se presentan. En este caso, como era un artículo único, se discutió en general y en particular a la vez durante tres sesiones. Por lo tanto, no hubo un plazo para presentar indicaciones. Entonces, el Ejecutivo planteó esto, lo que quedó consignado en el informe. La CNE hizo una propuesta; de hecho, el informe señala explícitamente que el Ejecutivo hace la propuesta. En ningún caso fue una idea de los senadores, sino del gobierno. Dado que era una indicación que no era de iniciativa exclusiva del Ejecutivo, por una cuestión de celeridad de la tramitación, se planteó que los senadores pudieran hacer suya la indicación. Si hubiera sido de iniciativa exclusiva, lo

que hubiera pasado, discutida la idea y estando de acuerdo los senadores, a la sesión siguiente el Ejecutivo hubiera tenido que llegar con la indicación, cosa bastante común en los procesos legislativos.

Precisó que la intención no era esconder que esta era una idea del Ejecutivo y no entregar la indicación. La historia de la ley dice que fue el Ejecutivo y eso lo reafirmó por completo.

Reiteró que la ley N° 21.076 no fue el fundamento legal para disponer el cambio de medidores. La razón de la modificación de la ley N° 21.076 fue evitar las incongruencias. Básicamente, la decisión se tomó como política pública en 2015, la visión técnica en 2016 y la incorporación en la tarifa en 2017 y 2018.

Como segundo punto, señaló, explicó el proceso de elaboración, dictación y publicidad de la norma técnica de distribución. Se ha planteado que la medida fue una decisión adoptada en enero, a última hora, pero la verdad es que la deliberación tomó bastante tiempo, después de varias resoluciones y con la participación de un consejo consultivo.

En primer lugar, durante las últimas décadas la calidad de servicio de los sistemas de distribución había sido regulada en diversos cuerpos normativos, básicamente en el Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería. En el fondo, la calidad hasta la dictación de la norma técnica correspondía a una calidad de 1997, sin ninguna actualización. Durante veinte años no se hizo nada por mejorar la calidad de la provisión del servicio eléctrico a los hogares.

La estadística del índice por el cual todos los países se miden respecto de la interrupción de servicio, denominada Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (Saidi), corresponde al promedio de duración de las interrupciones. Uno de los peores servicios que tenemos en Chile es el eléctrico debido a la interrupción del suministro.

En 2012 el promedio del país fue de 16,7 horas. En los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) de Europa se cuenta por minutos. De hecho, cuando se expone esto en el extranjero, piensan que está en minutos y uno le dice que son horas. Fueron 16,7 horas promedio. ¡Ojo! Los promedios siempre

esconden las colas y si bien en Santiago el índice fue de 8,9 horas, en regiones superó las 34 horas.

Manifestó que con el tiempo bajamos el índice de 16,7 horas a 13,9 horas y a 15,7 horas, pero en 2017, año en el que se trabajó la norma técnica de calidad de distribución, el promedio alcanzó el record de más de 18 horas. Sin embargo, recordó, ese año fue el de la nevazón y de los temporales en el sur, en cuyo año las familias de Chile estuvieron días sin suministro eléctrico, no horas. Un escenario en que la autoridad no tenía información acerca de la cantidad de personas que estaban afectadas y por lo tanto, sin lugar a dudas, esos índices influyeron en el desarrollo y en la discusión de la norma técnica de calidad y distribución.

Por eso y con el objeto de corregir esa situación y asegurar un mejor servicio eléctrico a la ciudadanía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), en ejercicio de sus facultades normativas, inicia en noviembre del 2016 un proceso participativo y transparente para desarrollar la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

En efecto, el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicio Eléctrico, que se introdujo por ley de transmisión, dispone que "estas normas técnicas serán elaboradas y modificadas en virtud de un proceso público y participativo, (...) y deberá constituir un comité consultivo especial, a fin de recabar su opinión acerca del tema. El comité podrá conformarse por representantes de la Comisión, la Superintendencia, el Coordinador, las empresas del sector y expertos técnicos.". Es decir, la CNE no puede dictar ninguna norma técnica sin constituir un consejo consultivo especial.

De esa manera, mediante Resolución N°754 del 3 de noviembre de 2016, que dejo a disposición de la Secretaría, la CNE fijó el primer plan anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente a 2016, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicio Eléctrico. Dieron la habilitación en agosto, por eso se dictó hacia fines de año. Cabe señalar que la resolución no solo fue publicada en el sitio web de la CNE, sino también en el Diario Oficial el día 10 de noviembre de 2016.

Posteriormente, se procedió a dictar la resolución de inicio del respectivo trabajo normativo, la

resolución CNE N° 773 de 10 de Noviembre de 2016, la cual define los objetivos, justificaciones y lineamientos generales de la respectiva norma técnica.

Entonces, tenemos ley de transmisión; plan anual normativo, resolución N° 754; la resolución N° 733, que acabo de entregar, que da inicio al trabajo de la norma técnica, y luego, en cumplimiento de la ley, se dicta la resolución N° 826, de 24 de noviembre de 2016, que designa a los integrantes del comité consultivo especial (CCE). Este estuvo compuesto por representantes de la CNE, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de empresas distribuidoras y un destacado académico de la Universidad de Chile, uno de los ingenieros con más conocimientos sobre distribución eléctrica en Chile, el profesor Alejandro Navarro. Él fue parte del comité consultivo, por lo tanto, también participó en las once sesiones y en casi un año de trabajo del comité técnico.

Hizo presente que durante 2017 el consejo celebró once sesiones, de las cuales se levantaron actas y cuyos antecedentes son todos públicos y están publicados en la web de la CNE.

En cumplimiento de lo establecido en la ley, una vez finalizado el trabajo del consejo, la comisión convocó a consulta pública. Para esos efectos, por norma legal, se publicó un aviso en el Diario Oficial en el cual se indicó la fecha de inicio y la duración de la respectiva consulta pública.

Durante el proceso no se recibió ninguna observación que se refiera a los sistemas de medición, monitoreo y control que estaba planteando la norma técnica.

Finalmente, la CNE, mediante Resolución N° 706 de 7 de diciembre de 2017, fija la norma técnica de distribución, publicándose el 18 de dicho mes en el Diario Oficial.

Recordó que al día siguiente de la publicación de la norma técnica, el ministro de Energía Andrés Rebolledo, el superintendente (s) de la SEC Jack Nahmías, y él, participaron en una conferencia de prensa. A raíz de esa conferencia en una publicación del diario La Tercera se menciona que hay una implementación del sistema de medición, monitoreo y control. Y las autoridades fueron explícitas en comunicar que habrían costos, incluso se planteó cuánto.

Uno de los temas claves de la norma técnica, especialmente en los sistemas de mediciones, era bajar las horas de indisponibilidad del suministro, porque un sistema de medición de monitoreo inteligente lo que hace es aislar los problemas.

Lo primero que hace es notificar inmediatamente a las compañías donde está, pero sobre todo aislar. Por ejemplo, en vez de que se extienda una falla, lo que hace el sistema es aislar la falla, de tal manera de no solo evitar que se extienda, sino además envía a la cuadrilla inmediatamente a donde está el problema. Eso hace que las horas de indisponibilidad del suministro cambien de una manera abrupta con la introducción de esta tecnología.

Le tocó participar en algunas entrevistas en el Canal 13 y en TVN, y en todos señalamos que las medidas que se estaban implementando eran una mejora radical a la calidad comercial, a la calidad de producto y a la calidad de servicio, y que esto iba acompañado de un sistema de medición, monitoreo y control.

Sistema de medida, monitoreo y control. Consiste no solo en medidores, sino en colocar también sistemas de medición en los alimentadores, sistemas de información, redundancia, etcétera, que conforman parte del sistema.

Por lo tanto, lo que se incorpora al proceso tarifario no son solo medidores, de hecho, es una parte los sistemas de medición, monitoreo y control. También se incorpora al proceso tarifario refuerzo de los cables, cambiando cable desprotegido por cable protegido, poda y los elementos de atención comercial.

La norma técnica establece tres entradas en vigencia. Una parte entró en vigencia inmediatamente; a la otra se le dio un plazo de implementación a las empresas y, finalmente, los nuevos índices Saidi/Saifi más los sistemas de emisión, monitoreo y control, se sujetaron al reconocimiento tarifario en un decreto.

La razón para ello es bastante clara. Se tarifó en 2016 con un nivel de servicio, un nivel de exigencia, y ahora se busca un estándar más alto.

Lo que se justifica entre otros en la electrificación de los consumos, que antes no eran eléctricos, como la electromovilidad, la calefacción, etcétera.

Segundo, la descentralización de los recursos. En el fondo, la demanda va a ser un recursos del sistema en términos de cómo se va a manejar la generación distribuida y el almacenamiento.

Tercero, la digitalización. En el fondo, todos estos elementos parten por una plataforma tecnológica que es la digitalización.

En el futuro los consumidores dejan de ser pasivos receptores de energía y precio, y pasan a ser activos actores del sistema gestionando la demanda, produciendo energía, etcétera. Sin embargo, para todo ello se requiere una base.

Es una tendencia que se está desarrollando en todo el mundo.

Como lo dice la Agencia Internacional de Energía, el mejoramiento de las tecnologías de monitoreo, control y automatización pueden ayudar a permitir que nuevos modelos de negocios desbloqueen beneficios para todo el sistema, incluyendo la reducción de las interrupciones - mejorar calidad-, la mejora de los tiempos de respuesta, el aplazamiento de la inversión en las redes y la integración de los recursos energéticos distribuidos.

El aplazamiento de la inversión en las redes es menos tarifa para los clientes finales, porque en vez que las compañías sigan invirtiendo en fierros con sistemas inteligentes, medidas operacionales reemplazan la construcción de más redes y hace que las tarifas sean más bajas.

A nivel del usuario final, las redes inteligentes pueden permitir la flexibilidad de la demanda y la participación del consumidor en los sistemas de energía, incluyendo la respuesta de la demanda, la carga de vehículos eléctricos y la generación y almacenamiento distribuido.

La flexibilidad de la demanda puede aumentar la capacidad general del sistema para alojar fuentes renovables variables al tiempo que acelera la electrificación de la calefacción, la refrigeración y la industria a costos más bajos.

La implementación de una capa física de infraestructura de red inteligente, basada en medidores inteligentes, puede ayudar a desbloquear esos beneficios.

Para eso Chile requería un trabajo en paralelo. Es decir, se requería una capa física de infraestructura que permitiera ir avanzando en distintos

elementos. Por ejemplo, este Parlamento aprobó hace poco la denominada ley del Net Metering para fomentar el desarrollo de generación distribuida.

En verdad, la generación distribuida no se puede desarrollar masivamente si no se cuenta con redes inteligentes, porque la red no es capaz de gestionarse. Por lo tanto, un avance es el net metering, pero debe empezar a generarse esa capa física.

Efectivamente, la decisión política podría haber sido esperar la ley y después ir por esto, pero la decisión que se tomó fue que se podía ir en paralelo estableciendo la capa física para que la ley pudiera establecer un nuevo modelo para desarrollar este sistema.

Dentro de los elementos que un sistema de medición, monitoreo y control inteligente puede hacer, y que no se ha destacado, es que se puede hacer un corte social. Por ejemplo, si una persona no paga la tarifa en dos meses, antes del corte en algunas partes se ha limitado la potencia, de tal manera que el refrigerador y un par de ampollitas puedan funcionar, de manera que esa familia no quede completamente sin servicio. Se le da un tiempo para que pueda mantener sus alimentos, etcétera, y cuando pague volverá a tener el sistema completo. Tiene ese tipo de beneficio, así como evitar el corte y la reposición o que vaya una cuadrilla, la lectura del medidor se hace a distancia, en fin.

Por lo tanto, hay desde medidas operacionales, como el corte que señalé, hasta diseños del sistema, modelos de negocio, etcétera.

Respecto a cómo el trabajo de la norma técnica finalmente pasa a tarifa, señaló que en noviembre de 2016, al desarrollarse el decreto de VAD 11-T se estableció un mecanismo para que se incorporaran las inversiones que se hicieran.

Eso fue a la Contraloría, y la Contraloría no lo aceptó. Y no lo aceptó no por no contar con las facultades para dictar esa norma técnica, o para que se incorporara en el VAD, sino, simplemente, la Contraloría señaló que no se puede ajustar un decreto tarifario anualmente por decreto; se tiene que hacer solo una vez, utilice el mecanismo de la ley, que es el VAD interperíodo.

Entonces, el VAD interperíodo surge porque la Contraloría no permitió el formato que se había pensado utilizar y, por lo tanto, dado que se dicta norma

técnica, para que se pueda ejecutar parte de esa norma técnica, se requería ese VAD interperíodo.

Por lo tanto, la razón del VAD interperíodo es que esté todo regulado; esto de que haya un acuerdo entre las empresas y la CNE es mandato legal.

Acotó que lo único que hizo el decreto 5-T fue encargar a los mismos consultores que se había adjudicado el estudio de VAD, la empresa Inecon -Ingenieros y Economistas Consultores-, que a la empresa modelo del 11-T se le agregaran estas nuevas exigencias. Por lo tanto, lo que hizo fue calcular cuánto era la nueva exigencia, y eso traspasarlo al factor de economía escala. Ese es el exclusivo ejercicio económico que hicieron el consultor y la Comisión Nacional de Energía; por lo tanto, solo aquellas partidas necesarias para la implementación de la normativa.

Recordó que en el traspaso de mando le tocaron, por lo menos, dos reuniones con el equipo entrante, representado por la ministra y su equipo. Se le hizo presente la norma técnica y este decreto; también se le hicieron presentes los efectos en términos de tarifas, etcétera. Hubo múltiples reuniones, y la secretaria ejecutiva subrogante de la CNE, Carolina Zelaya, tuvo múltiples reuniones entre el equipo de la CNE y el ministerio, viendo los efectos, etcétera.

Esto se retira a principios de agosto. No conoce las razones de por qué retiró, pero se reingresa sin ningún cambio pocas semanas después y, por lo tanto, se sanciona también la posibilidad de que entrara en vigencia la normativa.

En conclusión, la decisión de implementar un sistema de medición, monitoreo y control inteligente, para la modernización de la red de distribución fue una política pública desarrollada desde el año 2015 y que tomó más de tres años en tomar forma técnica definitiva hasta su implementación.

Esta política responde a una tendencia internacional en el marco de la transición energética que el mundo vive, la que está avanzando a sistemas eléctricos renovables, descentralizados, con mayor uso de la electricidad y en el que las personas pasan a ser actores activos del sistema eléctrico.

Para ello se requiere una nueva red de distribución, que permitan bidireccionalidad y gestionabilidad, entregándole información a las personas para

que puedan tomar decisiones. Esta nueva red genera costos y beneficios, siendo los beneficios muy superiores a los costos.

Sin lugar a dudas, este cambio de paradigma requiere educación, información y, por sobre todo, comprensión y apoyo ciudadano, quienes son en definitiva los beneficiarios del proceso.

En este último punto, está claro que fallaron todos quienes estuvieron involucrados en el proceso.

G.- Asistió el señor **Contralor General de la República**, Jorge Bermúdez Soto.

Manifestó que el objetivo de su presentación es explicar el rol de la Contraloría en la tramitación de los decretos tarifarios que han sido objeto del estudio de esta comisión especial investigadora.

Lo primero que aclaró es qué hace o cuál es el rol de la Contraloría en términos genéricos y abstractos, y eso pasa básicamente por el control previo de legalidad, que es el trámite de toma de razón.

En el trámite de toma de razón, la Contraloría, va a hacer este examen preventivo, tanto en los decretos del ministerio que fija las tarifas del sector eléctrico, por ejemplo el 11T, que ha sido discutido acá; el 5T que también fue analizado en las distintas sesiones, como el 7T, que hoy precisamente está en tramitación en la Contraloría.

También se analizan los decretos que otorgan las concesiones, por ejemplo, del sector eléctrico, y es parte de este control previo.

Por el contrario, la Contraloría no interviene, o no hay toma de razón en las normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía; por lo tanto, las resoluciones que aprueban estas normas técnicas están exentas, como tampoco interviene en las resoluciones que aprueban otro tipo de actuaciones de parte de la comisión, como pueden ser los acuerdos que se suscriben entre las distribuidoras y la Comisión Nacional de Energía. Esas también son resoluciones exentas que se dictan por parte del propio regulador.

La Contraloría interviene en la dictación del decreto tarifario a través de la toma de razón: 11T, 5T y hoy 7T, que son los que se están discutiendo.

No participa, no interviene, por lo menos no desde el punto de vista del control previo, que es la toma de razón, de las normas técnicas, como la que está hoy vigente, que es la resolución exenta N° 706 u otras actuaciones, como aquellas resoluciones que aprueban los acuerdos entre concesionarios, distribuidores y la Comisión Nacional de Energía.

Visto esto desde el punto de vista de lo que significa la industria o sector eléctrico, hay un sector de generación, un ámbito de generación, donde hay un decreto en que se fija el precio de nudo promedio para el sistema eléctrico nacional, y de ese decreto sí se toma razón; allí se incorporan, por ejemplo, los conceptos de equidad tarifaria residencial y también el reconocimiento de la generación local, que son las normas que se incorporaron a partir de la nueva ley de guía tarifaria; luego la transmisión, hay resoluciones exentas que dicta la Comisión Nacional de Energía, como las que aparecen en la lámina: los cargos por el uso de los sistemas de transmisión, los cargos por la nueva infraestructura asociada y las interconexiones que se hagan a nivel internacional y, a su vez, pasan por la Contraloría los decretos que fijan el valor anual del sistema de transmisión y el decreto sobre derechos de ejecución de obras nuevas y obras de ampliación.

Por último, en la distribución, que es lo que ocupa a la comisión, están los decretos tarifarios que son los cargos por el servicio de distribución, los peajes por uso del sistema de distribución y los servicios asociados, y ese tercer punto también es relevante para efectos del trabajo de la comisión.

Desde el punto de vista de los intervinientes, de los órganos públicos y privados que participan de este sector, obviamente está el órgano de la política energética, que es el ministerio, donde se genera la política energética y también la normativa, tanto la que tiene carácter reglamentario como aquella que es de iniciativa del Ejecutivo y que debe pasar por el Congreso Nacional, es decir, las leyes; el órgano técnico, que es la Comisión Nacional de Energía, que es la que hace los análisis de los precios, de las tarifas y de las demás normas técnicas, y que por regla general sus actuaciones están exentas del trámite de toma de razón, como ya había dicho; el fiscalizador, que es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la SEC; luego está este órgano que se denomina

el Coordinador Eléctrico Nacional, que es un órgano técnico e independiente que coordina la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, que está interconectado; el órgano que dirime las controversias, que es el Panel de Expertos y, obviamente acá, quien hace la distribución, o esa parte del sector eléctrico, que son las Empresas Distribuidoras que son las que dan la prestación.

Yendo al análisis de cada uno de los decretos tarifarios, del 11T y del 5T, y la participación que ha tenido aquí la Contraloría, si se ve en perspectiva histórica o haciendo una línea de tiempo, en 2015, en el mes de octubre, se ingresó una moción parlamentaria, un proyecto de ley, el 10.331-08 del diputado Sergio Gahona, miembro de la comisión, y esta moción es importante, porque es la que luego va a servir de origen -en el mismo boletín se puede ver- a la ley N° 21.076, que es la que se prueba a fines de febrero de 2018.

También en 2015 la aprobación de la Política Energética 2050, que es la política que en general, no en términos muy precisos, pero en general, hace una alusión a esta innovación desde el punto de vista tecnológico para el cambio de medidores. No lo dice así expresamente, pero uno podría entender que en algunos párrafos hay una mención a esta innovación tecnológica, aunque no lo dice y solo habla en general del sistema de control y medición eficiente. Esas serían las expresiones que utiliza la política.

Luego, en 2016, dos leyes importantes: la ley N° 20.928, que es la que incorpora la equidad tarifaria, y que es bien relevante porque agrega en el artículo 184 de la Ley General de Servicios Eléctricos un inciso final y esta es la norma que se refiere a los costos por los servicios asociados o complementarios. Esta norma permite incorporar a tarifas los costos de corte y reposición.

El corte y reposición deja de ser un costo individual, uno a uno, y pasa a ser un costo que se incorpora en las tarifas y que, por lo tanto, se distribuye entre todos los usuarios.

Esa es una innovación importante -a su juicio-, porque es un elemento que está incorporado en las tarifas; desde el 11T.

Luego está la ley N° 20.936, que es la ley de transmisión, donde se incorpora un artículo 72-19, que hace referencia a la norma técnica a la que puede expedir o

dictar la Comisión Nacional de Energía, norma técnica que es aprobada por una resolución exenta y que sirve de base para el decreto tarifario y, por lo tanto, es lo que genera la discusión en la comisión.

En la línea del tiempo, en agosto de 2017, se publica el decreto N° 11T y en diciembre la norma técnica de Calidad de Servicio para sistemas de distribución que está aprobada en la resolución exenta 706.

En febrero de 2018, la ley N°21.076 incorpora la situación de la reposición del medidor y el empalme en situación de catástrofe, pero varias cosas más, como la comisión sabe.

En 2018, se publica el decreto N° 5T, que es este decreto complementario.

Específicamente respecto de decreto N° 11T y el valor agregado de distribución. Aquí, tenemos un decreto que establece una tarifa, la que se supone va a regir por un período de cuatro años. Eso es lo que se hace en este 11T y es el período que se ha establecido en la ley de vigencia de esta tarifa.

El valor agregado de distribución, que en el fondo es lo que se fija en el decreto, incorpora los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, que es eficiente en la política de inversiones y en su gestión.

Es importante tener en cuenta que es una tarifa que rige por cuatro años y que se va a hacer un informe técnico elaborado por el organismo técnico, que es la comisión, de acuerdo con el procedimiento reglado que está en el artículo 187.

Sostuvo que si la tramitación del decreto N° 11T de 2016 se lleva a una línea de tiempo, dará cuenta de una tramitación extensa, es una norma compleja desde el punto de vista técnico y que tiene varios hitos: el ingreso, las reuniones con el Ministerio de Energía y con la Comisión Nacional de Energía, por ejemplo, el 17 de enero de 2017; el retiro del decreto que se produce el 27 de febrero de 2017; hay un segundo ingreso que se hace el 7 de marzo; luego, hay otras dos reuniones en abril y mayo. Después, se vuelve a retirar el decreto el 21 de junio, nuevamente hay reuniones, como las del 22 de junio y la del 17 de julio. Hay un tercer ingreso el 31 de julio de 2017, y el 17 de agosto se toma razón de este decreto N° 11T de 2016.

Esos son los ingresos y son las distintas versiones que tiene el decreto. Esto es simplemente para mostrar en términos gráficos, pero básicamente estos decretos son fórmulas y hay que revisarlas una a una. Son decretos muy técnicos, cada una de estas fórmulas hay que revisarlas y obviamente que cada vez que haya un reingreso, sin perjuicio de que muchas veces el reingreso responde a una discusión, a un trabajo que ha hecho la Contraloría, en este caso, con el regulador, hay que revisarlo nuevamente completo, porque hay que ver qué otros aspectos han cambiado de esa norma y que a lo mejor no estaban reflejados necesariamente en la reunión o en una minuta de trabajo. Por eso podríamos decir que esta tramitación es extensa.

Señaló, a la pregunta de por qué se demoró tanto la tramitación del 11T. Contestó que precisamente porque son decretos complejos, que requieren una expertise técnica, una expertise ingenieril que la Contraloría tiene, pero exige muchas aclaraciones por parte del regulador, contempla una serie de aspectos relativos a las empresas de distribución, cuáles son los clientes que tienen suministros regulados, las opciones tarifarias, los cargos tarifarios, las condiciones de aplicación de la tarifa, la fórmulas tarifarias que no es solo una, sino que son varias que hay que revisar y sobre todo el punto 7, que es clave para entender la tramitación del 11T, que es la determinación de los parámetros de las fórmulas tarifarias.

En los costos de distribución, original del decreto, se hacía mención a la fórmula del costo de distribución, al factor de corte y reposición, que era un factor nuevo que se había permitido incorporar con la modificación del artículo 184, y el factor de economía de escala para los costos de distribución, y esto es bien relevante.

La Contraloría revisa esta fórmula y en su versión original, ¿qué hacía el decreto 11T? Establecía la actualización del decreto basado en un factor de economía de escala de costos de distribución y permitía que se modificase este factor de economía de escala anualmente. Con esto, se establecía una especie de procedimiento en virtud del cual el factor de economía de escala podía actualizarse, no cada cuatro años, como se señala en el decreto tarifario, sino que en realidad por una vía administrativa se podía hacer esto anualmente y, además, basado en una norma técnica que ni

siquiera estaba dictada, como se recordará la norma técnica se dicta a fines de 2017.

Esa actualización no está permitida en la ley, esta era una novedad administrativa, porque la actualización de los factores de economía de escala está establecida cada cuatro años y por lo tanto eso era una objeción relevante de parte de la Contraloría a ese decreto tarifario.

El decreto tarifario debe dar cuenta de las inversiones que hace una empresa, una empresa modelo, teórica, pero cada cuatro años. Eso es lo que establece la legislación.

Cuando se cambia o se pretende cambiar la norma técnica, como se esperaba hacer en este caso, entonces -dicen-, bueno, vamos a incorporar ese cambio de tecnología que es una inversión y vamos a hacer un procedimiento administrativo para actualizar, con esa inversión, el decreto tarifario.

Entonces, la Contraloría, dice: esto usted no lo puede hacer año a año, tiene que hacerlo cada cuatro años porque las inversiones se reconocen cada cuatro años, que es lo que establece la legislación.

Esa fue la discusión que tomó varios meses entre la Contraloría y el regulador, ministerio, comisión, porque la Contraloría sostuvo que eso no estaba permitido. Se puede incorporar, de acuerdo con la modificación legal, por ejemplo, el corte y reposición de suministro, porque ahora ya no es uno a uno, como había dicho, sino que ahora es una parte de la tarifa y por lo tanto está distribuido entre todos los usuarios, pero no puede incorporar esa nueva inversión, sino que hasta el momento en que entre en vigor el nuevo tarifario.

En eso ya está la idea de que se puedan incorporar anualmente estas nuevas inversiones, y nosotros vamos a ir actualizando ese factor de economía a escala, que redundaba obviamente en el VAD, en la tarifa.

O sea, una vez ejecutada la inversión, se le va a reconocer para efectos del factor de economía de escala.

¿Cuál es el problema de esto? El problema estaba en que las inversiones se pueden reconocer una vez que están hechas en este decreto tarifario, no lo puede hacer año a año, pero además tampoco lo puede hacer si ni siquiera está dictada todavía la norma técnica que se estaba tomando como

por supuesta en este decreto N° 11 T, que tampoco había ocurrido todavía. Esa es la discusión que se da entre la Contraloría y el regulador.

La conclusión de todo eso es que en definitiva se cursa esa parte del 11 T sin el reconocimiento de la posibilidad de incorporar estas inversiones sino hasta el siguiente período de 4 años, y eso sería lo lógico.

Entonces, la conclusión es que el proceso tarifario es un procedimiento reglado. Esa es una expresión técnica que quiere decir que los pasos están establecidos en la legislación, en el artículo 187 de la LGSE, pero también en la regulación infralegal.

El decreto que se había ingresado originariamente contemplaba este procedimiento de actualización, que era un procedimiento de reconocimiento administrativo, pero no de reconocimiento legal.

El artículo 184, que había sido modificado en el inciso final, permite incorporar otros servicios asociados como el de corte y reposición, y eso fue lo que se hizo, pero en las expresiones que usaba el artículo 184 no se podían entender las inversiones como servicios asociados. Esa es otra cosa, y eso va en el decreto tarifario normal.

El decreto hacía referencia a esta normativa que no se había dictado y en las distintas reuniones la comisión propuso en su momento que se sustituyese el procedimiento por una especie de fórmula de indexación de las inversiones asociadas, pero eso en realidad era cambiar lo escrito por fórmulas, y el efecto que producía era el mismo, lo cual también fue rechazado por la Contraloría.

Para entender el 5 T hay que tener en mente el artículo 187, de la Ley General de Servicios Eléctricos. La ley establece este procedimiento para fijar las tarifas cada cuatro años, pero la ley establece tres supuestos, en virtud de los cuales se puede cambiar esta tarifa o podría haber una modificación de la tarifa.

Entonces, estas fórmulas tienen un período de validez de cuatro años, a no ser que en el intertanto haya una variación del ciento por ciento o más del IPC o haya una variación de más de 5 puntos en la rentabilidad de las empresas, que podría ser positiva o negativa, y ahí la comisión debe hacer un nuevo estudio, y el tercer supuesto, que es el que está marcado en negritas y

subrayado en la lámina, es que antes del término del período de cuatro años hay un acuerdo unánime entre las empresas distribuidoras y la comisión para efectuar este nuevo estudio de tarifas que permita que antes del período de término de los cuatro años del período de tarificación pueda hacerse una revisión que dé lugar a un complemento o a un VAD interperíodo, como se ha señalado respecto del 5 T.

Son tres situaciones. Las dos primeras, que es IPC o rentabilidad, se refieren a casos en que la comisión necesariamente debe actualizar la tarifa en virtud de esta variación, y el tercer supuesto, que podríamos llamar "consensual", en que empresas por unanimidad y regulador, comisión, acuerdan este VAD interperíodo. Ese sería el supuesto que operó en el 5 T, que también es inédito, ya que es primera vez que se produce.

Entonces, tenemos el 5 T, de 2018, que es el denominado VAD interperíodo, y este decreto fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, que están en el 11 T, y de acuerdo con la actualización de los parámetros, que son los factores de economía de escala para los costos de distribución, los factores de economía de escala para los cargos fijos -las siglas que aparecen en la lámina son distintos tipos de cargos fijos-, y los factores de expansión de pérdidas. Esos son los tres elementos que hay que actualizar.

Por lo tanto, el decreto internaliza y, actualiza en la tarifa las mayores inversiones, empalme y medidor, pero también las eficiencias. Por eso, los factores de expansión de pérdidas aquí debían incorporarse a la baja, toda vez que esto podía significar menores costos.

Ahora bien, como antecedente del 5 T, y teniendo a la vista de nuevo esta norma del 187, inciso final, está este acuerdo unánime que tienen que haber suscrito las distribuidoras con el regulador, la comisión, y ese acuerdo está en la resolución exenta N° 560. Por lo tanto, efectivamente se llega al acuerdo, este se formaliza, y se dicta la resolución exenta por parte de las empresas, que es para efectuar este nuevo estudio de las tarifas, y que permitan la dictación del 5 T.

Es muy indiciario lo que establece el considerando letra f) de la resolución exenta N° 560, que señala que esta resolución se dicta en consideración a que la nueva norma técnica de distribución que dictará la Comisión Nacional de Energía implicará nuevos costos e inversiones en

distribución no reconocidos en las actuales tarifas de suministro de electricidad, fijadas en el decreto 11 T, y se ha constatado la necesidad de realizar un nuevo estudio de tarifas.

Eso -a su juicio- es muy relevante porque empresas y regulador llegan al acuerdo unánime antes incluso de que esté la norma técnica que implica esta inversión, que es el cambio de medidores. Después se dicta la norma técnica.

Primero se llega a un acuerdo de una probable norma técnica, que después se dicta hacia fines de ese mismo año

Hay reuniones de trabajo, una, el 12 de junio. El decreto fue retirado el 3 de agosto y reingresado, sin cambios, el 20 de agosto. En el contexto del retiro, por parte del gobierno entrante, de muchos decretos que estaban siendo tramitados todavía, y el 21 de septiembre del año pasado se tomó razón, con alcance. Con alcance quiere decir que se hacen algunas precisiones respecto de la normativa que se está aprobando en el decreto. En la presentación se observa el alcance.

Se toma razón del decreto, teniendo presente que las exigencias de las disposiciones de la norma técnica individualizada en los números 7 de los vistos, y 8 de los considerando, están vinculadas, en lo pertinente, y para los fines que sean del caso, con la fecha de entrada en vigencia de este decreto en examen. Es decir, el alcance señala que las exigencias relativas al sistema de medición, monitoreo y control entran en vigor desde la vigencia del decreto N° 5T y no desde la vigencia o publicación del decreto N° 11T.

La Contraloría estimó pertinente hacer el alcance para que quedara claro que esas exigencias del sistema de medición, monitoreo y control, estaban entrando en vigor solo con la fecha de toma de razón del decreto N° 5T.

El decreto tarifario incorpora en sus fórmulas de cálculo el cambio de medidores, aunque no necesariamente se haya efectuado este cambio. O sea, hoy día la tarifa vigente de todas las distribuidoras, incorpora el cambio de tecnología. Lo que pasa es que no en todas partes se ha hecho ese cambio de tecnología. Lo que está vigente es eso. O sea, lo que pagamos hoy en nuestras cuentas de luz es el costo del cambio de medidor. Algunas empresas han hecho cambios de medidor, otras todavía no. Pero todas ellas, en el tarifario, tienen incorporado ese valor.

Del mismo modo, hay que tener en cuenta que el actual decreto tarifario incorpora el costo de corte y reposición dentro de la fórmula, porque ahora está distribuido entre todos los usuarios y no es un costo uno a uno.

Además, se debe considerar que la ley N° 21.076, de febrero del año pasado, incorpora en la red de distribución el empalme y el medidor. Por lo tanto, pasan a ser de propiedad de la distribuidora en la medida que se lleve a cabo la sustitución del medidor antiguo por el nuevo.

Este cambio se hace de acuerdo con un cronograma, que está vigente; por lo tanto, la empresa puede hacer los cambios de tecnología de medidor en la medida del cumplimiento de ese cronograma. Es más, está obligada a hacerlo, porque no hay ninguna norma -lo chequeamos antes de venir- en tramitación siquiera que vaya a suspender la vigencia en esa parte del tarifario o que vaya a suspender esa parte de la vigencia de la norma técnica, porque tampoco tenemos conocimiento de que se haya dictado una norma.

Lo que hace la Contraloría es tomar razón o no, dependiendo de si el decreto está de acuerdo con la legislación vigente o no, que, en este caso, son la ley general de Servicios Eléctricos, con las modificaciones que he citado, y la ley general que habilita la dictación del decreto tarifario y que, a su vez, se basa en una norma técnica, que es una resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía, que es la que hace la exigencia del cambio de tecnología, por cierto.

H.- En su oportunidad se contó con la presencia del profesor **Humberto Verdejo**, del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile.

El señor Verdejo comenzó señalando que presentación que preparó tiene que ver con varios aspectos para entender el contexto internacional de la aplicación de la medida. Es poco lo que se discutió en el momento, cuando se habló de obligatoriedad, para saber qué pasa en otros países.

La experiencia internacional indica que el tema de la medición inteligente fue abordado con muchísima mayor antelación que Chile. De hecho, en gran parte de Europa se empezó a trabajar en 2006, y las proyecciones apuntan a

que el 80 por ciento de los medidores debiera haber sido cambiado al 2020.

Europa y Estados Unidos son las áreas en que ha habido mayor penetración y recambio de medidores inteligentes.

En cuanto a la Unión Europea, tienen proyectado un recambio total del 80 por ciento de los medidores al 2020, teniendo en cuenta que ellos comenzaron la discusión en 2006, y recién en el año 2016 partió el recambio masivo. Es decir, hay un GAP entre 2006 y 2016, aproximadamente, periodo en el cual se analizaron todos los pros, contras, ventajas y desventajas, que fueron los mismos que se han detectado en Chile.

¿Cuál es la principal diferencia respecto de Chile? Que ellos actuaron como comunidad y establecieron lineamientos generales desde la Unión Europea, llegando a la realidad de cada país, pero estableciendo estándares comunes a diferentes países.

En Europa, el objetivo del recambio del medidor inteligente, o del sistema de medición inteligente, pasó por el hecho de reducir la contaminación por gas de efecto invernadero. El origen fue la eficiencia energética, la operación de las redes.

Un componente súper importante, que Chile no tiene, es el ahorro de energía por parte del usuario final, pero a partir de las tarifas flexibles. Ese es un elemento bastante diferenciador que no tenemos.

En España, por ejemplo, la discusión comenzó en 1998, después de que se liberalizó el sector eléctrico. En la década de 2000 se comenzó a hablar de la medición inteligente y del recambio de los medidores por estos que tienen la inteligencia mal entendida.

Desde el momento en que la Unión Europea comenzó a hablar del tema, desde 2017 a 2018, se llegó a un recambio obligatorio.

En España el recambio es obligatorio y se espera que al 2020 sea total. Es decir, a estas alturas más del 90 por ciento de los medidores fueron cambiados por los denominados inteligentes.

El cobro en España es por el arriendo de esos aparatos en euros por mes, lo cual es muy diferente a lo que teníamos hasta marzo de este año, por cuanto iba incluida la tarifa y se pagaba en función de la energía consumida.

Aquí hay una tarifa plana, independiente del consumo que tenga cada persona.

A la fecha, más del 98 por ciento de los medidores ha sido cambiado; sin embargo, aparecieron exactamente los mismos mitos que tuvimos en marzo y abril de este año. La diferencia sustancial es que esto es una política de gobierno, de Estado.

De una u otra manera, en el caso chileno parecía más que las empresas tenían la responsabilidad de hacer el recambio, pero en gran parte de la comunidad europea la responsabilidad era compartida. Por eso había muchas campañas de desmitificación, por los perjuicios que pudiesen tener los medidores inteligentes. De manera que en España es obligatorio y se paga un arriendo mensual, independientemente del consumo.

En el caso del Reino Unido, vienen trabajando el tema de la medición inteligente desde 2006. En 2016 recién comenzó a hacer el cambio. Entre 2006 y 2016 se implementó una política de socialización con todos los actores involucrados, principalmente el Ministerio de Energía tomó las riendas sobre esta política, que apunta a administrar el uso de la energía por parte del usuario, la famosa tarifa flexible; ahorro de dinero en cuentas de energía y reducir las emisiones por efecto del cambio invernadero.

Entonces, más allá de los comportamientos de la red o la necesidad de introducir tecnología, se sustentó en la necesidad de mejorar la capacidad o la situación debido a la calidad de vida de las personas.

En ese contexto, el Reino Unido ha desplegado una potente estrategia para la medición inteligente, que si bien es cierto es voluntaria, va acompañada de un seguimiento que el gobierno hace año tras año.

¿En qué se diferencia respecto del caso chileno? Que en el caso de Chile solo iba la instalación del medidor y a los datos se accedería por la vía del teléfono.

En el caso del Reino Unido, el medidor va instalado con un display dentro de la casa. Entonces, las personas tienen acceso directamente a los datos sin tener que entrar a una aplicación del teléfono.

Ahora bien, la campaña que se hizo en el Reino Unido fue mucho más agresiva porque están tratando de generar el concepto smart grid, en el sentido de que el agua,

la electricidad y el gas van todos en un mismo medidor. Va más allá del hecho puramente eléctrico, sino que es un contexto más amplio que intentaron abordar.

Con los cambios que ha habido en el Reino Unido se producen ahorros por parte del usuario en torno al 6,1 por ciento en gas y 3,2 por ciento en electricidad, debido a que además del medidor inteligente le han dado mucho énfasis al uso de las famosas tarifas flexibles.

Si bien es cierto, agregó, que en el Reino Unido comenzó la migración total de los medidores inteligentes en 2016, cada año realiza un análisis de costo-beneficio para saber cuál es la percepción de las personas, si los medidores funcionan bien, si están reportando lo que deben y si la gente ve las bondades que tiene este nuevo tipo de tecnología.

Desde 2006 a 2016 transcurrieron diez años en que recién se comenzó con la migración a los medidores inteligentes. Por cierto, en un momento se pensó en la obligatoriedad, pero finalmente terminó en la voluntariedad. El hecho es que el Estado está muy pendiente del recambio que hacen las empresas, por lo cual está haciendo un análisis y un reporte año tras año respecto de los beneficios que se esperan a través de esta tecnología.

Entre 2006 y 2016 hubo pilotos de gran magnitud. Estamos hablando de 100.000 o 120.000 medidores instalados. Eso pilotos se fueron evaluando año tras año. Entonces, como los resultados del pilotaje fueron positivos, en 2016 comienza el recambio masivo.

En el caso del Reino Unido las empresas de distribución están separadas de los servicios que prestan. Por ejemplo, en Chile, la empresa de distribución vende la electricidad a los clientes regulados. En cambio, en el caso del Reino Unido, está desagregado: es el operador de la red y el suministrador de energía o comercializador. Entonces, el comercializador es el que tiene que pagar la inversión de colocar el medidor del display, pero se le cobra al usuario en la tarifa.

En el Reino Unido se detectan 56 beneficios de los medidores inteligentes. En Chile, al principio, entre marzo y abril, 5 o 6, pero la literatura reporta 56. Incluso, acotó, hay papers que señalan hasta 67 beneficios de la medición inteligente, porque la ven como una tecnología que aporta todo el espectro, partiendo por la disminución de los gases de efecto invernadero. Sin embargo,

si bien es maravillosa la realidad del Reino Unido, contextualizando, también hay resistencias identificadas, dimensión técnica, vulnerabilidad, pobreza y resistencia al consumidor.

Respecto de los aspectos considerados de resistencia en el Reino Unido, no aparece en la literatura ninguno de los que se reportan en Chile, partiendo por la rentabilidad de la empresa o que los medidores miden más o menos. Ese tema no se menciona en la discusión de la que habla la literatura respecto del cambio social y político que hubo en el Reino Unido. Sin embargo, hay aspectos comunes, como el mal funcionamiento en áreas rurales, que probablemente es un desafío tecnológico a abordar, o la incompatibilidad entre suministradores, porque en el Reino Unido cada vendedor o comercializador de energía tiene que instalar su propio medidor, con el propósito de que todos los medidores compartan información entre sí. Entonces, como hay tanto suministrador de energía y tanto oferente tecnológico, la compatibilidad, desde el punto de vista de la comunicación, se reporta como una ventaja o una barrera.

El hackeo y el ciberterrorismo son elementos claves en la discusión a nivel mundial. La seguridad de los datos es un elemento que hay que tener en cuenta, pero todos los protocolos, tanto de la Unión Europea como americanos, incluyen medios de seguridad. Es decir, ningún sistema es ciento por ciento seguro, pero los sistemas de encriptación son lo suficientemente elevados para evitar ese tipo de situación.

En cuanto a la vulnerabilidad y la pobreza, se refiere a que no todas las personas tienen la educación para ver el beneficio del medidor inteligente. Se reporta que las personas de escasos recursos, no ven las ventajas y los elementos positivos de optar, por ejemplo, a la tarifa flexible, porque no tienen la educación necesaria para apreciar esos beneficios.

En cuanto a la resistencia del consumidor, asociada principalmente a la privacidad de los datos, es un tema que se repite fuertemente. Les mostraré más adelante cómo otros países han eliminado esa variable.

En cuanto a salud, un tema muy importante en Reino Unido, el gobierno se compromete fuertemente con la campaña de recambio de los medidores. Uno de los elementos que generó mucho ruido fue la contaminación electromagnética que supuestamente generan esos aparatos. Por eso, el

Ministerio de Salud del Reino Unido desarrolla campañas en que descartan que exista contaminación electromagnética. En el fondo, el gobierno, a través de todos sus ministerios, se hace partícipe de la política de recambio y no entrega únicamente la responsabilidad a las empresas.

La situación actual es que hasta el día de hoy hay 14 millones de medidores inteligentes en el Reino Unido, los cuales consideran gas y electricidad. Se espera que para 2020 el recambio sea total. Ellos están en la segunda etapa del medidor o en el medidor de segunda generación.

Por su parte, Holanda es un país de referencia. De hecho, en el último tiempo, a raíz de la reforma laboral, hemos observado lo que ocurre allá. Por eso, para nosotros tiene especial relevancia mostrar lo que ocurre en Holanda. En el caso holandés se instauró una política de gobierno, en la que el Ministerio de Economía asume la responsabilidad, tomando los mismos lineamientos de la Unión Europea, pero la aplicabilidad ocurre de una manera un poco diferente.

Existen diferentes actores en el modelo holandés. Por ejemplo, los operadores de la red son los que efectivamente hacen la lectura del medidor inteligente que está en las casas. Por otro lado, se encuentran los suministradores, que venden electricidad, pero para optar a los valores de lectura, en este caso, el operador de la red tiene que interactuar con un nuevo ente que se hace cargo de la responsabilidad del manejo de la información.

En principio, el tema de la medición inteligente también fue obligatorio, pero el manejo de los datos iba en contra del artículo 4 de la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea. Ese fue el argumento para eliminar la obligatoriedad. Entonces, además de tener un sistema desagregado, que nosotros lamentablemente no tenemos, el operador de la red solo lee y el suministrador tiene que interactuar con ese nuevo ente, responsable del manejo de la información.

Otra cosa bien particular es que, desde 2009, los operadores de la red en Holanda son empresas estatales, no como en Chile, que son empresas privadas.

Una de las cosas que llama mucho la atención, es que, si bien el medidor inteligente tiene todas las prestaciones que se declaran en la Unión Europea, los

datos quedan solo en el medidor, no en una base central, como medida de protección y seguridad de los datos.

No obstante, el sistema holandés tiene un talón de Aquiles, cual es que la medición de los datos se hace una vez al mes, cada dos meses o, incluso, una vez al año. Por lo tanto, no existe la aplicación de las tarifas flexibles, y al no tenerla, no se logra el objetivo, que es disminuir el consumo de energía por parte de los usuarios.

Asimismo, aparece un nuevo operador, que es el que presta servicios adicionales, además de la venta de electricidad y de la operación de la red. A saber, a partir de las mismas mediciones que puede solicitar una empresa a ese operador independiente, puede ofrecer, por ejemplo, servicio de supermercado a través de la misma información que se obtiene del medidor. El medidor está unido con los servicios de agua y gas. En el fondo, los tres servicios básicos se manejan a través de ese tipo de medidor. En ese caso, también, se aplica en tarifa.

Subrayó el hecho de que existe la posibilidad de que una persona pueda no optar al medidor inteligente y se le deshabilite la función. Por ejemplo, una de las cosas que ha sonado muy fuerte es el corte y reposición a distancia. En el caso holandés, fue eliminado, principalmente como una medida de seguridad contra ataques. Ellos establecen que, por ejemplo, un medidor instalado en un hospital puede ser hackeado a distancia, dejando al hospital sin suministro eléctrico. Por eso, eliminaron ese proceso en las actualizaciones de software. Cada vez que se actualiza el software, pueden eliminar la función corte y reposición a distancia. Lógicamente, eso es así desde el punto de vista de los holandeses. Nuestra realidad es diferente, pero es conveniente presentarla dentro de la discusión global.

Principalmente, se utiliza para un monitoreo más eficiente de la red, reducir costos de lectura, detectar fraudes y entregar herramientas a los usuarios para que utilicen de mejor manera la energía, pero ese punto no se ha logrado. Si en el Reino Unido se obtuvo un ahorro de 3 por ciento en consumo de electricidad, en Holanda no se llegó al 1 por ciento. Ese es el Talón de Aquiles que tiene la aplicación de medición inteligente en el caso holandés.

El caso de Estados Unidos viene dado única y exclusivamente por un sistema de automatización de la red. Ellos apuntan a tener smart grid, que es la famosa red inteligente.

Ellos han hecho una inversión muy grande en la migración a los medidores inteligentes. También partió como una medida obligatoria, pero con el tiempo ha ido migrando a voluntaria. Por ejemplo, en Texas una persona puede optar al medidor inteligente, pero si no lo quiere, debe pagar un valor adicional para volver al medidor convencional. En Estados Unidos, la política dependerá mucho de la normativa vigente en cada uno de sus estados. En la figura que estoy mostrando aparece la gran cantidad de medidores inteligentes instalados hasta 2016.

Esta es una política de gobierno, porque quien lleva el reporte y los análisis estadísticos es el Departamento de Energía de Estados Unidos, que cada año presenta al Congreso un informe con un estado de avance de la migración, en el cual también señala los impactos que ha tenido dicha medida.

De aquí al 2030 ya estará instalado el 93 por ciento de los medidores inteligentes, y los beneficios para los consumidores o usuarios finales estarán asociados a la operación de la red. Lo más relevante es que valorizan sus beneficios en más de 120 billones de dólares.

Hay que entender que ellos tienen una cantidad de usuarios muy superior a la nuestra, pero el impacto que ven es muy considerable desde el punto de vista de la automatización de la red, que también es un elemento diferenciador en relación con lo que hizo la Unión Europea.

En la Unión Europea, gases de efecto invernadero; en Estados Unidos, automatización. Esos fueron los ejes principales que llevaron adelante la medición inteligente.

En Estados Unidos también está fuertemente impulsada la tarifa flexible, la que, junto con la automatización de la red, incentiva a que el usuario haga un uso más eficiente de la electricidad.

En México existe una situación bastante similar, en el sentido que también impera una política de gobierno en que el ministerio, las empresas y la sociedad interactúan para tomar la decisión de migrar a la medición inteligente, sin perjuicio de que también hubo rechazos y reticencias, que han sido las mismas en todas partes del mundo, aunque con diferentes gradualidades.

Brasil, que es el caso más cercano a Chile, se hizo tan mal como acá, en el sentido de que el espíritu que movió la migración al medidor inteligente fue el

ahorro de las pérdidas del sistema y se atribuyó toda la responsabilidad a las empresas eléctricas. Es como aquí, en que la CNE, que es el ente regulador, y las empresas eléctricas, asumieron la responsabilidad de la migración a la medición inteligente, pero considerando como espíritu motivador única y exclusivamente la reducción de las pérdidas en la operación del sistema, entendiendo pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas propias del sistema eléctrico y las no técnicas son debidas a hurtos de energía. Ellos apuntaron a ese elemento de reducción.

Como no ha habido muy buena recepción por parte de las personas, hasta la fecha hay solo 24.200 medidores inteligentes instalados.

En medición inteligente, el concepto que manejamos es automatización de la red eléctrica, desde la generación hasta el consumo, teniendo en cuenta y retomando el hecho de que el medidor inteligente operará como un sensor de la red que evitará que siga siendo ciega, porque con el medidor de disco la red eléctrica es ciega.

El concepto de ciudad inteligente, que es el que se maneja en Europa, asume que los consumos de agua, electricidad y gas son manejados a través del mismo sistema. Eso disminuye los costos de lectura, existe mayor control y operación de la red, y apunta principalmente a obtener un mejor uso de la energía.

¿Qué ocurre en Chile y en todas partes del mundo? Las soluciones posibles para las redes inteligentes siguen siendo tres: primero, la radiofrecuencia, es decir, entre el medidor de cada casa al famoso concentrador, que después envía los datos a la central de operaciones a través de la red celular. La otra alternativa es red celular y la tercera es PLC, en que la comunicación es por cables eléctricos. Esta es la alternativa que se está implementando en Chile.

Esas son las tres alternativas que existen en Europa, en Estados Unidos y en Brasil. No hay más que eso reportado en la literatura en cuanto a tecnología.

De acuerdo con el VAD interperiodo del año 2018, entre el 5T y el 11T, el incremento en tarifa, producto de las mejoras en los tiempos de reposición ante cortes de suministro, la atención a las llamadas telefónicas y la incorporación de los sistemas de medición, monitoreo y control, la tarifa como producto de VAD se incrementó en 325 pesos. Con medidores inteligentes, con un 15 por ciento de

reemplazo a diciembre de 2019, ese incremento debiese ser cercano a 200 pesos mensuales.

En España, por concepto de arriendo es 636 pesos. En Reino Unido, por concepto de consumo es de 717 pesos, y en Estados Unidos depende de cada estado, pero también existe una aplicación por consumo de 276 pesos. Comparamos eso con el sueldo mínimo de esos cuatro países y el efecto fue casi el mismo en todos, ya sea por arriendo o por costo en tarifa.

¿Cuál es la ventaja de que sea en tarifa? Que quien consume más, paga más, y quien consume menos, paga menos.

Lamentablemente, al haberlo eliminado del VAD, todas las personas van a tener que pagar un arriendo, que va a ser plano, independientemente de su consumo. El arriendo proyectado está en torno a los 240 pesos mensuales y ese valor va a ser fijo, independientemente del consumo.

Aquí operaban las economías de escala de la red de distribución, cuando estaba en tarifa. Entonces, si bien es cierto que se iba a producir un alza, cuando la migración hubiese alcanzado una gran escala ese valor no debiese crecer, porque el modelo de la empresa modelo -valga la redundancia- evita eso, que, a grandes incrementos de economías de escala, las tarifas se saturan. Entonces, esa aproximación de 200 pesos era casi en régimen permanente.

Como se anunció hace dos semanas, vienen las compensaciones a partir del 1 de septiembre. Entiendo que van a devolver lo que se pagó entre septiembre de 2018 y julio de 2019.

Las alzas de las tarifas no tienen nada que ver con los medidores inteligentes, que viene únicamente por la actualización de los contratos de suministros que hay en la componente que pesa más en la tarifa residencial, que es el costo de energía, y que esos precios van a bajar hasta 2025, cuando se introduzca fuertemente la energía renovable no convencional que está adjudicada en los contratos de suministro.

Por lo tanto, lo más importante -a su juicio- es no generar ninguna modificación estructural ni regulatoria que pudiese poner en riesgo esas bajas de precios en las tarifas del cliente regulado y, lo más importante, el medidor puede ir ubicado en un lugar específico, pero el impacto puede ser muchísimo más grande si diésemos cabida a las tarifas flexibles y al uso del famoso comercializador.

Ahora, las tarifas flexibles están disponibles para los usuarios. El efecto del medidor, a pesar de que en tarifa es pequeño, en la reducción de la tarifa puede ser trascendental, porque da posibilidad al uso de tarifas flexibles y también permite la entrada del famoso comercializador, que en la actualidad se encuentran desacoplados. Las tarifas flexibles están en los decretos tarifarios vigentes y las personas pueden optar a ellas, pero la gente no lo conoce.

Entonces, si pusiésemos delante del proceso completo que el uso del medidor inteligente va a ayudar a reducir las tarifas y, de una u otra manera, mejora los estándares de vida, la percepción de la ciudadanía sería totalmente diferente.

Señaló que es un convencido de que la medición inteligente hay que implementarla, principalmente por temas de seguridad y calidad de suministro, que de una u otra manera tiene que ser el motor que mueva cualquier reforma al sector de distribución, pero hay que hacer el ejercicio que se hizo en Europa, en el sentido de articular a los actores asociados en el proceso de recambio.

El Ministerio de Energía y el gobierno son los que tienen que llevar la bandera en el proceso de recambio, y las empresas se tienen que mover en el espectro que a ellas les sea pertinente.

El proceso de recambio al ser una estrategia de política pública necesariamente tiene que ser liderada por el gobierno y la autoridad competente.

A su juicio el tema de la medición inteligente o el rechazo a esta política pública fue un tema mediático muy mal manejado.

En ningún país del mundo la inversión la paga el Estado o la pagan los mismos dueños de las empresas, sino que todo se pasa a tarifa ya sea con un arriendo, ya sea con un valor asociado al consumo, pero finalmente es el usuario el que tiene que financiar las obras del sistema de distribución.

La idea, desde aquí en adelante, es ser actores más activos para comenzar a eliminar mitos y, de una u otra manera, sacar adelante este proyecto que es la clave para fortalecer las energías renovables no convencionales, mejorar la seguridad y suministro y permitir que las tarifas de los clientes residenciales comiencen a bajar de manera sustancial.

I.- Asistió el señor Coordinador Eléctrico, **Juan Carlos Olmedo**.

Concurrió acompañado del señor Jaime Peralta, quien, realizó la exposición referida a los medidores.

Partió señalando lo que es el Coordinador Eléctrico. En 2016, se aprobó la ley que creó en calidad de ente independiente, a diferencia de lo que había anteriormente en los antiguos CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga).

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

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

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

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

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

El señor **Jaime Peralta** señaló que los sistemas de medición han evolucionado en el tiempo. Los medidores electromecánicos en base a disco, han evolucionado hacia lo que hoy está disponible en el mercado y que corresponde a los medidores electrónicos digitales.

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

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

es traer todas estas tecnologías más cerca de los consumidores.

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

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

Un sistema de emisión inteligente es una arquitectura, es mucho más que un medidor.

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

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

Hay transformadores de medidas, visualizadores, relojes, etcétera. Deben tener

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

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

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

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

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

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

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

A su juicio se deben tener presente los siguientes aspectos importantes: la

ciberseguridad y la seguridad de la información. No solo la información, por cuanto estos medidores tienen capacidad de maniobra. Eventualmente, las empresas pueden maniobrar a distancia estos equipos y abrir y cerrar. La idea es que algún hacker no intervenga esta red y sea capaz de desconectar o cortar la luz a los usuarios.

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

Aquí entramos al tema de los ahorros de costos que pueden tener las empresas, pero que de algún modo debieran traspasarse a los consumidores: medición instantánea, mayor resolución, gestión de pérdidas, que es muy relevante. En países como Brasil, o en algunos de Centroamérica, las pérdidas son gigantescas, alrededor del 20 por ciento.

En la década del 80 ascendían a un 15 por ciento aproximadamente, hoy se han reducido considerablemente porque están controladas, dentro del 5 o 6 por ciento.

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

También hay otros costos de los colectores, software, bases de datos, servidores, que no son significativos, porque después cuando se prorratean entre la cantidad de usuarios pasan a ser

algo así como un dólar o dos dólares del valor promedio total del medidor, obviamente dependiendo del número de clientes.

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

Hay un informe de una entidad europea, que va calculando estos costos. Cada dos años va emitiendo un informe anual con estos costos promedio. Generalmente, está enfocado mucho en Norteamérica y Europa. El último, de 2018, hablaba de 180 dólares.

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

En Chile se viene hablando de la transición energética; de ir hacia una matriz más renovable, limpia y neutral en emisiones de carbono, etcétera. Cree que las redes inteligentes son claves para esta transición. Está el tema de la integración de energías renovables, la electrificación a través de los vehículos eléctricos, los beneficios de los consumidores dentro de sus casas, todo el tema de automatización, smart homes, y el consumidor pasa a ser un prosumidor mucho más activo en la red, con una participación mucho más relevante.

Además, subrayó, esta tecnología permitirá contar con un suministro más confiable y de mejor calidad. Chile tiene metas exigentes con esta política de 20/50 que ahora va a llegar a dos horas de interrupción. Hoy es del orden de quince, que es promedio.

La norma técnica que definió el calendario para la instalación de estos medidores,

porque la norma establece las nuevas exigencias de calidad del servicio. La norma técnica que la precedía era de los años noventa, muy obsoleta. Aquí, se incorporan varios conceptos nuevos que tienen que cumplir desde el punto de vista de exigencias las empresas distribuidoras.

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

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

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

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

En general, a su juicio, se visualiza hartos niveles de exigencia, comparados con otros estándares. En otras partes, se va más a los temas funcionales y exigencias de desempeño que a

especificaciones de las tecnologías propiamente tal. Por ejemplo, se pide disponibilidad de información a usuarios, el 94 por ciento de las primeras doce horas antes de las ocho del mismo día.

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

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

Otra cosa es que todas las obligaciones de implementación de los sistemas de monitoreo recaen en las empresas distribuidoras.

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

Consultado respecto del protocolo de interlenguaje, señaló que ANSI es Norteamérica, Canadá, EEUU. Incluso, los fabricantes chinos desarrollan tecnología con los dos estándares, que es lo usual, y todo Europa es IEC.

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

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

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

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

El señor **Juan Carlos Olmedo** señaló que lo que debería buscarse, acorde con las tendencias mundiales, es un incremento en la competencia en el sector de distribución.

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

Por lo tanto, sería deseable separar la gestión de redes de la comercialización de energía dentro de las redes de distribución. Incluso, siguiendo lo que decía el señor Peralta, separar la gestión del sistema de medición. Además, tal como se dijo, el sistema de medición mide calidad de servicio y el registro de las interrupciones.

Por lo tanto, a fin de evitar asimetrías de información y eventuales problemas de competencia sería deseable que todo el sistema de

transmisión fuera administrado y/o gestionado por un ente independiente.

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

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

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

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

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

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

Algo que se usa mucho en algunos países para evitar la morosidad y hacer una buena gestión de la electricidad es el prepago, que también podría ser atractivo en zonas remotas, donde es difícil llevar la cuenta. Sería también un beneficio

para el consumidor al no tener que recorrer grandes distancias para ir a pagar su cuenta.

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

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

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

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

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

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

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

VI.- CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

La 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, recibió y sancionó las siguientes conclusiones y propuestas:

A) CONCLUSIONES

El proceso que desembocó en la denominada crisis de los medidores eléctricos fue un proceso complejo con una gran cantidad de hechos, tanto jurídico-legislativos como de índole netamente administrativa, de parte de distintas entidades de la Administración Pública. Sumado a lo anterior, esta Comisión considera que las decisiones tomadas por algunas de las empresas de distribución eléctrica -al margen o incluso adelantándose a la normativa vigente- explican y agravan la situación de los medidores. Es necesario destacar que si bien la dictación de la ley 21.076 constituye un hito clave en la historia de los hechos sometidos a investigación por esta Comisión, una de las conclusiones compartidas por la gran mayoría de los actores que participaron del proceso era que recambio de medidores se podría haber implementado por las empresas de las forma en que lo hicieron sin necesidad de que se hubiera dictado la ley 21.076. En otras palabras, que incluso sin la ley, existía habilitación normativa suficiente para iniciar el proceso de reemplazo de medidores.

A modo de orden, a continuación, se dividirán las consideraciones y conclusiones de esta Comisión en torno a cuatro apartados: i) el proceso de implementación de la política pública deficiente y de forma poco transparente de los denominados medidores inteligentes; ii) la utilización de mecanismos legales para la implementación y en particular la historia de la Ley 21.076; iii) el aprovechamiento del desorden normativo por parte de algunas empresas distribuidoras para instalar medidores inteligentes y iv) la improvisación y falta de medidas concretas y eficaces de parte del actual Ministerio de Energía para resolver la crisis.

i. IMPLEMENTACIÓN DE UNA POLÍTICA PÚBLICA DEFICIENTE Y DE FORMA POCO TRANSPARENTE

Complementando lo señalado más arriba, a continuación se ofrece una cronología de los hitos que marcaron la implementación de la política pública de los medidores inteligentes.

- Marzo de 2016. Inicio de Plan Piloto de Medidores Inteligentes por parte de ENEL (en ese entonces Chilectra). Inauguración del Piloto del nuevo sistema de medición inteligente en la comuna de la Florida, presentada por el Ministro de Energía de la época, Máximo Pacheco, y el gerente general de ENEL, Andreas Gebhardt.
- Decreto 11T del Ministerio de Energía. Promulgado el 4/11/2016 y publicado el 24/08/2017. El decreto fijó para el cuatrienio NOV 2016-NOV 2020 las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado. El estudio para fijar estas tarifas fue encargado a INECON.
- Resolución Exenta N° 773 de la Comisión Nacional de Energía de 10/11/2016. La resolución aprueba el inicio del proceso de elaboración de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución de la CNE. El Secretario Ejecutivo de la CNE en el tiempo de su dictación era el Sr. Andrés Romero Celedón.
- Decreto Supremo N° 11 del Ministerio de Energía, de 31/01/2017, publicado el 28/09/2017, que aprueba reglamento para la dictación de normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico. El Ministro de Energía de la época era don Andrés Rebolledo.
- Resolución Exenta N° 560 de la Comisión Nacional de Energía de 06/10/2017, que aprueba el acuerdo unánime entre las empresas distribuidoras y la CNE para efectuar un nuevo estudio de tarifas, considerando que se iba a dictar una nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, y que ésta implicaría nuevos costos e inversiones en distribución no reconocidos en las tarifas vigentes de suministro de electricidad fijadas en el Decreto N° 11T. Lo anterior es de suma relevancia pues empresas y regulador llegan al acuerdo unánime antes incluso de que esté la norma técnica que implica esta inversión (el Decreto 5T), que es el cambio de medidores. Después se dicta la norma técnica. Quienes dirigían las instituciones que llegaron al acuerdo eran don Andrés Romero (Secretario Ejecutivo CNE), don Rodrigo Castillo Murillo (Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G) y don Cristian Espinoza Abalos (Gerente General de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas).

- Resolución Exenta N° 706 de la Comisión Nacional de Energía de 07/12/2017, que Fija la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, publicada en el Diario Oficial con fecha 18/12/2017. Esta norma estableció que las empresas distribuidoras tenían la obligación de implementar Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC), los que deberían tener funcionalidades generales de medición de consumo, monitoreo del estado del suministro y control de operación remoto, esto es, los denominados "medidores inteligentes". En virtud de esta Norma Técnica, el costo de la instalación y operación del SMMC se incluiría como parte de los costos generales del sistema de distribución, es decir, como parte de la tarifa de Valor Agregado de Distribución (VAD). Además, la Norma Técnica estableció que un Anexo Técnico por publicarse fijaría las especificaciones y los requisitos que deberían cumplir los equipos para, en términos sencillos, ser considerados "inteligentes", en virtud de la misma Norma Técnica. El responsable de la CNE a la fecha de dictación de la resolución era el Sr. Andrés Romero.

La Norma Técnica estableció además que el plazo máximo para implementar los SMMC eran 7 años a partir de la inclusión de los costos del nuevo sistema en la tarifa de VAD. Las empresas tenían también un plazo de 2 años desde el mismo evento para alcanzar el 15% de avance en la implementación del SMMC, lo que incluía modificar equipos (medidores).

Adicionalmente, la Norma Técnica incorporó un capítulo de disposiciones transitorias en el que condiciona la aplicación de las principales exigencias (tales como la implementación de los SMMC y la exigencia de los índices de calidad de suministro) a la dictación de un decreto tarifario que aumente el valor de la tarifa."

- Decreto 5T de Ministerio de Energía de 07/03/2018, publicado el 28/09/2018. Este decreto fija las fórmulas tarifarias incluyendo los costos del SMMC en la tarifa del VAD. Esto implicó en la práctica que desde ese momento empezó a correr el plazo para las empresas de implementar el SMMC, sin que existiera aún el Anexo Técnico que especificara los requisitos que debían tener los medidores "inteligentes".

Por lo anterior, en este apartado esta comisión concluye lo siguiente:

1. Deficiencias en el diseño como la implementación de la política pública del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) y en particular en lo respectivo al recambio de los denominados medidores inteligentes, tanto en el sentido regulatorio (tiempo de diferencia entre los decretos, incorporación tardía de factores tarifarios, etc.) como por la falta de transparencia, comunicación y participación de la ciudadanía y de los usuarios del sistema en el diseño e implementación de la política pública. El problema de diseño de la política pública fue bajo la conducción de Andrés Rebolledo, Ministro de Energía, y Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la CNE. Ilustrativo sobre este punto fueron las mismas declaraciones de los mencionados al afirmar ante esta Comisión que en su opinión no había existido un error o un problema en la ejecución de la política pública. En vista de los hechos posteriores, dicha posición muestra inequívocamente que erraron.
2. La responsabilidad política del diseño y de la implementación de los medidores inteligentes recae principalmente sobre los organismos de la Administración del Estado encargados del área, en particular el Ministro de Energía del periodo 2017 y comienzos de 2018, Andrés Rebolledo, y el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía en el mismo periodo, Andrés Romero. Ellos lideraron el proceso de implementación y fueron los que impulsaron las indicaciones a la ley 21.076, alterando por completo su espíritu y sentido original.
3. La regulación vigente no contempla mecanismos de información que hagan posible a los usuarios comprender el sistema de tarificación y sus cobros, lo que posibilita que ocurran escándalos públicos como el sucedido en marzo de 2019 a propósito de los medidores inteligentes.
4. La legislación regulatoria es deficiente, puesto que contempla a los regulados (empresas distribuidoras) como co-determinantes del proceso tarifario, dándole excesiva participación en el proceso de fijación de sus propias tarifas, en contraste con las nulas instancias de participación e incidencia de los usuarios o clientes del sistema. Ejemplo de lo anterior es la decisión que tomó, a puertas cerradas, la CNE, representada por Andrés Romero, y los representantes de las empresas de distribución eléctrica, plasmada en la Resolución Exenta N° 560 de la CNE de 06/10/2017, mencionada más arriba.

Por lo demás, la deficiencia en la regulación no justifica que las políticas públicas sean elaboradas sin

transparencia, sin preocupación por los usuarios afectados, menos aún tratándose de un servicio público, monopólico y regulado. En particular, y sin perjuicio que existe la facultad en la ley de elaborar este tipo de acuerdos entre regulador y regulados, nunca había sido utilizado. En este caso resulta más cuestionable aún que haya sido sin transparencia alguna y en las postrimerías del gobierno anterior.

A esto se suma la cuestionable y negligente celeridad con que se efectuó el informe tarifario de la Comisión Nacional de Energía, la dictación de disposiciones transitorias en la Norma Técnica que ligan la calidad de suministro con un decreto tarifario, la falta de transparencia en la que se definieron esos criterios (no contenidos en consulta pública alguna), y la actuación de la entonces autoridad para modificar la ley 21.076, originalmente formulada para situaciones de catástrofe, hacia un esquema que asigna la propiedad de los medidores y empalmes a la empresa distribuidora.

5. Los denominados medidores inteligentes son parte de una política pública que, bien implementada, es positiva y mejora la calidad de servicio para los usuarios. En tal sentido, la crisis de 2019 hará que difícilmente los medidores inteligentes puedan reconciliarse con la ciudadanía, por haber implementado el recambio de medidores de forma drástica, sin la debida y oportuna información a la ciudadanía, montando el nuevo sistema de medición, monitoreo y control sobre un sistema de Distribución Eléctrica anticuado, traspasando el costo de este recambio a todos los usuarios del sistema regulado y ampliando de facto el monopolio de las empresas distribuidoras.
6. Independiente de que algunas empresas reguladas, tales como ENEL, se aprovecharon del entramado normativo para instalar sus propios medidores sin el Anexo Técnico de medidores inteligentes vigente, esta comisión es de la opinión que el regulador cometió errores inexcusables al demorar en la dictación del Anexo Técnico, a pesar de encontrarse corriendo el plazo para las empresas distribuidoras desde la incorporación de los costos del SMMC al VAD. Dicha situación es completamente anómala y no se ajusta a los requisitos mínimos de una política pública implementada de forma correcta.
7. Finalmente, resulta al menos cuestionable la inmediata incorporación de Andrés Romero a una empresa consultora que asesora directamente a las empresas eléctricas,

recientemente reguladas y tarifadas por la Comisión Nacional de Energía, de la cual fue la máxima autoridad, especialmente a días de haber dejado el cargo en abril de 2018.

- ii.** UTILIZACIÓN DE MECANISMOS LEGALES PARA SU IMPLEMENTACIÓN: CÓMO EL OBJETIVO INICIAL DE LA LEY 21.076 SE TRUNCÓ DEBIDO A LA INSISTENCIA DE LA CNE Y DEL MINISTERIO DE ENERGÍA.

De forma paralela a los hitos regulatorios mencionados, el 27/02/2018 se publicó la ley 21.076, la que establece que tanto *"el empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, son de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución"*. El artículo 1 transitorio de la misma ley estableció además que *"Para efectos de lo dispuesto en la presente ley, los usuarios que a la fecha de su publicación en el Diario Oficial sean propietarios de medidores o empalmes mantendrán dicha titularidad hasta que se produzca el cambio de alguna de estas instalaciones por parte de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución, de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica para el debido cumplimiento de la normativa vigente o lo dispuesto en el inciso siguiente"*.

Debe hacerse presente que el proyecto de ley original iniciado por moción en la Cámara de Diputados que terminó siendo la ley 21.076 no se refería en ningún caso a la propiedad de los empalmes o medidores eléctricos. La moción, impulsada por los diputados Sergio Gahona, Miguel Ángel Alvarado, Gustavo Hasbún, José Antonio Kast, Andrea Molina, Celso Morales, Claudia Nogueira, Renzo Trisotti y Felipe Ward, fue ingresada con fecha 7 de octubre de 2015 y tenía por objeto únicamente establecer legalmente la obligación de la empresa distribuidora de solventar el retiro y reposición del empalme y el medidor en casos de inutilización de dichos equipos por fuerza mayor o catástrofe. La indicación que se convirtió en definitiva en el texto legal fue introducida por el Ejecutivo en el Segundo Trámite Constitucional, en particular en la Comisión de Minería y Energía del Senado con fecha 5 de enero de 2018, a cuya sesión asistieron el Ministro de Energía de la época don Andrés Rebolledo y el Secretario Ejecutivo de la CNE don Andrés Romero, quién sugirió la redacción de las indicaciones. La redacción propuesta por el Ejecutivo fue aprobada por unanimidad por los Senadores Alejandro García Huidobro, Jorge Pizarro y Baldo Prokurica.

Por lo anterior, en este apartado esta Comisión Investigadora tiene la siguiente conclusión:

1. El recambio de medidores y la incorporación de los mismos al VAD se podía hacer sin necesidad de la ley 21.076.
2. Sin embargo, cobrar los equipos recambiados en la tarifa y no directamente como un servicio asociado en la cuenta de los usuarios". fue sólo posible gracias a la redacción legal de la norma contenida en la ley 21.076 introducida por el Ejecutivo en el Segundo Trámite Legislativo. Esta indicación fue realizada por el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía y fue argumentada y defendida en la sesión de la Comisión de Minería y Energía del Senado del 5 de enero de 2018 por el Ministro de Energía Andrés Rebolledo y el Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero.
3. Que merece un reproche político y jurídico la forma en que se introdujeron las modificaciones al texto legal. En efecto, jurídicamente, porque las modificaciones introducidas a instancias de las ex autoridades de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Energía, se encuentran indubitadamente fuera de las ideas matrices del proyecto originado en moción; y políticamente, pues debido a lo anterior, se concluye que tal sugerencia, que desvió completamente el proyecto de su idea matriz, debe ser reprochada políticamente, atendida la secuencia de los hechos expuestos en el primer acápite de este apartado.

iii. APROVECHAMIENTO DEL DESORDEN NORMATIVO POR PARTE DE ALGUNAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA INSTALAR MEDIDORES INTELIGENTES AÚN SIN EXISTIR LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.

La situación resultante de la combinación normativa antes referida hizo que las empresas distribuidoras tomaran dos caminos basados en interpretaciones normativas diferentes. Una posibilidad era que, a pesar de encontrarse corriendo el plazo para avanzar en la implementación de SMMC y por tanto de los medidores, se esperara a la dictación del Anexo Técnico que definiría las especificaciones de los medidores a instalar. Lo anterior evitaba el riesgo de instalar medidores que en definitiva no cumplieran con las exigencias específicas del Anexo Técnico. La otra posibilidad era la contraria: iniciar el proceso de recambio de los medidores con medidores que daban cumplimiento general a la Norma Técnica, pero sin tener la certeza de que dichos medidores cumplieran luego con las especificaciones del Anexo Técnico. Las empresas ENEL, Chilquinta y Saesa eligieron esta alternativa, instalando sus "propios" medidores inteligentes sin que el Anexo Técnico fuese dictado.

Las otras empresas distribuidoras optaron por esperar, arriesgándose a una multa por parte del regulador frente a la posibilidad de no dar cumplimiento a los plazos establecidos de implementación de instalación del SMMC. Esta postura fue sin duda la más prudente y sensata, no sólo para la misma empresa sino también para el sistema en su conjunto.

De las empresas que optaron por iniciar el recambio de medidores a pesar de no contar con el Anexo Técnico se deben distinguir distintas posiciones. Así, empresas como CHILQUINTA se comprometieron públicamente a no cobrar a sus usuarios por él recambios de los medidores bajo ningún concepto, sea por arriendo u otra figura legal. Otras, como ENEL, quien es al mismo tiempo la empresa con más medidores "inteligentes" instalados en todo Chile (aproximadamente 250.000) no han realizado compromiso o declaraciones de ese tipo e incluso han vuelto a cobrar un ítem por "arriendo del medidor" en las cuentas de los hogares a los que se les prometió que no se les cobraría, situación que está actualmente en conocimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, organismo que ordenó suspender los cobros.

Lo anterior es aún más grave si se considera que Enel compro los medidores a una filial de su mismo holding, la empresa E-distribuzione SpA, de parte del grupo Enel. Ninguno de los invitados a esta comisión ni de los oficiados pudo responder con certeza el porque una empresa tomó una decisión tan arriesgada de instalar más de 250.000 medidores "inteligentes" sin tener la certeza de que éstos fueran a cumplir en definitiva con la norma técnica. Genera suspicacia en esta comisión pensar en si y que tipo de señales o mensajes envió el regulador, sea la CNE o el Ministerio de Energía a Enel para que tomaran esta decisión

En definitiva, la decisión de ENEL resultó ser una apuesta imprudente debido a que realizó el recambio de miles de medidores inteligentes antes de la dictación del Anexo Técnico que en definitiva no cumple con las especificaciones técnicas establecidas en dicho Anexo Técnico SMMC, el que fue publicado mediante la Resolución Exenta N° 468 del 22 de agosto de 2019.

Debido a todo lo anterior, esta Comisión tiene las siguientes conclusiones sobre este punto:

1. Quien debe hacerse responsable por el recambio de medidores es la empresa eléctrica de distribución, en este caso ENEL, al haber realizado el recambio de más de

250.000 medidores sin contar siquiera con las especificaciones para ello. Dicha conducta entra dentro de la categoría de actuar a propio riesgo, y por tanto no corresponde que dicho gasto económico de mera decisión unilateral de la empresa deba ser soportado ni por todos los usuarios del sistema (por vía tarifaria) ni por los clientes específicos de ENEL a los que se les realizó el recambio del medidor.

2. Los organismos de la Administración del Estado con facultades y competencias de fiscalización y control del sector eléctrico, específicamente la CNE y la SEC, deben garantizar que las empresas distribuidoras no realicen cobros indebidos a título de arriendo u otra figura legal a los usuarios del sistema.
3. ENEL y otras empresas cobraron impropriamente a los usuarios el coste del recambio de medidores, aumentando sus cuentas de forma inesperada y abusiva, a pesar de haber declarado previamente que el recambio no tendría costo para los mismos. En el caso particular de ENEL, la empresa publicó en octubre de 2018 un video en su canal oficial de Youtube en donde aseguraba que el recambio de medidores sería gratuito para los usuarios. Dicho video fue posteriormente bajado del canal oficial, aunque aún se encuentra disponible en Youtube.

iv. IMPROVISACIÓN Y FALTA DE MEDIDAS CONCRETAS Y EFICACES DE PARTE DEL ACTUAL MINISTERIO DE ENERGÍA PARA RESOLVER LA CRISIS DE LOS MEDIDORES.

Durante el mes de marzo de 2019, e impulsado por dos reportajes del Centro de Investigación Periodística CIPER Chile, se desató en nuestro país la denominada crisis de los medidores inteligentes. Estos son hechos de público conocimiento por lo que no se ahondará en ello. Desde todos los sectores políticos se solicitó al gobierno que se tomaran medidas concretas, urgentes y definitivas para resolver la crisis y remediar la injusta situación a la que se vieron sometidos los usuarios. En virtud de lo anterior, el Gobierno anunció dos medidas:

En primer lugar, anunciaron la "suspensión" del cobro por concepto de recambio de medidores incluido en la tarifa VAD del Decreto 5T. El objetivo de lo anterior era retrotraer la situación al estado anterior de la entrada en vigencia de dicho decreto, cuando las empresas no se encontraban regulatoriamente habilitadas para cobrar por dicho concepto en la tarifa. Esta suspensión fue posible gracias a un acuerdo que realizó el Ejecutivo con las empresas

distribuidoras, acuerdo que, como tal, no tiene validez jurídica ni forma de hacerlo efectivo en caso de incumplimiento por parte de las empresas de distribución.

Además de la suspensión del cobro de la tarifa correspondiente al recambio de medidores en los clientes, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) acordó e instruyó a las empresas distribuidoras que se debía realizar la devolución de cobros realizados a los usuarios por concepto de sistema de medición inteligente. Dicha resolución no fue formalizada hasta el Oficio N° 15699/2019 de la SEC, en donde se dispuso el mecanismo de descuento retroactivo a realizar por las empresas. La fórmula del cálculo que realizó la CNE contemplaba una devolución proporcional al consumo realizado por hogar, la que se pagó en una única cuota el mes de septiembre de 2019.

En segundo lugar, el Ejecutivo anunció la voluntariedad del recambio de los medidores, esto es, que cada usuario podría decidir si deseaba o no cambiar de medidor "de disco" a medidor inteligente. Esta voluntariedad no ha sido establecida en ningún instrumento normativo, siendo sólo acordada con las empresas de distribución eléctrica en el marco de las reuniones del Comité Consultivo Especial convocado por la CNE mediante la Resolución Exenta N° 306 de 10 de mayo de 2019. En otras palabras, la voluntariedad es una mera declaración de intenciones de la CNE y de las empresas distribuidoras, que carece de obligatoriedad y por tanto de herramientas o instrumentos para forzar que se respete dicha voluntariedad en caso de ser infringida por alguna empresa.

Ambos acuerdos, por tanto, sólo fueron posibles gracias a un proceso informal de negociación directa que tuvo el Gobierno con las empresas distribuidoras, en el cual las empresas aceptaron la petición de retrotraerse a la situación tarifaria anterior al Decreto Tarifario 5T y a la Norma Técnica en lo que se refiere al recambio de medidores.

1. De lo anterior esta comisión puede concluir que, en términos estrictamente jurídicos, tanto el Decreto Tarifario 5T como la Norma Técnica se encuentran completamente vigentes, estando ante una situación en donde la actual regulación ha sido modificada *de facto* (y no *de iure*, como correspondería), lo que no entrega las suficientes garantías ni a la ciudadanía ni a los entes reguladores.
2. La improvisación y la falta de rigor en la forma en que se abordó la polémica respecto del recambio de medidores ha creado una situación normativa inédita de difícil

solución, pues ha dejado a miles de usuarios en una especie de limbo regulatorio. El problema de esta precaria situación normativa es que, en definitiva, fue acordada gracias a la presión ejercida por la ciudadanía que llevo a las empresas distribuidoras a acceder a estas medidas, sin que exista un mecanismo formal para hacer exigible dichos acuerdos.

3. La ex Ministra de Energía Susana Jimenez y en general la Administración del Presidente Sebastián Piñera no abordó la crisis de manera adecuada, debido a que el Gobierno se mostró impreciso, contradictorio y errático en las decisiones que tomaron.

a) Cabe recordar que el mismo Presidente de la República Sebastián Piñera, en Marzo de este año, en un canal de televisión nacional, al pronunciarse al respecto de esta problemática que afectaba a todos los chilenos y al explicar como funciona el sistema de tarificación eléctrica, respondió señalando "*El usuario paga todo*", precisando que este cambio solo tendría un costo "*marginal para los usuarios*".

b) Desde que se hizo pública esta problemática, los diputados emplazamos al gobierno actual y particularmente al Ministerio de Energía a buscar una solución por la vía administrativa, y aunque se demoraron, finalmente terminaron dándonos la razón con sus anuncios a cuentagotas: En primer lugar el Gobierno anunció la "suspensión del cobro" por concepto de recambio de medidores que estaba incluido en la tarifa VAD del Decreto 5T. Esa suspensión del cobro se realizó mediante un "*acuerdo de palabra*" con las empresas distribuidoras, no mediante un instrumento normativo sólido que otorgue garantías suficientes de su perpetuidad.

En segundo lugar, el Ministerio de Energía informó que el "recambio de medidores sería voluntario" para los usuarios. A dicha declaración se le dio sustento jurídico a través de la Resolución Exenta N° 306 de la CNE, que ratifica el anuncio de la autoridad y dispone que la Norma Técnica será modificada (es decir, en el futuro) para introducir el mecanismo de la voluntariedad. Sin embargo, a la fecha esa modificación no se ha producido, por lo que, más allá de las declaraciones del Ejecutivo, ni la suspensión de los cobros del recambio ni la voluntariedad tienen sustento en el ordenamiento jurídico chileno.

Lo anterior, refleja un cronograma de actuaciones y medidas que la Administración actual realizó de manera poco eficiente y con evidentes problemas jurídicos que permitan hacer obligatorios los "acuerdos de palabra" que realizó con las empresas distribuidoras de energía que efectuaron cambios de medidores.

Sin perjuicio de lo que antecede, esta Comisión considera que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha sido el organismo de la administración que más ha contribuido a controlar a los regulados, a formalizar los acuerdos pactados y en general a la solución del conflicto relativo a los medidores.

B) PROPUESTAS

La Comisión consideró y sancionó positivamente las siguientes propuestas:

1.- La elaboración y la implementación de las políticas públicas deben necesariamente considerar espacios amplios de participación ciudadana. No bastan las entrevistas y las declaraciones públicas de las autoridades para dar por conocidas y menos aceptadas, las decisiones de la autoridad que tendrán impacto en la población.

El anunciado proyecto de "ley larga de distribución" que S. E. el Presidente de la República anunció para marzo de 2020, deberá considerar un sistema de participación ciudadana, moderno, informado y dotado de plazos que permitan a la academia, a la población, y a las organizaciones civiles, jugar un rol relevante en el diseño final del sistema de control y monitoreo.

2.- No resulta lógico que todas las obligaciones de implementación de los sistemas de monitoreo recaigan en las empresas distribuidoras. Particularmente respecto del repositorio de datos que se obtendrá a partir de los medidores estáticos.

La información del consumo -y eventualmente de generación- de energía eléctrica de los clientes finales, para los efectos de la facturación, debe considerar la participación de un tercero ajeno a las distribuidoras, que extrae la información, la procesa y la informa a la distribuidora para los efectos de la facturación.

La idea es que la lectura de los datos y la facturación no recaigan en las empresas distribuidoras. Este tercero debe ser independiente, una fórmula es la del Coordinador Eléctrico, pero podría haber otras experiencias a observar.

3.- En similares términos, nuestra regulación debe orientarse a reconocer e institucionalizar la figura de la "comercializadora de energía eléctrica", la que funciona con éxito principalmente en Europa. Separando definitivamente la distribución de la entrega de energía al cliente final.

Esto permite que la comercializadora opte por adquirir entre las distribuidoras, mejorando la competencia y generando tensión en los precios hacia la baja.

4.- La seguridad y calidad del servicio de distribución en nuestro país, requieren de la implementación de un sistema de medición "inteligente". Pero esta implementación debe considerar plazos realistas, la experiencia comparada habla de décadas, y Chile quiso hacerlo en siete años. La propuesta es la de generar una política pública a largo plazo, diez o quince años, articulando a los actores asociados en el proceso de recambio, que nos coloque en la esfera de los países con bajos períodos de corte de suministro, con bajos costos de implementación y en el marco de sistemas informáticos flexibles y de avanzada.

Aquí -como señala el profesor Verdejo- el Ministerio de Energía y el gobierno son los que tienen que llevar la bandera en el proceso de recambio, y las empresas se tienen que mover en el espectro que a ellas les sea pertinente.

5.- Esta Comisión estima que, en concordancia con el principio de probidad que debe regir a toda la Administración del Estado, nuestra legislación debe incorporar un mecanismo que regule el traspaso laboral de los jefes de servicio y altos cargos de la Administración del Estado o del sector público al sector privado, en particular en mercados o sectores altamente regulados y de características monopólicas como lo es el sector eléctrico, en el sentido de "enfriar" ese traspaso para asegurar imparcialidad y evitar conflictos de interés, entre otros. Estas reglas de "puerta giratoria" o (revolving doors prohibitions en sistemas comparados) debe regir también para toda la Administración Pública, como es el caso de la regla establecida en el artículo 56 inciso segundo de la Ley 18.575 (Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado) respecto a funcionarios que hayan sido parte de organismos fiscalizadores.


VOTACIÓN DE CONCLUSIONES y PROPUESTAS

Puestas en votación en conjunto, propuestas y conclusiones, éstas se aprobaron por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras

Cicardini y Parra, y señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Morales, Noman, Silber y Vidal.

Se designó diputado informante al diputado señor Pablo Vidal.

Acordado y votado en sesión de 11 de noviembre de 2019, con la asistencia de los diputados señoras Cicardini y Parra, y señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Morales, Noman, Pérez, don José, Silber y Vidal.



MARIO REBOLLEDO CORDOU
Secretario de la Comisión

ÍNDICE

I.- ACUERDO DE LA H. CÁMARA DE DIPUTADOS.	Página 1
II.- LABOR DESARROLLADA POR LA COMISIÓN.	Página 2
III.- ANTECEDENTES GENERALES.	Página 2 y 3
IV.- ANTECEDENTES SOLICITADOS POR LA COMISIÓN.	Página 4
V.- INVITADOS Y ANTECEDENTES RECIBIDOS	Páginas 4 a 109
VI.- CONCLUSIONES Y PROPUESTAS	Páginas 109 a 122
VII.- VOTACIÓN CONCLUSIONES Y PROPUESTAS	Página 122
VIII.- OFICIOS Y RESPUESTA	Anexo