

# CONCEPTOS PARA UNA NORMA TÉCNICA DE COMPENSACIONES

ESTEBAN VUCHETICH DE CHENEY CH.

*Subgerente de Operaciones  
Compañía General de Electricidad S.A.*

## RESUMEN

La presente contribución a estas Segundas Jornadas de Derecho Eléctrico, pretende entregar una visión general de los conceptos técnicos y de normalización de procesamiento (masivo) de datos que, implícitamente, son invocados en el artículo 16b de la Ley 19.613 - Ley de Fortalecimiento del Régimen de Fiscalización del Sector Eléctrico.

Se presenta un breve repaso de las bases legales y reglamentarias vigentes, de su cronología de promulgación, y sobre cómo algunos vacíos o imperfecciones existentes dificultan aplicar directamente -vía artículo 16b- un régimen justo y eficiente de compensaciones. Se propone para corregir tales dificultades, que la ley se apoye en una Norma Técnica Nacional de Cálculo de Compensaciones.

## 1. INTRODUCCIÓN

A lo largo del trabajo, el concepto de compensaciones se aborda en conjunto con los de energía no suministrada y tiempo anual de desconexión por cliente, ya que tales conceptos de continuidad de suministro, desde el punto de vista de los modelos y desarrollo del conocimiento de Ingeniería en este campo, resultan fundamentales para estructurar una futura norma técnica.

Las conclusiones también son válidas en caso que, a futuro, la ley rectora de las compensaciones por calidad de servicio deficiente sea nueva y distinta, ya que por las complejidades técnicas propias de esta materia, se debiera cualquiera sea el caso, recurrir a un cuerpo normativo complementario a la ley.

Dentro de las conclusiones, se menciona el hecho de importancia no menor, que según estándares internacionales que toman en cuenta el grado de desarrollo económico de una nación, la calidad de suministro global de los sistemas eléctricos nacionales es comparativamente alta, por lo tanto, si bien es cierto que una señal económica dada por un régimen de compensaciones (siempre que esté bien estructurado) puede ser positiva para la industria, debe haber mesura en las expectativas que puedan formarse los clien-

tes finales. Una calidad de suministro relativamente buena no debiera dar a lugar compensaciones de montos significativos.

Posteriormente, descomponiendo en segmentos el texto del artículo 16b se señalan las características principales de los capítulos o secciones que debería contemplar la referida norma técnica.

A lo largo de todo el trabajo, el concepto de compensaciones se aborda en conjunto con los de energía no suministrada y tiempo anual de desconexión por cliente, ya que tales conceptos de continuidad de suministro, desde el punto de vista de la conceptualización y desarrollo del conocimiento de ingeniería en este campo, son fundamentales para estructurar una futura norma técnica.

Es importante señalar que, para efectos del alcance de este trabajo, el análisis no aborda las implicancias derivadas de la dictación de un decreto de racionamiento por déficit de generación (art 99 bis).

## 2. BASES LEGALES Y REGLAMENTARIAS

La actual Ley Eléctrica - DFL Nº 1º de 1982 - introdujo en su Artículo 79º - la obligatoriedad que las empresas eléctricas cumplan con estándares normales de calidad de suministro, en conformidad a lo que determinen los reglamentos.

Este mismo artículo también señala que los clientes sometidos a regulación de precios no podrán exigir calidades especiales de servicio por sobre dichos estándares normales.

Además, el artículo 83º de la Ley indica que las disposiciones sobre calidad y continuidad de servicio no se aplicarán en las fallas que no sean imputables a la empresa suministradora. Desde el punto de vista jurídico, el concepto de no imputabilidad consagrado en la ley es más amplio que lo que comúnmente entendemos como caso fortuito o fuerza mayor.

Años más tarde, en septiembre de 1998 fue promulgado el actual Reglamento Eléctrico, cuyo Título VI se refiere con mayor profundidad a conceptos específicos en materia de calidad de servicio y precios, reglamentando así varios aspectos enunciados tan solo genéricamente en el DFL Nº 1.

Es importante señalar que los artículos 222°; 224°; 229° y 239° del Reglamento, recogen textualmente los preceptos de la Ley en materia de calidad de servicio, en cuanto a que deben corresponder a estándares normales aplicables a todos los usuarios (los usuarios no pueden exigir calidades especiales), y el concepto amplio de no imputabilidad como eximente de responsabilidad ante fallas.

El Reglamento Eléctrico resolvió –parcialmente– aspectos básicos sobre regulación de la calidad del producto eléctrico estableciendo valores nominales y rangos de variación admisibles para la magnitud de la frecuencia y del voltaje, y de las perturbaciones máximas admisibles. Del mismo modo, estableció parámetros de continuidad de suministro y holguras admisibles mediante la definición de algunos límites para el número máximo de desconexiones por año (frecuencia de las interrupciones), y duración anual acumulada (tiempo total de interrupción anual).

En materia de calidad del producto eléctrico el procedimiento de reglamentación no fue suficiente. En efecto, debido a la complejidad técnica de los conceptos involucrados, en julio de 2000 la Comisión Nacional de Energía emprendió la tarea de desarrollar un conjunto de normas técnicas específicas de calidad del producto eléctrico, incluyendo una etapa de recepción de observaciones y sugerencias de parte del sector eléctrico. Hasta donde sabemos, se estaría elaborando una segunda versión mejorada del texto de las normas.

Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a través de la Resolución Exenta N° 2108 del 28.12.2000 dio un significativo paso al establecer normas para los procedimientos, plazos, contenidos, formatos y medios de entrega de la información de las interrupciones de suministro que afectan a las redes de las empresas concesionarias. Esta Resolución de SEC permitió normar lo indicado sobre esta materia en los Artículos 136° y 230° del Reglamento Eléctrico, donde además se indicaba que SEC sería la entidad encargada de desarrollar tales normas, puntualmente en lo concerniente a estos aspectos.

Pese a que ha existido un importante avance en esta materia, aún subsisten vacíos e imprecisiones que deben ser analizadas y resueltas antes de aplicar un régimen de pago de eventuales compensaciones por falta de suministro.

Analizaremos brevemente cada uno de estos elementos:

#### A) IMPRECISIONES DEL REGLAMENTO ELÉCTRICO

Las variables que definen la problemática de la continuidad de suministro corresponden a la

duración y frecuencia de las interrupciones. Tales variables se definen en forma aún imprecisa en el actual Reglamento, a través de los artículos 245°; 246°, 247°, 249° y Transitorio 25° letra g.

En dichos artículos se especifican los rangos de los indicadores generales de continuidad de servicio (TTIK, FMIK), valores máximos que se debe cumplir a nivel de usuarios finales, duración de las desconexiones programadas e incidencia de la condición de ruralidad de ciertas áreas eléctricas.

Sin embargo, no fueron abordados con suficiente profundidad aspectos tan relevantes como rangos u holguras propios de cada etapa de la cadena productiva de energía eléctrica, esto es, Generación; Transmisión Troncal; Subtransmisión y Distribución. Tampoco resultó muy afortunada la clasificación de zonas rurales contenida en el Reglamento, situación que quedó de manifiesta en las dificultades que surgieron en el análisis de calidad de servicio para zonas rurales efectuado por la CNE en el proceso de fijación de tarifas de distribución del año 2000.

Estas debilidades del Reglamento en parte fueron suplidas con el último estudio de Valor Agregado de Distribución año 2000, efectuado por la Comisión Nacional de Energía, y que fue el marco de referencia utilizado para incorporar en el análisis de la tarifa eléctrica la componente calidad de servicio.

En efecto, mediante la carta CNE N° 658 del 20.7.2000 “Aclaraciones en respuesta a observaciones a las bases de cálculo del VAD”, entre otros puntos, se determinó lo siguiente:

- Listado nacional de comunas que, desde el punto de vista de las características del sistema eléctrico que las atiende, se definen como rurales.
- Indicación que los valores máximos de índices de continuidad de suministro TTIK y FMIK deben cumplirse a nivel de cada alimentador primario de distribución. Es decir, el mayor nivel de desagregación de la información que se exige se encuentra en las cabeceras de las líneas de media tensión de los sistemas de distribución.
- Los límites de interrupciones que individualmente puede tener como máximo un consumidor final de energía eléctrica, establecidos en el Reglamento, deben considerarse como valores propios e internos de la red de distribución, sin contar aquellas fallas que provienen de empresas “aguas arriba” desde la cual se abastecen los sistemas de distribución.

Los límites propios que individualmente las empresas de generación, transmisión o subtransmisión deben cumplir en cada nudo del sistema

se denominan indisponibilidades aceptables anuales (art. 245° del reglamento), y estos valores se revisan y actualizan en cada decreto de fijación de precios de nudo.

De este modo, el tiempo total anual que un usuario podría estar sin suministro no debiera exceder la suma de las indisponibilidades aceptables individuales antes señaladas, más los límites establecidos para las empresas de distribución según el artículo 245° del Reglamento

Cabe señalar que a contar del año 2002, mediante Oficio SEC N° 0798 del 13.2.2002, se ha requerido de parte de las empresas concesionarias el envío de los índices anuales de continuidad de suministro FMIK y TTIK, en un formato que es consistente con lo señalado por la CNE en esta materia.

Finalmente, respecto al Reglamento Eléctrico, podemos indicar que en su concepción original, y luego en su texto definitivo del año 1998, en ningún momento el legislador tuvo la intención de incorporar en este cuerpo legal el concepto de compensaciones por deficiencias en la continuidad de suministro, esto es, eventuales devoluciones de dinero a los clientes que recibieran un suministro eléctrico por debajo de determinados estándares. Por ello no debe resultar extraño que los conceptos técnicos que contiene el actual Reglamento en materia de calidad de servicio, no están suficientemente desarrollados como para sustentar en forma clara un régimen de compensaciones, aunque son un buen punto de partida para completar la tarea que aún está faltando.

## B) PROMULGACIÓN DE LA LEY 19.613 CON POSTERIORIDAD AL REGLAMENTO

En nuestro país solo se comenzó a considerar el pago de eventuales compensaciones por continuidad de servicio deficiente a partir de la Ley 19.613 llamada Ley de Fortalecimiento del Régimen de Fiscalización del Sector Eléctrico, promulgada en el Diario Oficial el 8 de junio de 1999, en forma muy polémica y, en opinión del autor, en un momento muy desafortunado para legislar, por cuanto esta Ley se discutió en el Parlamento y luego se promulgó precipitadamente en momentos en que el país atravesaba por una de las peores sequías de su historia<sup>1</sup>.

El concepto específico de *compensaciones*, se introdujo en el artículo 16b de esta Ley, que textualmente establece: "*Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión, de suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.*"

*La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.*

*Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables".*

## C) REVISIÓN Y PERFECCIONAMIENTO DEL DFL N° 1 DE 1982

Nuestras autoridades de Gobierno, a través de la Comisión Nacional de Energía, han tomado la iniciativa de revisar y mejorar el marco legal eléctrico, siendo uno de los elementos de discusión aquellos preceptos que sustentarán un futuro régimen de compensaciones.

A la fecha de publicación de este trabajo, el estado de avance de estas iniciativas se resume como sigue:

suspensión de actividades productivas, detención del transporte urbano y suspensión de clases en los colegios. Las atendibles explicaciones que a través de los medios informativos han dado las autoridades de Gobierno, es que muchas de las obras afectadas no están calculadas (técnica y económicamente) para resistir fenómenos de la naturaleza tan extremos, y por lo tanto de muy baja probabilidad de ocurrencia. Esta línea argumental, muy válida por cierto, produce un contraste con la baja receptividad que anteriormente tuvieron las autoridades de Gobierno y del Poder Legislativo al promulgar la Ley N° 19.613. En aquella época los fundamentos de diseño de Ingeniería que explicaba el déficit de generación eran básicamente los mismos, los que reiteradamente fueron señalados por el sector eléctrico cuando se atravesaba por la extrema sequía de los años 1998 y 1999. En aquella oportunidad los cortes programados de energía que se extendieron por varias semanas, al menos, no produjeron los efectos que una lluvia de algunos días ha podido ocasionar en la zona central. El autor espera que esta modesta reflexión contribuya de alguna forma, para que exista una mayor sensibilidad sobre el tratamiento del polémico artículo 99 bis de la Ley Eléctrica.

<sup>1</sup> Al momento de preparar el escrito de la presente contribución para las II Jornadas de Derecho Eléctrico, la zona central del país se ha visto afectada por una lluvia de intensidad extrema, que desde el año 1926 no se tenía registro, y que entre sus efectos catastróficos han causado la inundación y el colapso de importantes y recientes obras públicas de vialidad, de canalización de cauces, anegamiento de vastos sectores del Gran Santiago y en la V Región,

- Anteproyecto de modificación de la Ley Eléctrica (ley larga) – septiembre de 2000. Este documento borrador, entregado a la discusión pública en el Capítulo X, establecería un sistema de calidad de servicio a todo evento, y anunciaría un nuevo reglamento eléctrico. La opinión de las empresas del sector eléctrico respecto de este punto es bien conocida, y no es objetivo del presente trabajo abordar su análisis.
- Anteproyecto de modificaciones al DFL N° 1 de 1982 o Ley Corta, elaborado por la CNE e ingresado a la Secretaría General de la Presidencia SEGPRES, en mayo de 2002. El texto preparado por la CNE aborda, entre otros, lo relacionado con los sistemas de transmisión y subtransmisión y la forma de remunerar los servicios complementarios de respaldo en dichos sistemas, pero sin embargo, no trata específicamente lo relativo a compensaciones.

Pareciera que aún no está claro cuándo, dentro del proceso de modernización de la Ley y Reglamento eléctricos, se abordará sistemáticamente lo concerniente a compensaciones por continuidad de suministro. La modificación vía “ley larga” al parecer tomará algún tiempo más, y la modificación vía ley corta, además de no considerar este punto, solo hace pocos días fue entregada a la SEGPRES, y se espera que próximamente se comience a discutir en el Parlamento.

Ya sea que algunos consideren la Ley N° 19.613 como una buena ley u otros como es el caso del autor la consideren deficiente y de poca calidad en cuanto a técnica de legislación, lo cierto es que esta ley existe, y probablemente lo atinente al artículo 16b (régimen de compensaciones) se encuentre dentro de la agenda de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. La función de SEC es hacer cumplir las leyes y reglamentos, independientemente de las deficiencias que puedan tener. Cuanto más, ante la existencia de tales deficiencias, lo que habría que esperar es una aplicación criteriosa de ellas por parte de SEC.

### 3. CONCEPTOS TÉCNICOS IMPLÍCITOS EN EL ACTUAL TEXTO DEL ARTÍCULO 16B DE LA LEY N° 19.613

¿Puede la Ley N° 19.613 por sí misma sustentar un proceso de determinación y pago de compensaciones, que funcione apropiada y claramente, y que permita asignar a cada etapa de la cadena productiva Generación - Transmisión - Subtransmisión y Distribución la porción de la

compensación que a cada uno le compete, estableciendo entonces cuándo un usuario debe ser compensado, en qué forma, y en qué monto?

En opinión de este autor, la respuesta es no, no puede.

Esta ley, para que pueda ser aplicada en forma justa y adecuada, y debido a la complejidad técnica de los elementos en juego, requiere apoyarse necesariamente sobre un texto técnico, que idealmente tenga el rango de norma técnica.

En las líneas siguientes intentaremos analizar las implicancias técnicas que, en materia de continuidad de suministro y compensaciones, tiene el artículo 16b de la Ley 19.613. Para la presentación del análisis se segmentará el texto de este artículo de la ley en 7 partes o segmentos de texto, y se examinará su correspondiente “contraparte” técnica.

*Segmento N° 1:* sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión de suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos...

El paralelo técnico de esta frase, es que la norma deberá definir los rangos u holguras que estén liberados del pago de compensaciones, cómo se diferencian y participan en el cálculo los límites que tienen empresas de generación; transmisión; subtransmisión y distribución y cuáles, en definitiva, son los límites numéricos a considerar en cada caso.

Esta misma frase de la ley obligará a que la norma resuelva acertadamente la “función de filtro” o subproceso que computacionalmente permita sacar fuera del proceso de cálculo los eventos que se produzcan por fuerza mayor, caso fortuito o no imputables a la empresa. Decimos que este ámbito deberá estar fuertemente determinado por un sistema ordenador mecanizado, a consecuencia del manejo de grandes volúmenes de datos.

*Segmento N° 2:* ...que afecte parcial o íntegramente a una o más áreas de concesión de distribución...

De acuerdo con esta frase de la ley, solo debieran quedar afectos al pago de compensaciones aquellas desconexiones que afecten a parcialidades de área de concesión.

Según esto, la norma debiera especificar:

- Que ocurre con las fallas nivel individual de clientes, ya que según el sentido de la ley, debieran estar exentas de pagar compensaciones.
- Que debe entenderse por un “parcial de área de concesión”. Es lógico suponer que el Legislador, al utilizar el concepto de área

–o aun en el caso de zonas parciales del área– no estaba considerando aplicar régimen de compensaciones a fallas de poca extensión geográfica tales como las que pudieran ocurrir aisladamente en un vecindario, barrio, manzana, o empalme individual.

Para efectos de cálculos mecanizados es necesario que la definición de área de concesión parcialmente afectada se efectúe utilizando los elementos eléctricos e informáticos disponibles. Por ejemplo, la norma podría clasificar como “área de concesión parcialmente afectada” cuando se produzca –a lo menos– la desconexión de un alimentador de media tensión completo de la red de distribución, u otro criterio similar basado en cierta extensión geográfica significativa.

*Segmento N° 3:* ...dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario...

La norma deberá establecer a partir de qué momento un usuario o cliente regulado pasa a la categoría de cliente en condiciones de acceder a este beneficio.

Los criterios internacionalmente aceptados en materia de continuidad de suministro, establecen que para lograr una correcta medición de los niveles representativos de continuidad en un área o zona dada (a través de índices), es necesario acumular un mínimo de historia estadística. Esta usualmente es de a lo menos doce meses, criterio que también está presente en el Artículo 246° del Reglamento Eléctrico.

Según estos fundamentos, sería consecuente que la norma estableciera que un cliente nuevo solo puede acceder a este beneficio contados doce meses desde la fecha en que este fue conectado a las redes de la concesionaria.

Desde luego, el texto del 16b además explica claramente que no participan en el cálculo de compensaciones los clientes que pactan sus condiciones de suministro como clientes libres, lo cual también deberá reflejarse en la norma.

*Segmento N° 4:* ...equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento...

Aunque parezca obvio, es bueno tener presente que los medidores eléctricos de cualquier cliente miden la energía que este consume, pero no la que no consume. Es decir, los medidores “no andan para atrás” cuando se interrumpe el suministro, sino que su contador se detiene, y vuelve a avanzar cuando el suministro es restablecido.

El problema está entonces, en cómo se determina la “energía no suministrada”. En realidad no es posible hacerlo en forma exacta, pero se puede estimar en base a los consumos históricos y curvas o perfiles de carga.

En efecto, a partir de las bases de datos comerciales que dispone cada empresa, es posible determinar el consumo medio (histórico) por hora, en un determinado período, para un determinado conjunto de clientes.

La norma deberá establecer esta metodología, cuya precisión podrá variar entre algo muy grueso, como lo es calcular un consumo medio común a todos los clientes de la empresa, hasta un detalle muy exacto como lo es el consumo medio da cada cliente individual.

Como este procedimiento también requiere que, respecto de los consumos de cada cliente exista alguna información histórica, resultará necesario que la norma defina un tiempo de carencia del beneficio, antes de aplicarlo en el caso de un cliente nuevo.

La expresión matemática simplificada de este concepto es la siguiente:

$$E_{ns} = E_h (T_d - T_o)$$

Donde

**Ens:** Es la energía no suministrada anual sujeta a compensaciones

**Eh:** Tasa de consumo medio de energía por hora. Una forma simple de cálculo es dividiendo la energía consumida total anual por 8760.

**Td:** Tiempo total acumulado anual sin suministro de energía, que consiste en sumar la duración de cada una de las interrupciones ocurridas en el año (suma ponderada).

**To:** Tiempo acumulado máximo anual que el Reglamento Eléctrico establece para las interrupciones de suministro. También se le conoce como el tiempo u holgura TTIK.

La expresión anterior significa que se considerará como energía no suministrada anual, como el producto entre la tasa media de consumo de energía por hora, multiplicada por el tiempo total anual que el cliente estuvo sin energía eléctrica descontado el tiempo que el Reglamento Eléctrico acepta como límite máximo de horas de desconexión que un cliente puede estar sin suministro.

Luego, la valorización de esta energía no suministrada estará dada por la siguiente expresión:

$$\$/E_{ns} = 2 \times E_h \times T_o$$

donde,

\$Ens: valorización de la energía no suministrada.

Cra: costo de racionamiento, expresado en pesos por kilowatt-hora no suministrados

El costo de racionamiento es fijado periódicamente en la fijación de precios de nudo de la CNE, y el valor establecido en abril del presente año es de 170,80 US\$/MWh, es decir aproximadamente 113 \$/kWh.

Es muy importante recalcar que la norma deberá tomar en cuenta los límites de tiempo  $T_0$  que disponen las concesionarias como rangos u holguras, antes de aplicar el beneficio de alguna compensación. Este tiempo  $T_0$ , además es distinto para el caso de un cliente en zona urbana o un cliente ubicado en zona rural, así como para un cliente de la red de baja tensión o atendido en media tensión. Estos valores se indican a continuación:

To urbano BT:	20 horas / año
To urbano MT:	10 horas / año
To rural BT:	30 horas / año
To rural MT:	15 horas / año

En consecuencia, existirá una segmentación de la cartera de clientes de una concesionaria, para efectos de los cálculos a realizar, lo que deberá ser también previsto en la norma.

*Segmento N° 5:* ...la compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario...

En caso que la norma adopte un período de cálculo anual, que es una convención generalmente aceptada en materia de cálculo de indicadores de continuidad de suministro, se deberán definir las fechas y el cronograma de trabajo para tales procesos.

El Reglamento Eléctrico señala que los índices anuales de continuidad de suministro se calculan para cada período de doce meses a noviembre de cada año (Art. 230°). Según esto, sería razonable postular que la norma establezca que los datos deben ser enviados, por ejemplo cada 15 de diciembre, y efectuar el cálculo y revisión de SEC antes del 31 de diciembre de cada año. La norma deberá abordar lo relativo a los plazos o *timing* del proceso anual.

*Segmento N° 6:* ...las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán de inmediato...

Como ya se dijo, adoptar una base de cálculo anual de compensaciones se ajusta en forma natural al sistema de cálculo de índices de continuidad y por lo tanto simplifica todo el procedimiento. Ello no se opone a que, luego de efectuado este procesamiento de datos, el abono se efectúe a la brevedad, como lo señala la Ley 19.613. Por ejemplo, se podría efectuar inmediatamente en el mes siguiente a aquel en que cada empresa efectúe el cálculo anual y obtenga la aprobación de SEC respecto de tales cálculos.

*Segmento N° 7:* ...independientemente del derecho que le asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.

Lo más probable es que si una empresa concesionaria de distribución se ve en la necesidad de repetir en contra de algún tercero, como podría ser una empresa de generación o transmisión, inevitablemente ocurrirá que cada caso, por una cuestión de defensa de principios, no se resuelva administrativamente, sino que llegará a los (ya recargados) Tribunales de Justicia.

Además, con toda seguridad se generará un ambiente poco grato, por decir lo menos, entre una distribuidora y su(s) suministrador(es) o con la empresa de transmisión a través de la cual se despacha la carga, debido a todo lo que conlleva al tener, unos que demandar y otros que defenderse, en un proceso judicial que sin duda será lento y costoso.

Nuestras autoridades no pueden abstraerse de esta realidad, y es necesario que la Superintendencia de Electricidad, en caso que efectivamente tenga el objetivo de generar señales positivas (no punitivas) para la industria a través de mecanismos de compensaciones por deficiencias de calidad de suministro, aborde certeramente la problemática de cómo evitar que cada vez que a un concesionario le asista el derecho de recibir pago proveniente "aguas arriba", deba recurrir a los tribunales para repetir en contra de los causantes.

Por cierto, este último gran problema va mucho más allá del ámbito de una norma técnica, y requerirá de algún decreto regulador u otro instrumento de suficiente rango legislativo. El no asumir esta tarea puede conducir a un fracaso, o al menos, a serios trastornos en los procedimientos que SEC y la norma técnica pudieren señalar.

#### 4. CONCLUSIONES

En opinión del autor, para que se pueda aplicar en forma adecuada y justa un sistema de compensaciones a los clientes que reciben una continuidad de suministro deficiente, la ley que

así lo establece debe –necesariamente– apoyarse en una Norma Técnica Nacional que, al menos, cubra y resuelva los siguientes aspectos:

- Estándares o rangos exentos del pago de compensaciones, para cada etapa de la cadena productiva de energía eléctrica, y según se trate de áreas urbanas o rurales.
- Modo de procesamiento masivo de la información en casos no imputables, y de caso fortuito o de fuerza mayor.
- Área de concesión de distribución parcialmente afectada por una desconexión
- Formalidades para retirar del proceso a los clientes libres
- Cálculo y valorización de la energía no suministrada
- Período de cálculo y cronogramas de los procesos

Estas conclusiones también son válidas en caso que, a futuro, la Ley 19.613 sea perfeccionada o reemplazada, ya que por las complejidades técnicas propias de esta materia, cualquiera sea el caso se debiera recurrir a un cuerpo normativo complementario a la Ley.

Para que los procesos de índole técnico y computacional puedan funcionar apropiadamente, es necesario e ineludible que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles estructure una forma racional de aplicación del concepto de “repetir en contra de terceros responsables”, que tienda a evitar (o al menos minimizar) que ello se “judicialice”, lo que haría inoperante el proceso técnico.

No está de más señalar que, para que una norma sea exitosa en su aplicación, en las diferentes etapas de su elaboración se requiere de la participación activa de todos los involucrados y afectados por ella, en el sentido de contribuir con opiniones y aportes que perfeccionen su texto. Construir una buena norma requiere de una buena técnica, y demanda un tiempo y esfuerzo significativos.

Finalmente, para darle una dimensión justa al grado de relevancia que pudiera tener un sistema de compensaciones, es importante indicar que según estándares internacionales y el grado de desarrollo económico de un país, la calidad de suministro global de los dos sistemas eléctricos principales de Chile (SIC y SING) y de los sistemas de distribución de las concesionarias son comparativamente altos con respecto a otros países, por lo tanto, si bien es cierto que una señal económica dada por un régimen de compensaciones puede ser positiva para la industria (siempre que el régimen esté bien estructurado), debe haber mesura en las expectativas que puedan formarse los clientes finales. Dada la realidad chilena, contando con una calidad de suministro relativamente buena, no debiera originar un abono significativo en una boleta de consumo típica.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ley General de Servicios Eléctricos - DFL N° 1 de 1982.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos - DS N° 327 de 1997.
- Ley de Fortalecimiento del Régimen de Fiscalización del Sector Eléctrico, Ley N° 19.613, junio de 1999.
- Anteproyecto Nueva Ley General de Servicios Eléctricos, Comisión Nacional de Energía, septiembre de 2000.
- Actas de las Primeras Jornadas de Derecho Eléctrico, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 4 y 5 de julio de 2001.
- Documento preliminar de Norma Técnica de Continuidad de Suministro, de la Comisión Nacional de Energía, julio de 2000.
- Cartas CNE proceso fijación Valor Agregado de Distribución - julio 2000.
- Decretos de fijación de precios de nudo - abril 2002.