

Compensación por interrupción no autorizada del suministro eléctrico

Compensation for unauthorized interruption of power supply

Jorge Quintanilla Hernández*

El presente trabajo analiza el artículo 16 B de la Ley N°18.410, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en materia de compensaciones por interrupción no autorizada del suministro eléctrico, abarcando: los antecedentes históricos de dicha norma; la vinculación entre la responsabilidad infraccional que determina las interrupciones de suministro no autorizadas y la naturaleza indemnizatoria de las compensaciones reguladas por tal artículo; así como las implicancias de esta normativa en el ámbito de las sanciones administrativas.

Palabras clave: Interrupción no autorizada, compensaciones, suministro eléctrico, responsabilidad infraccional, sanciones administrativas.

This paper analyzes the article 16 B of Law No. 18.410, of the Superintendency of Electricity and Fuels, regarding the compensations for unauthorized power supply disruptions, including: the historical background of that rule; the correlation between the breach liability resulting from the unauthorized power supply disruptions and the compensatory nature of the rule; as well as the implications of that legislation in the field of administrative penalties.

Keywords: Unauthorized power supply disruptions, compensation, power supply, breach liability, administrative penalties.

RESUMEN / ABSTRACT

Introducción

El art. 16 B de la Ley N°18.410 fue introducido por la Ley N°19.613, de 1999, en el marco de una discusión legislativa que buscó fortalecer el régimen de fiscalización del sector eléctrico, y que se llevó a cabo en un contexto histórico marcado por importantes cortes de suministro eléctrico ocurridos en los años 1998 y 1999, bajo la vigencia de decretos de racionamiento que intentaban mitigar y redistribuir el déficit de suministro entre los diversos usuarios del sistema eléctrico.

* Abogado de la Universidad de Chile, Magíster en Economía y Regulación de Servicios Públicos de la Facultad de Economía de la Universidad de Barcelona. Correo electrónico: jquintanilla@qbn.cl

Este artículo ha sido desarrollado con la valiosa colaboración y crítica de Maribel Campos Villenas e Ignacia García Vilches, abogadas de FerradaNehme. Se agradece, asimismo, las observaciones y comentarios de profesionales de Transelec S.A., no obstante lo cual, el contenido del presente trabajo representa exclusivamente la opinión de su autor.

Como se sabe, el referido artículo establece la obligación de compensar a los usuarios sujetos a regulación de precios¹ ("clientes regulados"), emplazados en una o más áreas de concesión de distribución, que hayan sido afectados por la ocurrencia de interrupciones o suspensiones de suministro no autorizadas en conformidad a la ley y los reglamentos. Señala dicha disposición lo siguiente:

"Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del 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."

Al tenor de dicha disposición, desde el año 2011 en adelante, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), después de calificar en sede administrativa la ocurrencia de interrupciones de suministro –ocurridas a nivel de generación y transmisión– como "no autorizadas", ha instruido el pago de las compensaciones reguladas por el aludido art. 16 B en razón de dichas interrupciones.

Este proceso ha sido controvertido, entre otras empresas, por parte de algunas de las concesionarias de servicio público de distribución instruidas a pagar dichas compensaciones.

De las varias dimensiones controvertidas en torno a dicha instrucción, el presente documento pretende aportar a esclarecer, entre otras, cuestiones conceptuales tales como:

i) la vinculación entre la responsabilidad infraccional frente a las interrupciones o suspensiones de suministro no autorizadas conforme a la ley y los reglamentos (culpables) y la naturaleza indemnizatoria de las compensaciones que deben pagarse en función de dichas interrupciones, de conformidad con lo dispuesto por el art. 16 B;

ii) la debida aplicación uniforme y no discriminatoria de las indisponibilidades de generación, transmisión y distribución reguladas por el art. 245 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (RLGSE) para todos los casos de interrupciones o suspensiones de suministro, no autorizadas, a que se refiere el art. 16 B;

¹ De acuerdo al art. 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y para efectos del art. 16 B referido, son usuarios sujetos a regulación de precios aquellos cuya potencia conectada es inferior a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.

iii) la relevancia de diferenciar la valorización del tiempo de interrupción de suministro, según cuál sea la posición del actor responsable de la interrupción en la cadena de valor del ciclo eléctrico (generación, transmisión y distribución), para el caso de existir pluralidad de responsables frente a una interrupción o suspensión de suministro no autorizada; y,

iv) la importancia de definir parámetros de evaluación del impacto sistémico de fallas ocurridas a nivel de generación/transmisión, en relación con criterios de seguridad y calidad de servicio adoptados en el diseño y operación del sistema eléctrico.

En síntesis, estamos frente a un tema de gran vigencia, que debería ser abordado por autoridades, empresas y la sociedad, en general, de un modo constructivo, con el objeto de diseñar una regulación con criterios sistémicos, consistente con las bases jurídicas, técnicas y económicas del sector eléctrico, y perdurable a través del tiempo.

I. Antecedentes

1. Crisis eléctrica de 1998-1999

Durante los años 1998 y 1999, la zona central de Chile fue afectada por una severa crisis de abastecimiento eléctrico que derivó en cortes de suministro y en la dictación de decretos de racionamiento. Sin ser el objeto del presente artículo, para efectos de una debida contextualización del proyecto de ley que introdujo el art. 16 B, resulta relevante reseñar brevemente algunos antecedentes y análisis formulados en relación con dicha crisis, pues, dan cuenta del contexto histórico que enmarcó la génesis y ritmo de tramitación de ese proyecto.

En el año 1998, el cincuenta por ciento de la matriz energética del país estaba compuesta por energía hidráulica. Esta situación varió levemente al año siguiente, como consecuencia de la mayor capacidad instalada de generación eléctrica en base al gas natural procedente de Argentina, no obstante lo cual, la energía hidráulica se mantuvo como principal fuente energética del país².

Siguiendo a Díaz, Galetovic y Soto³, es posible caracterizar la crisis de 1998-1999, señalando que:

i) los déficits y cortes de suministro ocurrieron únicamente durante el mes de noviembre de 1998 y entre los meses de abril y junio de 1999;

ii) de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía (CNE), el déficit agregado fue un poco menos que 450 GigaWatts/hora (GW/h) repartidos en 81 días⁴;

iii) las reservas de energía en los distintos embalses, que ya eran bajas en 1998 (3.650 GW/h), disminuyeron durante todo ese año y permanecieron muy bajas hasta mediados de 1999;

² Ministerio de Energía.

³ DÍAZ, GALETOVIC y SOTO 2000, 168 y ss.

⁴ Señalan los autores que el consumo durante el año 1999 fue de orden de 27.000 GW/h y el consumo durante un día normal era de alrededor de 80GW/h.

iv) existió un uso acelerado del agua embalsada, en que las centrales El Toro y Antuco fueron utilizadas a plena capacidad desde mediados de febrero de 1998, llegando la cota del Lago Laja a 1.316 metros en junio⁵;

v) se verificó una sequía prolongada y muy intensa. Según Bernstein⁶, el año hidrológico comprendido entre abril de 1998 y marzo de 1999 fue más seco que el año hidrológico de 1968-1969 en términos de los caudales afluentes a las centrales del Sistema Interconectado Central (SIC). Así, la sequía dio lugar a una menor acumulación de nieve en la cordillera, lo que hizo prever una menor cantidad de agua disponible durante los deshielos que debían ocurrir entre octubre y marzo; y,

vi) asimismo, la central térmica de ciclo combinado⁷ Nehuenco, con una potencia de 370 MegaWatts (MW), capaz de generar alrededor del 10% de la energía demandada anualmente en esa época, estaba programada para entrar en servicio comercial en julio de 1998, pero como consecuencia de problemas técnicos su ingreso fue sucesivamente postergado hasta diciembre de 1998. Luego de ello tuvo una importante falla en marzo de 1999, en virtud de la cual quedó fuera de servicio durante el resto de la crisis⁸.

Frente a dicha crisis hubo controversia en torno al diagnóstico de las causas que la generaron y, cuando hubo coincidencia en el diagnóstico de las causas, también hubo divergencia respecto a la ponderación que se asignó a cada una de ellas.

Así, por ejemplo, Galetovic, Díaz y Soto sostuvieron que si el agua embalsada se hubiera manejado eficientemente, o bien los reguladores hubiesen tenido voluntad de hacer funcionar el sistema de precios y usar sus atribuciones prontamente, o si el Ejecutivo no hubiese temido los “costos políticos” de de-

⁵ Explican Díaz, Galetovic y Soto, asimismo, que el Laja era por lejos el mayor embalse, y que su cantidad de agua se mide por su cota en metros sobre el nivel del mar. Así, el lago se encuentra lleno cuando la cota alcanza los 1.368 metros, mientras que está casi vacío cuando la cota alcanza los 1.310 metros. Agregan que el nivel de este lago cayó aún más cuando el Ministerio de Obras Públicas vendió agua equivalente a 316 G/h destinada a riego, la cual se usó íntegramente en julio y agosto, por lo que en septiembre la cota llegó a 1.310 metros. DÍAZ, GALETOVIC y SOTO, 2010, 169.

⁶ BERNSTEIN 1999, 7.

⁷ Central de generación eléctrica en que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante la utilización conjunta de dos turbinas: el ciclo correspondiente a una turbina de gas (generalmente gas natural), mediante combustión; y el ciclo convencional correspondiente a agua/turbina de vapor.

Según Bernstein, “Una central de ciclo combinado como Nehuenco consta de una turbina a gas de ciclo simple, una caldera que recupera el calor en el escape de la turbina, y una turbina a vapor convencional que aprovecha el vapor generado en la caldera. El rendimiento de las centrales de ciclo combinado es por consiguiente, muy elevado (55% contra 40% en una central a vapor convencional y 33% en una turbina a gas de ciclo simple)”. BERNSTEIN 1999, 8.

⁸ “Para formarse una idea de cuán importante era el aporte de Nehuenco, nótese que si hubiera entrado en funcionamiento a plena capacidad desde noviembre, hubiera producido alrededor de ocho GWh al día. Una estimación conservadora indica que los 81 días de déficit se hubieran reducido a solo 26”. DÍAZ, GALETOVIC y SOTO, 172.

cretar racionamiento apenas las condiciones lo justificaron, entonces, se hubiesen ahorrado más que 450 GWh⁹.

Por su parte, Bernstein identificó como causas del racionamiento ocurrido con ocasión de la crisis: *i)* la sequía, como la causa más importante, pues, de acuerdo a la información del Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), si se hubiera tenido afluentes iguales a los de 1968, no se habrían producido los racionamientos, ni aún con la falla de la Central Nehuenco; *ii)* las sucesivas postergaciones en la puesta en servicio de la Central Nehuenco; *iii)* la falla de Nehuenco a fines de marzo de 1999, lo cual representó una condición de doble contingencia sequía-falla de una gran central; *iv)* la falta de independencia del CDEC y la deficiente administración de la emergencia; y, *v)* las limitaciones del art. 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), vigente en ese entonces, en cuanto no se contemplaban herramientas para actuar sobre la oferta y la demanda cuando la escasez hidrológica superaba el referente estadístico de la sequía de 1968, cuestión que precisamente ocurrió en la crisis de 1998-1999¹⁰.

Otros análisis sostuvieron que la crisis eléctrica reveló problemas tales como: *i)* la ausencia de un marco legal e institucional adecuado a las características que exhibía el desarrollo de la industria eléctrica en Chile; *ii)* la debilidad orgánica de las entidades del Estado encargadas tanto de definir y ejecutar las políticas energéticas, como de regular y fiscalizar las actividades del sector; y, *iii)* la carencia de una política energética de largo aliento que fuese más allá del objetivo exclusivo de minimizar los costos de generación¹¹.

Pues bien, en este escenario fue que, finalmente, el 16 de diciembre de 1998, el Ejecutivo ingresó al Congreso Nacional el proyecto de ley para modificar la Ley N°18.410, Orgánica de la SEC, con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector eléctrico.

En lo que nos interesa, el diagnóstico general que motivó el envío de ese proyecto y su posterior aprobación por el Congreso, fueron las insuficientes facultades fiscalizadoras de la SEC y la consideración de que las compensaciones frente a cortes de suministro eléctrico no eran claras.

Como se explicará en el siguiente apartado, la rápida tramitación de esta ley derivó, entre otras modificaciones, en la inclusión del nuevo art. 16 B en la Ley N° 18.410.

2. Historia de la Ley N° 19.613

Ya en el marco de la discusión legislativa que dio origen a la Ley N°19.613, podemos relevar como hitos:

a) El Mensaje del Ejecutivo. En este se dio cuenta de los cortes de suministro eléctrico imprevistos o no programados que se habían producido hasta esa fecha, y el racionamiento eléctrico que había debido implementarse con ocasión del déficit de generación eléctrica, señalándose las negativas consecuencias que esos hechos acarrearían para la economía y la población en general.

⁹ DÍAZ, GALETOVIC y SOTO, 188.

¹⁰ BERNSTEIN 1999, 7-10.

¹¹ ROZAS 1999, 7.

Se señaló que el proyecto de ley buscaba, principalmente, fortalecer el régimen de fiscalización del sector eléctrico, el cual se consideraba insuficiente¹². El énfasis del proyecto estuvo puesto en las facultades fiscalizadoras y sancionatorias de la SEC.

Dentro de las modificaciones propuestas en el ámbito de la potestad sancionatoria de dicha autoridad, se contempló la introducción de un nuevo art. 16 B, estableciéndose como infracción específica la interrupción del suministro a causa de fallas en la seguridad del sistema que afectase a una o más áreas de concesión de distribución.

Originalmente, el Ejecutivo concibió este artículo como una infracción, que traía aparejada una sanción consistente en una multa que podía ascender hasta a un monto equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción, valorizada a costo de racionamiento¹³. La idea subyacente –se explicaba– era fijar un incentivo para que las empresas optimizaran la coordinación y seguridad del sistema.

Dada la naturaleza de infracción que se asignaba a la figura descrita por el referido art. 16 B, se dejaba a salvo expresamente el derecho de las personas o entidades afectadas, en razón de la interrupción, para reclamar las correspondientes indemnizaciones ante la justicia ordinaria.

b) *Discusión en la Cámara de Diputados.* Durante el primer trámite constitucional, la Comisión de Minería y Energía propuso reformar el art. 16 B, en el sentido de que las multas que se cursaran en virtud de su aplicación debían beneficiar a los usuarios perjudicados, independientemente de que estos pudieran recurrir a los tribunales ordinarios de justicia para perseguir las responsabilidades civiles y penales que procedieran.

Asimismo, la Comisión envió el proyecto a las empresas fiscalizadas a fin de recabar su opinión sobre el proyecto.

En general, todas las compañías consultadas manifestaron sus aprensiones frente a gran parte de las modificaciones que contenía el proyecto. Específicamente, en relación a la redacción y contenido del art. 16 B, sus objeciones apuntaron a que, antes de regular el tema de compensaciones a los usuarios por interrupciones o suspensiones no autorizadas, debía fortalecerse los criterios de seguridad y calidad del servicio, ya que no podía entenderse la aplica-

¹² Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 7-8.

¹³ Señalaba la propuesta del Ejecutivo: “Artículo 16 Bis.- La interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica a consecuencia de fallas en la seguridad del sistema, que afecte parcial o íntegramente a una o más áreas de concesión de distribución, será sancionada con una multa equivalente hasta el duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción del servicio, valorada a costo de racionamiento.

Adicionalmente, si a consecuencia de esta infracción el responsable obtuviere un beneficio cuantificable, la multa se incrementará hasta en el doble del beneficio obtenido.

La comisión de esta infracción podrá llevar aparejada la suspensión, revocación o caducidad de las autorizaciones o concesiones, atendiendo a la intencionalidad o reincidencia en la misma infracción.

Las sanciones establecidas en este artículo se aplicarán sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales en que pudiere incurrir el autor de la infracción”. ROZAS 1999, 15.

ción de un régimen de responsabilidad como el del art. 16 B de manera aislada, y necesariamente debía relacionarse con las exigencias y estándares fijados por las reglas de calidad del suministro.

En este mismo orden de ideas, durante la discusión legislativa del proyecto, varios legisladores se pronunciaron respecto a la premura con que se estaba debatiendo, haciendo ver que las materias propuestas requerían de un análisis más acabado y detenido, por tratarse de una legislación compleja, como lo es la normativa eléctrica. En este sentido se pronunciaron los diputados Molina, Alessandri, Leay, Valenzuela¹⁴; y los senadores Bombal, Matthei, Fernández y otros legisladores¹⁵.

Por su parte, mediante oficios de fecha 26 de abril de 1999, el Ejecutivo formuló indicaciones al proyecto, estableciendo dos tipos de compensaciones. La primera, cuyo objeto era que se indemnizase a los usuarios como consecuencia de cualquier suspensión o interrupción no autorizada del suministro; y, la segunda, que disponía la obligación de compensar a los usuarios a todo evento en caso de dictación de un decreto de racionamiento como consecuencia de fallas prolongadas de centrales termoeléctricas o de situaciones de sequía, causales que no podrían ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito¹⁶.

La primera de las indicaciones mencionadas, dio origen a la nueva versión del art. 16 B, donde el Ejecutivo reformuló la disposición, eliminando su naturaleza de infracción¹⁷.

La modificación consistió, principalmente, en considerar que, bajo el supuesto de interrupciones o suspensiones no autorizadas en conformidad a la ley o los reglamentos, el concesionario debía compensar a los usuarios afectados. Es decir, la conducta antijurídica del responsable de la interrupción, además de estar sujeta a la aplicación de la o las sanciones administrativas que correspondieran (la indicación incorporó, al comienzo del artículo, la frase "sin perjuicio de las sanciones que correspondan"), determinaba la obligación de indemnizar a los afectados por los perjuicios causados por dicha conducta no permitida.

¹⁴ Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 74-83.

¹⁵ Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 242-259.

¹⁶ Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 29.

¹⁷ El nuevo artículo señalaba lo siguiente: "Artículo 16 B.- Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del 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 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 anterior será incrementada en los casos en que, a consecuencia de la interrupción o suspensión, el responsable obtuviere un beneficio cuantificable. El incremento podrá ascender hasta el doble del beneficio obtenido por el responsable. 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". Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 53.

Esta indicación, y especialmente la naturaleza indemnizatoria de las compensaciones establecidas por el art. 16 B, fue defendida también por varios de los legisladores que participaron en la discusión legislativa del proyecto de ley. En este sentido se pronunciaron los Diputados Molina, Riveros y otros¹⁸.

c) *Discusión en el Senado*. En esta instancia, el art. 16 B fue objeto de las últimas modificaciones, las cuales definirían el texto final con el cual este sería aprobado.

Estos cambios consistieron, básicamente, en la precisión de que los usuarios afectados serían aquellos “sujetos a regulación de precios”, de manera que se excluyó expresamente de la aplicación de esta norma a los clientes libres. Asimismo, se eliminó el inciso segundo, el cual contemplaba un aumento de la compensación en aquellos casos en que, como consecuencia de la interrupción o suspensión, el responsable hubiera obtenido un beneficio cuantificable.

Finalmente, el proyecto fue aprobado a través de la Ley N°19.613, publicada en el *Diario Oficial* con fecha 8 de junio de 1999.

II. Debate en torno al artículo 16 B de la ley N°18.410

1. Responsabilidad infraccional y compensaciones

Según anticipamos, la interpretación del art. 16 B ha generado variadas controversias. Una de ellas se ha referido a los supuestos que deben concurrir para su aplicación, particularmente, en lo referido a la existencia y acreditación de, al menos, responsabilidad infraccional de parte de quien o quienes son los responsables de la interrupción o suspensión de suministro no autorizada.

Al respecto, la SEC, en el contexto de un recurso de reclamación interpuesto por una concesionaria de distribución eléctrica, señaló en noviembre de 2011¹⁹ que en el art. 16 B de la Ley N°18.410 el legislador quiso independizar la procedencia del pago de las compensaciones de la existencia de una sanción por responsabilidad infraccional, por lo que la sola existencia de una interrupción no autorizada por la ley o el reglamento haría procedente el pago de las compensaciones. Literalmente sostuvo:

“(...) la norma legal reconoce que las compensaciones son un mecanismo que pretende resarcir el patrimonio de los usuarios regulados, más allá de la sanción que sea aplicable. Vale decir, las compensaciones operan existiendo o no sanciones de por medio. El legislador quiso entender que se independizaba de su exigibilidad la existencia o no de una sanción, considerando entonces que el único elemento detonador de este mecanismo es la existencia de una interrupción que no haya sido autorizada por la ley o el reglamento (...)”.

En otras palabras, en el entender de la SEC, el cliente regulado tiene derecho al pago de la compensación establecida en el art. 16 B aun cuando se determine que no hay responsable de la interrupción o suspensión de sumi-

¹⁸ También en este sentido los diputados Leal, Alessandri, Leay, Mulet; y los senadores Pizarro, Hamilton, Boeninger, Diez, entre otros legisladores.

¹⁹ Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2011b, 4.

nistro, con lo cual se daría lugar a la procedencia de compensaciones bajo un esquema, prácticamente, de responsabilidad objetiva.

Como se puede advertir, tal interpretación es errada y pugna con:

i) la historia de la Ley N°19.613, que introdujo esta disposición, pues el art. 16 B estableció lo que se denomina en la dogmática del Derecho Civil “evaluación legal de los perjuicios”, y que, en este caso, tiene como objeto los perjuicios que experimentan los clientes regulados por la interrupción o suspensión de suministro eléctrico. El que se trate de una evaluación de “perjuicios” nos indica que la disposición supone la concurrencia de una acción u omisión que, en cuanto antijurídica, causa perjuicios, y que se expresa precisamente en la infracción normativa que justifica la atribución de una responsabilidad infraccional al o los responsables de la interrupción. Esto no es nuevo, a tal punto que el propio Tribunal Constitucional²⁰ ha establecido que el art. 16 B establece una “evaluación legal de perjuicios”.

ii) lo resuelto por la Corte Suprema, en el sentido que la atribución de responsabilidad infraccional en el marco de la Ley N°18.410 requiere de culpa, la cual se exterioriza en la inobservancia de prescripciones normativas y constituye un elemento esencial para que se configure la responsabilidad infraccional²¹; y,

iii) con el planteamiento de la propia SEC, desarrollado en su anteproyecto de “Reglamento de Compensaciones”²², en cuyo art. 9 se contempló que, en el evento que se hubiere pagado compensaciones y con posterioridad se determinara que la interrupción o suspensión del suministro había sido autorizada, el concesionario de distribución tendría la facultad de reliquidar los montos abonados a los clientes regulados por concepto de compensaciones.

Como puede observarse, el planteamiento de la SEC que se viene analizando, prescinde de un elemento esencial para la aplicación de las compensaciones reguladas por el art. 16 B: la necesidad de acreditar al menos responsabilidad infraccional, de parte del responsable de la interrupción o suspensión no autorizada, y que soportará patrimonialmente el pago de las compensaciones.

En efecto, la configuración de la responsabilidad infraccional, como tipo especial de la responsabilidad por culpa, sigue su mismo esquema y, en consecuencia, exige los mismos requisitos, esto es, un hecho imputable, daño, causalidad y culpa.

La particularidad que presenta la responsabilidad infraccional se verifica en un determinado elemento: la culpa, pues se configura por la contravención de los deberes de cuidado establecidos por el legislador u otra autoridad con potestad normativa²³ y, en consecuencia, basta acreditar esa infracción para tener por establecida la culpa del autor²⁴. No obstante ello, el juicio de responsabilidad no se agota ahí, pues es necesario que se configuren los demás

²⁰ CONAFE S.A. y otras (2013).

²¹ Empresa Eléctrica Guacolda S.A. con Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2010).

²² Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2011c.

²³ BARROS BOURIE 2006, 446.

²⁴ BARROS BOURIE 2006, 91.

supuestos de la responsabilidad, esto es, la existencia de un hecho imputable, el daño y la relación causal entre ambos. En consecuencia, la sola infracción de la norma no permite establecer la responsabilidad infraccional, pues se requiere satisfacer los demás requisitos de esta.

Por otra parte, la resolución sancionatoria dictada por la SEC en sede administrativa o la sentencia firme de los Tribunales Superiores de Justicia ratificando dicha sanción, tiene un efecto meramente declarativo, pues el derecho de los clientes regulados a las compensaciones del art. 16 B nace en cuanto se produce la interrupción o suspensión de suministro eléctrico no autorizada.

En consecuencia, en el evento que se determine, finalmente, que la o las empresas eléctricas no incurrieron en responsabilidad infraccional, las compensaciones que se hubiere pagado anticipadamente a los clientes regulados resultarían jurídicamente improcedentes, pues, carecerían de causa.

Una conclusión distinta significaría sostener que, en virtud del tantas veces citado art. 16 B, las empresas eléctricas se encuentran sujetas a un régimen de responsabilidad objetiva, en donde por el solo hecho de producirse una interrupción o suspensión de suministro eléctrico no autorizada, se debe responder ante los clientes regulados mediante el pago de compensaciones. Pero, ocurre que dicha interpretación contraviene abiertamente la historia de la Ley N°19.613, en cuanto esta última estableció la disposición en comento, asignando a tales compensaciones una naturaleza indemnizatoria que presupone una acción u omisión antijurídica.

Sabido es, por lo demás, que un régimen de responsabilidad objetiva requiere de disposición legal expresa que lo establezca. En este sentido, Barros señala:

“Los estatutos de responsabilidad estricta son establecidos por el legislador. No existe en el derecho chileno una norma que establezca una categoría general, que comprenda distintos grupos de casos sujetos a este régimen de responsabilidad. En consecuencia, es de derecho estricto, porque constituye una excepción al régimen general y supletorio de responsabilidad por culpa”²⁵.

2. Cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B y las indisponibilidades establecidas por el art. 245 del RLGSE

Esta dimensión cobra relevancia de momento que la SEC, por vez primera, después de calificar como no autorizada la interrupción de suministro ocurrida el 14 de marzo de 2010 en el SIC, mediante su Oficio Ordinario N°10.423, de 3 de octubre de 2011, ordenó a las concesionarias de distribución pagar las compensaciones reguladas por el art. 16 B, calculándolas con omisión de lo dispuesto por el art. 245 del Reglamento de la LGSE, esto es, omitiendo las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión.

a) *Concepto*. Una interpretación sistemática de la normativa sectorial eléctrica implica necesariamente entender e interpretar el art. 16 B de la Ley N°18.410 en conjunto con el resto de la normativa sectorial. Esta última considera la LGSE y su reglamento, así como la demás normativa reglamentaria y

²⁵ BARROS BOURIE 2006, 446.

técnica vigente. Precisamente, una disposición del RLGSE plenamente vigente la constituye el art. 245.

El RLGSE constituye la expresión del ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución, de la mayor relevancia, pues, en su virtud se desarrollaron orgánicamente una serie de materias normadas en la LGSE, entre ellas las referidas a indisponibilidades aceptables de los distintos servicios eléctricos de generación, transmisión y distribución²⁶.

A la fecha de ocurrencia de las diversas interrupciones de suministro no autorizadas, en razón de las cuales la SEC ha instruido calcular las compensaciones reguladas por el art. 16 B, el tenor del art. 245 del RLGSE era el siguiente²⁷:

“Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores indicados a continuación:

a) En puntos de conexión a usuarios finales de baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;

b) En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;

c) En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión [inciso primero].

La indisponibilidad aceptable de generación, será establecida por la Comisión con motivo del programa de obras a que se refiere el art. 272 de este reglamento [inciso segundo].

La indisponibilidad aceptable de transmisión será la establecida por la Comisión para efectos del cálculo de factores de penalización, según se señala en el art. 281 [inciso tercero].

Las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deberán superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la Comisión” [inciso cuarto].

Entonces, contrariamente a lo instruido por la SEC, tratándose por ejemplo de la interrupción de suministro ocurrida el 14 de marzo de 2010 en el SIC, las indisponibilidades aceptables a nivel de transmisión y generación que, al

²⁶ Así, se señaló explícitamente por el considerando contenido en la letra c) de dicho RGLSE: “Que se hace indispensable una reglamentación orgánica que contemple todos los aspectos normados en el D.F.L. N°1, de 1982, y derogar así las diversas disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales, tales como los decretos supremos N° 6, de 1985, N° 34, de 1994, ambos del Ministerio de Minería; y los decretos supremos N°1.280, de 1971, N° 3.386, de 1935, y N° 385, de 1934, todos del Ministerio del Interior”.

²⁷ Cabe señalar que, el pasado 23 de abril de 2013 se publicó en el *Diario Oficial* el Decreto Supremo N°86, de 29 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, que aprobó el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo (“Reglamento de Fijación de Precios de Nudo”). El art. 105 de ese Reglamento deroga los incisos segundo y tercero del art. 245 del RLGSE. Con todo, las indisponibilidades de generación y transmisión siguen plenamente vigentes, pues, continúan reguladas en la letra c) del inciso primero del art. 245 del RLGSE, el cual no fue afectado por la derogación.

tenor del art. 245 del RLGSE, deben considerarse en el cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B, son las calculadas por la CNE, para efectos del cálculo de factores de penalización, desarrollado de conformidad con lo dispuesto por el art. 281²⁸ del RLGSE.

Luego del cálculo de la CNE, dichas indisponibilidades son posteriormente fijadas para cada subestación del sistema de transmisión troncal del SIC y del Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), a través del respectivo Decreto Supremo que fija los precios de nudo de carácter semestral.

Continuando con el ejemplo de la interrupción de suministro, ocurrida el 14 de marzo de 2010, el cálculo de las indisponibilidades aceptables de transmisión y generación fue efectuado por la CNE a través del Informe Técnico de precios de nudo, de octubre de 2009, y que regía a la fecha de dicha interrupción²⁹. Sobre la base de dicho Informe fue dictado posteriormente el respectivo Decreto Supremo N°281, de 30 de octubre de 2009, del entonces Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el *Diario Oficial* de 4 de enero de 2010.

Ese decreto, en su numeral 2.1 (página 7), detalló los valores de indisponibilidad aceptables de generación y transmisión para cada subestación troncal, en términos de horas al año, distinguiendo en el caso de la transmisión, por una parte los valores de indisponibilidad aceptables para el tramo de transmisión troncal y, por otra, los valores de indisponibilidad aceptable para el tramo de transmisión secundaria (como también se denomina al servicio de subtransmisión).

Pues bien, dichas indisponibilidades aceptables a nivel de transmisión y generación deben ser consideradas para efectos de calcular las compensaciones que resulten procedentes de pagar frente a la interrupción de suministro del 14 de marzo de 2010 ocurrida en el SIC. Misma conclusión se aplica respecto de cualquier cálculo de compensaciones reguladas por el art. 16 B y que deban pagarse en razón de otras interrupciones o suspensiones de suministro no autorizadas.

b) *Interpretación de la SEC.* En esta materia, la SEC ha sostenido que, para el cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B, no procedería descontar las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión, exponiendo los siguientes argumentos:

En primer lugar, ha sostenido que las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión se refieren a parámetros de calidad de suministro, lo cual sería –según la SEC– un tema distinto del pago de las compensaciones a que se refiere el art. 16 B. En esta dirección, también ha señalado la SEC que el inciso

²⁸ Si bien el art. 281 fue derogado por el art. 105 del Reglamento de Fijación de Precios de Nudo, los Informes Técnicos de Precios de Nudo de la CNE, y el posterior Decreto de Precios de Nudo semestral, que dicta el Ministerio de Energía, continúan al día de hoy fijando las respectivas indisponibilidades aceptables a nivel de generación y transmisión, dando así cumplimiento a lo dispuesto por el art. 245 del RLGSE. Al efecto, puede revisarse el Decreto Supremo N°9T, de 30 de octubre de 2013, del Ministerio de Energía, publicado en el *Diario Oficial* de 28 de febrero de 2014, art. primero, numeral 2.1.

²⁹ Concretamente, dicho Informe Técnico, en su anexo N°3, calculó una indisponibilidad aceptable a nivel de transmisión de 1,63 horas/por año, mientras que para el segmento de generación calculó una indisponibilidad de 1,9 horas/por año (página 43).

primero del referido artículo, al momento de definir los factores para determinar el valor del monto a compensar, no incorpora los tiempos de indisponibilidad³⁰.

Así, ha señalado que³¹:

“(...) la aludida indisponibilidad de la energía a que se refieren las reclamantes, analizando lo que establecen los decretos de precios de nudo, no son autorizadas, como erradamente sostienen en su libelo. Se trata de un parámetro denominado ‘indisponibilidades aceptables de generación y transmisión’, que se encuentra establecido en función de los precios de nudo y que, si es excedido, constituye una transgresión al parámetro de calidad de servicio que se establece mediante esos decretos, infracción que, por cierto, hará exigible la responsabilidad a la transgresora. Pero el principio fundamental contenido en la normativa vigente, que se mantiene incólume no obstante la existencia de normas de detalle que se refieren a otras materias (calidad de suministro), es que toda la energía no suministrada, que no se encuentre autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, como ha ocurrido en el caso en estudio, debe ser compensada al usuario afectado (...)”.

Y, en segundo lugar, ha afirmado la SEC que en el remoto caso que se concluyera que dichas normas (el art. 16 B de la Ley N°18.410 y el art. 245 del RLGSE) sí están estrechamente relacionadas, y que, en consecuencia:

“(...) existiría una aparente contradicción entre el art. 16 B de la ley N°18.410, y las normas del decreto supremo N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, que regulan los tiempos de indisponibilidad, no cabría sino concluir que prevalece la norma de rango legal; esto, en virtud de su mayor jerarquía, como también a su fecha de dictación, por cuanto mientras las citadas normas reglamentarias fueron dictadas a fines del año 1997, y publicadas en septiembre del año 1998, el art. 16 B fue promulgado y publicado en junio de 1999, por lo que en función de los principios generales que informan la teoría de la ley su entrada en vigencia habría producido la derogación tácita de las primeras³² (...)”.

c) *Errores de que adolece la interpretación de la SEC.* Desde una perspectiva de estricta sujeción al principio de legalidad, propia del Derecho Público que rige las potestades de la SEC, consideramos que la pretensión de dejar sin efecto, a través de actos administrativos singulares –como son los oficios ordinarios en que ha instruido calcular las compensaciones– una disposición reglamentaria de carácter general, como es el art. 245 del RLGSE, es insostenible.

De admitirse lo anterior, además de transgredirse el principio de legalidad, se vulneraría lo que en doctrina se conoce como “principio de inderogabilidad singular de los reglamentos”, en virtud del cual la Administración que dictó el Reglamento no puede, mediante un acto singular –como es un Oficio Ordinario– ordenar la inobservancia de una disposición de dicho Reglamento en un caso concreto. La Administración podría derogar con carácter general un

³⁰ Escrito de la SEC, de 3 de mayo de 2013, presentado ante el Tribunal Constitucional frente a un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del art. 16 B de la Ley N°18.410. Página 20. Rol N°2423-13-INA.

³¹ Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2011b, 7.

³² Escrito de la SEC, de 3 de mayo de 2013, 20.

Reglamento, pero lo que dicho principio prohíbe es que la derogación se efectúe para un caso determinado³³.

Ahora bien, más allá de dicho vicio de nulidad de derecho público, exponemos los argumentos que refutan las argumentaciones con que la SEC ha pretendido sustentar su decisión de excluir las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión con ocasión del cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B de la Ley N°18.410.

i) Necesidad de distinguir la dimensión de responsabilidad infraccional por interrupciones o suspensiones de suministro culposas, y la dimensión indemnizatoria o de reparación de perjuicios a que corresponden las compensaciones reguladas por el art. 16 B. Una interrupción o suspensión de suministro no autorizada por la ley o los reglamentos, es decir, en cuya ocurrencia ha habido, a lo menos culpa infraccional, siempre ha de devengar la respectiva responsabilidad infraccional para el o los autores responsables. Pero, como es sabido, las sanciones administrativas que hagan efectiva esa responsabilidad infraccional (multa, amonestación, etc.), de conformidad con lo dispuesto por el art. 16 de la Ley N°18.410, operan en el ámbito de la potestad sancionatoria con una finalidad puramente represora³⁴.

En cambio, el ámbito en que operan las compensaciones reguladas por el art. 16 B corresponde a una dimensión indemnizatoria del perjuicio patrimonial que se haya causado a los clientes regulados con ocasión de la interrupción no autorizada.

Y es aquí en donde los descuentos de las indisponibilidades de generación y transmisión cobran relevancia, pues, en virtud de su aplicación no se niega el derecho de los clientes regulados a ser compensados, sino que se ajusta la magnitud del monto de compensaciones que han de pagarse al tiempo, por cuya disponibilidad de servicio, han pagado dichos clientes, cuando no obstante dicho pago no han dispuesto del respectivo servicio.

En efecto, en el ámbito de la transmisión troncal por ejemplo, los clientes regulados pagan una tarifa por disponer de un servicio de transporte que les permita acceder al suministro de electricidad (energía y potencia), y que de acuerdo al art. 102 letra a) de la LGSE, se denomina "cargo único por concepto de uso del sistema troncal".

Este tipo de tarifa es calculada en función de una empresa modelo troncal que presta un servicio de transmisión troncal conforme a determinadas exigencias de calidad y seguridad de servicio³⁵, que no presuponen la disponibilidad

³³ MUÑOZ MACHADO 2005, 2151-2152.

³⁴ El propio proyecto de ley del Ejecutivo, que dio origen a la Ley N°19.613, señalaba que: "la sanción administrativa consiste en cualquier medida correctiva o disciplinaria aplicada por la administración a una persona, como consecuencia de una conducta ilegal, a resultas de un procedimiento administrativo y con una finalidad puramente represora". Historia de la Ley N° 19.613, 5.

³⁵ A título ilustrativo, conforme al art. 84 inciso tercero de la LGSE, el análisis del Estudio de Transmisión Troncal (ETT), debe considerar condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Por su parte, el art. 86 inciso segundo de la misma LGSE, dispone que las bases del ETT

del servicio de transmisión a todo evento, durante los 365 días del año. Por el contrario, se asume en dicho diseño que existe un número de horas al año en que el servicio de transmisión troncal puede no estar disponible.

Entonces, si bien cuando un cliente regulado paga su tarifa mensual por suministro eléctrico lo hace de una vez y por un solo monto, los componentes de este último son varios. La propia LGSE ordena en su art. 102 inciso final que la boleta o factura que extienda el concesionario de distribución a sus clientes debe señalar, separadamente, los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella.

Por tanto, cuando el cliente regulado paga por el componente de costo que remunera el servicio de transmisión troncal, está pagando una tarifa que fue calculada presuponiendo un determinado número de horas de indisponibilidad del servicio de transmisión troncal. Luego, cuando en el cálculo de compensaciones reguladas por el art. 16 B se descuenta la indisponibilidad de transmisión, no se está afectando patrimonialmente al cliente regulado, pues, la tarifa que él paga mensualmente asume que habrá un número de horas de indisponibilidad aceptable del servicio de transmisión. En otras palabras, y asumiendo valores hipotéticos para efectos de ilustrar el punto, el cliente regulado paga la tarifa por un servicio de transmisión que estará disponible en un 95% de todas las horas del año.

Ahora, otra cosa distinta es que dichas indisponibilidades aceptables no eximan a la empresa eléctrica, que incurre en una interrupción de suministro culpable, de la respectiva sanción administrativa. Y ello precisamente porque toda infracción a la normativa sectorial debe ser sancionada para enviar una señal de restablecimiento del orden normativo a todos los operadores del sector eléctrico. Esto último, como hemos dicho, ya no en la dimensión indemnizatoria, sino que en el orden propio de la responsabilidad infraccional y la potestad sancionatoria de la SEC.

Desde luego, nada de lo anterior es refutado por la afirmación de la SEC en orden a que se trata de materias distintas el art. 16 B y el art. 245 del RLGSE. Desde luego, la sanción administrativa aplicada opera en el ámbito de la potestad sancionatoria con finalidades preventivo-especiales y generales; mientras que las compensaciones operan en el ámbito indemnizatorio.

Sin embargo, llegado el momento de calcular las compensaciones del art. 16 B corresponde aplicar, naturalmente, las indisponibilidades previstas por el art. 245. Así también cabe señalar que, de infringirse por un determinado operador esas indisponibilidades aceptables anuales, deberá asumirse por este último la responsabilidad infraccional por infringir la normativa técnica de seguridad y calidad de servicio. Naturalmente en ese caso, dicho operador deberá

deben indicar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. En esa misma dirección, el art. 5-71 de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, cuya última modificación fue aprobada mediante la Resolución Ministerial Exenta N°442, de 1 de septiembre de 2010, del Ministerio de Energía, dispone que con el fin de determinar los índices de continuidad esperados en el ETT y los Estudios de Subtransmisión que se realicen, se deberán considerar los indicadores de indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en generación y transmisión.

pagar las compensaciones que procedan, sin que en el cálculo de estas últimas quepa considerar indisponibilidad alguna, pues, el fundamento jurídico de esas compensaciones se deberá a la infracción misma, de los estándares de indisponibilidades aceptables, que ese operador no ha observado.

ii) Las indisponibilidades de generación y transmisión se aplican al cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B aun cuando este último no las mencione literalmente. Desde luego, una interpretación armónica y sistemática obliga a aplicar el art. 16 B en conjunción con todo el bloque de la normativa sectorial eléctrica, incluida la normativa reglamentaria y técnica de calidad y seguridad de servicio.

Cabe recordar que las indisponibilidades aceptables, contempladas en el RLGSE, son directa ejecución de una norma de rango legal, como es la LGSE, que establece una regulación de tarifas conforme a determinadas exigencias de seguridad y calidad de servicio. En efecto, en ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución contemplada en el art. 32 N° 6 de la Constitución Política, el Presidente de la República goza de facultades para dictar reglamentos que tienen por objeto facilitar la ejecución de las leyes. De esta manera, un reglamento busca concretizar las disposiciones legales que están concebidas en términos más amplios y generales, complementando los preceptos contenidos en la respectiva ley.

Como hemos mostrado, el ajuste de la magnitud del monto a compensar que implica descontar, por ejemplo, las indisponibilidades aceptables de transmisión, constituye un proceso lógico de indemnización acotada estrictamente a compensar las horas en que no estuvo disponible el servicio de transmisión y por las cuales el cliente regulado pagó una tarifa, cuyo cálculo sí consideró disponible dicho servicio en esas horas.

Ahora bien, pretender no aplicar las indisponibilidades porque no son mencionadas por el inciso primero del art. 16 B, nos podría conducir al absurdo de sostener que tampoco se ha determinado por esta misma disposición cómo se debe calcular el costo de racionamiento³⁶, como consecuencia de lo cual no podría aplicarse dicho concepto. O, siguiendo esa misma línea, podría señalarse que no procede aplicar reajustes a los montos resultantes de aplicar ese inciso primero, pues, los mismos no son mencionados en él; y, no obstante ello, la SEC igualmente instruyó que se aplicaran reajustes a las compensaciones.

Por último, del tenor literal del art. 245 del RLGSE, se desprende que las indisponibilidades aceptables deben considerarse en el cálculo de compensaciones adeudadas por una interrupción de suministro, sea que esta última co-

³⁶ Por ejemplo, para el cálculo del costo de falla en el SIC, el Informe Técnico de Precios de Nudo de octubre de 2011, de la CNE, determinó un valor único representativo del costo de racionamiento (página 22), pero al observar el Anexo N°4 del mismo, se constata que para arribar a él, se ponderó con distintos porcentajes un costo de falla en el sector residencial, otro en el comercial, otro para el segmento minero, etc. ¿Podría decirse entonces que esa forma de calcular un único costo de racionamiento tampoco se encuentra ordenada por el art. 16 B de la Ley N°18.410? Consideramos que no, pues, precisamente un interpretación armónica y sistemática de la normativa sectorial eléctrica obliga al intérprete a integrar una determinada disposición legal con la normativa reglamentaria y técnica que la desarrolla.

responda a una interrupción programada o forzosa. Solo así puede entenderse racionalmente la redacción del encabezado de ese artículo cuando señala que “durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación (...)”.

La expresión “incluidas las interrupciones programadas” supone que existe otro tipo de interrupciones amparada por esta norma, y esas son las interrupciones forzosas.

iii) No existe ninguna contradicción entre el art. 16 B de la Ley N°18.410 y el art. 245 del RLGSE. Necesidad de preservar un tratamiento de igualdad ante la ley y no discriminación arbitraria, por parte de la SEC, al aplicar el art. 245 del RLGSE. Hasta el mes de octubre de 2011, la interpretación de la SEC fue que el cálculo de compensaciones en razón de interrupciones o suspensiones de suministro no autorizadas debía considerar el descuento de las indisponibilidades aceptables de generación, transmisión o distribución, según cuál fuese el segmento al cual perteneciera el o los responsables de la interrupción o suspensión.

Así por ejemplo, en su Oficio Circular N° 5076³⁷, de fecha 19 de agosto de 2003 (Oficio N° 5076), en razón de la interrupción de suministro ocurrida el 23 de septiembre de 2002 en el SIC, la SEC instruyó al CDEC - SIC y a las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para que procediesen al cálculo de las compensaciones que correspondiesen, con el descuento de las indisponibilidades aceptables de los niveles de generación y transmisión para efectos de establecer el monto de la indemnización compensatoria.

Se instruyó descontar esas indisponibilidades, pues, tratándose de esa interrupción existió pluralidad de responsables en los niveles de generación y transmisión.

En particular, el punto 3 del Anexo 1 del oficio citado, ordenó al CDEC - SIC calcular, en primer lugar, todas las indisponibilidades de suministro sucedidas en un período determinado, esto es, aquellas interrupciones que no calificaran como caso fortuito o fuerza mayor³⁸.

Luego –señaló la SEC– una vez identificadas las indisponibilidades, se debía considerar como indisponibilidades no autorizadas solo aquellas que excedieran el tiempo establecido en las indisponibilidades aceptables para los seg-

³⁷ Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2003.

³⁸ Específicamente, el Oficio N° 5076 dispone: “Para identificar las Indisponibilidades no Autorizadas el CDEC - SIC deberá seguir el siguiente procedimiento: (i) Seleccionar todas las indisponibilidades en puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, excluidas aquellas calificadas como fuerza mayor por la Superintendencia, que hayan ocurrido dentro de la ventana de tiempo de 12 meses indicada anteriormente; (ii) Ordenar estas indisponibilidades en forma cronológica; (iii) Para cada barra del sistema Generación - Transmisión, en los puntos de conexión a concesionarios de servicio público, identificar las indisponibilidades que, sumados sus tiempos de interrupción en orden cronológico, no superen las indisponibilidades aceptables establecidas en el Decreto de Precios de Nudo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción vigente en el mes de septiembre de 2002; y, (iv) Para cada barra marcar el resto de las indisponibilidades, si es que existen, como indisponibilidades no autorizadas”.

mentos de generación y transmisión, fijadas por el Decreto de Precios de Nudo vigente a esa fecha. De esta manera, solo las indisponibilidades no autorizadas que resultaran de la aplicación del procedimiento recién mencionado, serían aquellas que debían compensarse a los clientes regulados.

Otro tanto podemos comentar respecto del tratamiento dado, a nivel de distribución, a las indisponibilidades del art. 245 del RLGSE, en donde la SEC ha instruido que las mismas se consideren en el cálculo de las compensaciones referidas por el art. 16 B, aun cuando estas últimas tengan su origen en una interrupción o suspensión de suministro culpable. Así lo dispuso la propia SEC a través de su Oficio Circular N°4096, del 26 de agosto de 2005.

En ese oficio, en aplicación del art. 245 del RLGSE, se reconoció la existencia de interrupciones no autorizadas no compensables, disponiéndose en el mismo que solo se debían compensar los tiempos de interrupción que excedieran el número de horas de indisponibilidad aceptables³⁹.

³⁹ En detalle, el Oficio N° 4096 expuso, en primer lugar, que las interrupciones que se debían considerar para el cálculo de las compensaciones a los clientes finales eran todas aquellas interrupciones internas y externas a nivel de distribución, que fuesen superiores a tres minutos, incluidas las suspensiones temporales programadas y excluidas aquellas interrupciones calificadas como casos fortuitos o de fuerza mayor o aquellas ocurridas al interior de las instalaciones de los clientes y que no afectan al resto de los usuarios conectados a la red. A estas interrupciones la SEC las denominó "interrupciones imputables". Luego, en el numeral 5 del Anexo 3 del Oficio N° 4096, se reguló el procedimiento para identificar las interrupciones no autorizadas.

Se señaló que, para tales efectos, se debían seleccionar todas las interrupciones imputables que hubieran ocurrido dentro de la ventana de tiempo de doce meses que la distribuidora estaba procesando. A estas interrupciones se les llamó "interrupciones en proceso". Asimismo, se agregó que, a partir de las interrupciones en proceso, se determinarían los clientes finales afectados por tales interrupciones, distinguiendo en dos grupos, a saber: (i) clientes finales en baja tensión (clientes finales BT); y, (ii) clientes finales en media tensión (clientes finales MT), según las definiciones de la estructura tarifaria que se encontrara vigente. Tanto para clientes finales BT como MT, la SEC diferenció tres tipos de procedimientos para identificar las interrupciones no autorizadas, según se tratara de: (i) interrupciones no autorizadas por frecuencia; (ii) interrupciones no autorizadas por tiempo; y, (iii) interrupciones no autorizadas por suspensiones temporales programadas. Posteriormente, el oficio dispuso que, tratándose de las interrupciones no autorizadas por tiempo para clientes finales BT, se debían seguir tres pasos: (i) para cada cliente final BT se debía ordenar sus interrupciones cronológicamente; (ii) identificar las primeras interrupciones, cuyos tiempos de interrupción sumados, no superaran las 20 horas de interrupción en el caso de clientes urbanos, y las 30 horas de interrupción en el caso de clientes rurales; y, (iii) marcar todas las demás interrupciones, si es que existían, como interrupciones no autorizadas.

Para la identificación de las interrupciones no autorizadas por tiempo para clientes finales MT, la SEC también señaló tres pasos: (i) para cada cliente final MT se debía ordenar sus interrupciones cronológicamente; (ii) identificar las primeras interrupciones, cuyos tiempos de interrupción sumados, no superaran las 10 horas de interrupción en el caso de clientes urbanos, y las 15 horas de interrupción en el caso de clientes rurales; y, (iii) marcar todas las demás interrupciones, si es que existían, como interrupciones no autorizadas. Una vez aplicados estos pasos para cada una de las categorías de clientes mencionados, la SEC dispuso que solo las interrupciones marcadas como "no autorizadas" debían ser compensadas, debiendo compensarse solo el tiempo que excedió de los límites de tiempo individualizados en el segundo paso de cada procedimiento secuencial.

Desde el año 2003 al año 2011 no hubo ningún cambio normativo, legal o reglamentario, que haya modificado ni el art. 16 B de la Ley N°18.410, ni el art. 245 del RLGSE, de modo que no se observa razón jurídica alguna para sostener que al 3 de octubre de 2011 se identificó algún tipo de antinomia entre ambas disposiciones por parte de la SEC.

Para ilustrar este punto, resulta pertinente referirnos al concepto de antinomia, que podemos definir como “la situación en que dos normas incompatibles entre sí, que pertenecen al mismo ordenamiento, tienen el mismo ámbito de validez”⁴⁰.

Según la clasificación realizada por el filósofo del derecho Alf Ross, podemos distinguir tres tipos de antinomia: (a) inconsistencia total-total: en ningún caso una de las normas puede ser aplicada sin entrar en conflicto con la otra (si los hechos condicionantes de cada norma son simbolizados por un círculo, hay una inconsistencia de este tipo cuando ambos círculos coinciden); (b) inconsistencia total-parcial: una de las normas no puede ser aplicada bajo ninguna circunstancia sin entrar en conflicto con la otra, mientras que esta tiene un campo adicional de aplicación en el cual no entra en conflicto con la primera (tal inconsistencia se da cuando un círculo se encuentra dentro del otro); y, (c) inconsistencia parcial-parcial: cada una de las normas tiene un campo de aplicación que entra en conflicto con el de la otra, y un campo de aplicación en el que el conflicto no se genera (esta inconsistencia se da cuando existe una intersección entre ambos círculos)⁴¹.

Como hemos visto, los precedentes administrativos en que la SEC aplicó consistentemente ambas disposiciones (arts. 16 B de la Ley N°18.410 y 245 del RLGSE) –en 2003 y 2005– nos proporcionan la evidencia histórica de que nunca, hasta antes de octubre de 2011, la SEC entendió que hubiese antinomia alguna entre ambas normas.

En pocas palabras, la antinomia supone la existencia de una contradicción, total o parcial, entre dos preceptos, de manera que la aplicación de uno inhibe, al menos parcialmente, la aplicación del otro.

Pero, en este caso, no hay ninguna antinomia, pues, el art. 16 B de la Ley N°18.410 instruye el cálculo de compensaciones frente a interrupciones o suspensiones de suministro no autorizadas (culpables), mientras que la magnitud del monto resultante de ese cálculo se ajusta mediante el descuento de las indisponibilidades aceptables de generación, transmisión o distribución, según corresponda, previstas por el art. 245 del RLGSE.

Esos descuentos, como dijimos, no perjudican patrimonialmente a los clientes regulados afectados por la interrupción culposa, pues, estos últimos en su respectiva tarifa por suministro eléctrico pagaron por un servicio de suministro que no está disponible, a todo evento, los 365 días al año. En consecuencia, el descuento de las indisponibilidades representa el ajuste del monto compensable al tiempo de disponibilidad del servicio por el cual pagan una tarifa los clientes regulados.

⁴⁰ BOBBIO 1998, 201.

⁴¹ SQUELLA 2011, 468-469.

Por cierto, dado que la SEC ha insinuado que podría haber una antinomia entre el art. 16 B y el art. 245 del RLGSE, en razón de que la primera disposición fue publicada en junio de 1999, mientras que la segunda fue dictada a fines de 1997, cabe señalar que el propio proyecto de ley del Ejecutivo, que dio origen a la Ley N°19.613, se refirió al RLGSE, señalando que el mismo venía a suplir el vacío que existía en materia de calidad de servicio y suministro, especificándose aspectos de la calidad de servicio que las empresas y usuarios debían cumplir⁴².

Esta referencia de parte del Ejecutivo al RLGSE, en el marco del mismo proyecto de ley que dio origen a la Ley N°19.613, sin hacer mención alguna a que con este último se pretendía innovar o modificar algún estándar de calidad o seguridad de servicio de que debía responderse frente a interrupciones o suspensiones de suministro culpables, nos permite concluir que no resulta plausible sostener que, posteriormente, al publicarse la Ley N°19.613 se haya generado una antinomia entre ambas disposiciones. Menos si consideramos, además, los precedentes de interpretación de la SEC de 2003 y 2005, en virtud de los cuales consideró ambas disposiciones como plenamente armónicas en sus ámbitos de validez.

Por último, desde un punto de vista de las garantías constitucionales de igualdad ante la Ley y no discriminación arbitraria, que debe observar la SEC como parte de la Administración del Estado, nos parece inadmisibles que se pretendiera validar el cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B con descuentos de las indisponibilidades aceptables en cuanto se trate de interrupciones con origen en el nivel de distribución; mientras que para calcular las mismas compensaciones en caso de interrupciones con responsables de generación o transmisión se ordene excluir de dicho cálculo las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión.

3. Algunas propuestas

Díaz, Galetovic y Soto concluyeron –entre otras cuestiones– que las modificaciones introducidas por la Ley N°19.613 constituyeron un cambio de ley aprobado apuradamente, en medio de una crisis y sin suficiente análisis conceptual⁴³.

En esa línea, en lo referido al art. 16 B, podríamos agregar que, tratándose de la fórmula establecida por el mismo para valorizar el tiempo de interrupción o suspensión de suministro no autorizada, no hubo la distinción conceptual adecuada para diferenciar la valorización del tiempo de interrupción de suministro, según cual fuese la posición del actor responsable de la falla en la cadena de valor del ciclo eléctrico (generación, transmisión, distribución).

Como se sabe, la generación y distribución constituyen segmentos de dicha cadena que sí generan y comercializan energía eléctrica. Así, tratándose de clientes regulados, por disposición de la propia LGSE (art. 131 y ss.) el precio de la energía eléctrica se forma como resultado de un mecanismo competitivo: licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Asimismo, las bases de dichas licitaciones pueden incorporar cláusulas que distribuyan el costo de las compensaciones valorizadas conforme al art. 16 B de la Ley N°18.410.

⁴² Historia de la Ley N° 19.613 de 1999, 8-9.

⁴³ DÍAZ, GALETOVIC y SOTO (2000), 187.

Por el contrario, tratándose del servicio público de transmisión troncal, estamos frente a un segmento de giro exclusivo por disposición legal (art. 7 de la LGSE), cuyas tarifas son reguladas en el marco de un proceso tarifario centralizado. Un transmisor troncal, por definición, no genera ni comercializa energía eléctrica, resultando incorrecto valorizar la interrupción del servicio de transmisión troncal en función de parámetros propios del precio de la energía eléctrica, como los establecidos por el aludido art. 16 B (duplo del valor de la energía eléctrica no suministrada, costo de racionamiento).

La interrupción del servicio de transmisión troncal debe valorizarse en función de los ingresos regulados que habría percibido el transmisor para el caso de tener disponible su servicio de transporte durante el período de interrupción que le sea imputable.

Por otra parte, no debería perderse de vista la consulta pública convocada por la SEC, en diciembre de 2011, sobre un anteproyecto de Reglamento de Compensaciones. Más allá de las objeciones jurídicas formuladas en torno a este último, constituyó un proceso participativo valioso.

Medidas como la consulta pública de la SEC constituyen herramientas idóneas para identificar los distintos niveles, legales o reglamentarios, requeridos para regular los problemas asociados al cálculo y pago de las compensaciones reguladas por el art. 16 B, particularmente cuando existe pluralidad de responsables en torno a la interrupción de suministro culpable. Lo anterior permitiría, además, evitar la proliferación de juicios en relación con cada una de las cuestiones conceptuales que hemos expuesto hasta aquí.

Ahora bien, tras el análisis que hemos formulado, señalamos a continuación algunas propuestas, cuyos términos y alcances podrían abordarse en el marco de una nueva consulta pública o mesa de trabajo.

a) *Procedimiento de cálculo de las compensaciones que considere las indisponibilidades aceptables vigentes.* La primera –y quizás más importante– propuesta es el establecimiento de un procedimiento de cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B que, haciendo aplicación de la normativa sectorial vigente, considere las indisponibilidades aceptables de cada uno de los segmentos del mercado eléctrico, establecidas en el art. 245 del RLGSE, según cual sea el segmento al que pertenezca el o los responsables de la interrupción de suministro culpable.

Cualquier modificación que se pretenda hacer respecto de las indisponibilidades debe observar las formalidades propias de la modificación de una norma reglamentaria de carácter general, no pudiendo en caso alguno la SEC, mediante un Oficio Ordinario –acto administrativo singular– dejar sin efecto dichas indisponibilidades o modificarlas.

b) *Mecanismo de Reliquidación.* Atendido que las compensaciones revisan un carácter indemnizatorio, solo operarán en presencia de, al menos, responsabilidad infraccional de parte de el o los responsables de la interrupción o suspensión de suministro.

Esto implica que necesariamente debe existir una sanción de la SEC contra el responsable de la interrupción o suspensión de suministro, situación

que, eventualmente, podría variar en caso que la propia SEC o los Tribunales Superiores de Justicia modifiquen la responsabilidad infraccional establecida en sede administrativa.

Por lo anterior, para el caso en que ya se hubiesen pagado compensaciones a los clientes regulados, y posteriormente se deje sin efecto la responsabilidad infraccional, se requiere de un mecanismo de reliquidación que permita a la concesionaria de distribución recuperar esos montos pagados. E, igualmente, que permita que otros actores puedan obtener la devolución de los montos que hubieren pagado anticipadamente a la concesionaria de distribución en calidad de responsables de la interrupción cuando, posteriormente, sean absueltos de responsabilidad infraccional.

Un avance al respecto podemos observarlo en el propio anteproyecto de Reglamento de la SEC, cuyo art. 9° contempló un mecanismo de reliquidación en los términos recién descritos.

c) *Definición de Protocolos Técnicos.* Asimismo, es necesario el establecimiento de protocolos técnicos para medir los tiempos de interrupción o suspensión de suministro eléctrico, culpable y compensable. Esto, en relación directa con la necesaria consideración de las indisponibilidades de cada uno de los segmentos del mercado al calcular el monto de las compensaciones, como también con la valorización del tiempo de interrupción que debe hacerse según cual sea la posición del actor responsable de la falla en la cadena de valor del ciclo eléctrico (generación, transmisión, distribución).

d) *Definición de parámetros de evaluación del impacto sistémico de cierta clase de fallas eléctricas.* La verificación de interrupciones o suspensiones del suministro eléctrico no autorizadas, de impacto sistémico (apagones masivos), debe ser considerada como un factor en la definición de decisiones tarifarias de diseño y operación del sistema eléctrico, particularmente de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

A su vez, ocurrida que sea una interrupción o suspensión de suministro culpable, deben existir parámetros de evaluación del impacto sistémico de dicha interrupción, en virtud de los cuales se pondere las decisiones tarifarias de diseño y operación del sistema eléctrico que se hayan adoptado, previamente, en los respectivos procesos tarifarios o instancias centralizadas del respectivo CDEC. Esa ponderación debería traducirse en la correlativa graduación de la cuantía de las multas aplicadas por la SEC, sea que exista pluralidad de responsables o no.

Por ejemplo, resulta racionalmente esperable que se atienda debidamente el impacto sistémico que tiene una falla intempestiva en un transformador de poder del segmento troncal y, correlativamente, se evalúe la proactividad que haya o no habido de parte del operador en proponer diseños de seguridad de servicio más robustos para el respectivo sistema de transmisión (criterio N-1, otras inversiones, etc.).

En este sentido, siguiendo al profesor Hugh Rudnick:

“(…) Es importante destacar que la seguridad de un sistema eléctrico se resuelve en forma sistémica, debiendo participar en su logro, e inversiones asociadas, todos los agentes de la cadena producción-consumo. Es por ello fácil

que aparezcan “free riders”, agentes que esperan que las inversiones en seguridad sean abordadas por otros. Este dilema finalmente debe ser resuelto por el operador del sistema, el CDEC en el caso chileno⁴⁴ (...). ”

Asimismo, si la responsabilidad de una interrupción de suministro recae en una o varias de las empresas del mercado eléctrico, el mayor o menor impacto que su comportamiento tuvo en la causa y desarrollo de la falla –entendiendo que en muchas ocasiones estas se generan por el acaecimiento de distintos hechos que, en definitiva, son comprendidos como “la falla”– debe ser sopesado al determinar el quantum de las multas, tanto por parte de la SEC, como por parte de los Tribunales Superiores de Justicia.

e) *Definición estandarizada, y ex ante, de causales de caso fortuito o fuerza mayor.* A objeto de dotar de certeza jurídica a la normativa sectorial es necesario establecer en forma anticipada, *ex ante*, las causales de caso fortuito o fuerza mayor en relación a las fallas que se produzcan a nivel de generación y transmisión, en forma similar a como se ha realizado respecto del segmento de distribución, en donde la SEC, mediante oficios circulares, ha establecido métodos de calificación de las causas de interrupciones como eventos de caso fortuito o fuerza mayor⁴⁵.

Conclusiones

1° Una primera conclusión dice relación con la irrefutable naturaleza indemnizatoria de las compensaciones reguladas por el art. 16 B de la Ley N°18.410, cuya procedencia se encuentra esencialmente vinculada a que se establezca de modo firme, sea en sede administrativa o judicial, una responsabilidad infraccional como consecuencia de la interrupción o suspensión de suministro no autorizada conforme a la ley o los reglamentos. Así lo corrobora la historia de la Ley N°19.613, en cuya tramitación el Ejecutivo dejó fehacientemente establecida la naturaleza indemnizatoria de dichas compensaciones.

Vinculado a lo anterior, queda en evidencia que la pretensión de la SEC, de independizar la procedencia del pago de compensaciones de la existencia de responsabilidad infraccional carece de asidero jurídico, particularmente por resultar equivalente a la imposición de un régimen de responsabilidad cuasi objetiva, que prescinde de la culpa infraccional. Como vimos, dicha pretensión contraviene: i) la historia de la Ley N°19.613; ii) el pronunciamiento habido de parte del Tribunal Constitucional en orden a que al art. 16 B subyace un régimen de evaluación legal de perjuicios; y, iii) la jurisprudencia de la Corte Suprema en torno a la exigencia de culpa infraccional para imponer una o más de las sanciones administrativas previstas por la Ley N°18.410. Es más, esa pretensión va contra el propio entendimiento manifestado por la SEC en su anteproyecto de Reglamento de Compensaciones, puesto en consulta pública en diciembre de 2011.

2° Queda demostrado que tratándose del cálculo de las compensaciones reguladas por el art. 16 B de la Ley N°18.410, debe considerarse las indispo-

⁴⁴ RUDNICK 2006, 226.

⁴⁵ En este sentido, la SEC ha emitido los Oficios Circulares N° 2385, de fecha 10 de abril de 2003; N° 4509, de fecha 16 de septiembre de 2005; y, N° 5337, de fecha 18 de mayo de 2012.

nibilidades aceptables de generación, transmisión y distribución, previstas por el art. 245 del RLGSE, según cual sea el segmento al que pertenece el o los responsables infraccionales de la interrupción. Desde luego, existe una premisa normativa de derecho público que así lo impone: la SEC no está facultada para dejar sin efecto una disposición reglamentaria de carácter general –como lo es dicho art. 245– mediante un acto administrativo singular, como lo es un oficio ordinario.

3° En relación a las conclusiones precedentes, es necesario distinguir la responsabilidad infraccional –que siempre debe hacerse efectiva mediante multas, amonestaciones, etc.– frente a interrupciones de suministro no autorizadas, de lo que es el ámbito en que operan las compensaciones del art. 16 B. Este ámbito es el de la dimensión indemnizatoria del perjuicio patrimonial que se haya causado a los clientes regulados con la interrupción de suministro, de tal suerte que las indisponibilidades se aplican precisamente para ajustar la magnitud del monto compensado al tiempo de interrupción del servicio por cuya disponibilidad el cliente regulado pagó una tarifa, es decir, por el tiempo que efectivamente se traduce para él en un perjuicio patrimonial. Lo descontado a través de las indisponibilidades corresponde a tiempo del servicio interrumpido (horas/año) no considerado como disponible en el cálculo de la respectiva tarifa pagada.

4° El hecho que las indisponibilidades no sean mencionadas explícitamente en el inciso primero del art. 16 B, no permite concluir que no deban considerarse en el cálculo de las compensaciones, pues, ello nos conduciría al absurdo de que tampoco debería pagarse reajustes respecto de esos montos o, en el extremo, nos impediría definir un único valor representativo del costo de racionamiento, habida cuenta de la existencia de distintos costos de falla, según cual sea el segmento de usuarios afectado por la interrupción.

5° Como corolario analítico resulta la inexistencia de antinomia alguna entre el art. 16 B y el art. 245 del RLGSE, sumándose a ello la evidencia histórica de dos precedentes de interpretación de la propia SEC, de 2003 y 2005, que corroboran que para esta última nunca hubo antinomia alguna.

En este sentido, la observancia de garantías constitucionales como la igualdad ante la ley y la no discriminación arbitraria por parte del Estado, imposibilitan jurídicamente que la SEC, para el cálculo de las compensaciones del art. 16 B, sí considere aplicables las indisponibilidades en razón de interrupciones cuyo origen sea el nivel de distribución, y concluya en sentido inverso respecto de las indisponibilidades aceptables a nivel de generación y transmisión para interrupciones cuyo origen sea el nivel de generación-transmisión.

6° Finalmente, ya a nivel de propuestas, sugerimos considerar:

i) la diferenciación de parámetros para efectos de valorizar el tiempo constitutivo de una interrupción de suministro no autorizada, atendiendo a la posición de cada actor responsable de la falla en la cadena de valor del ciclo eléctrico (generación, transmisión, distribución);

ii) instruir el cálculo de las compensaciones del art. 16 B con plena observancia de las indisponibilidades reguladas por el art. 245 del RLGSE, según cual sea el segmento al que pertenezca el o los responsables de la interrupción;

iii) implementar un mecanismo de reliquidación de compensaciones para el caso en que habiéndose pagado anticipadamente, con posterioridad deban ser devueltas por dejarse sin efecto la responsabilidad infraccional que las sustenta;

iv) definir protocolos técnicos para medir e imputar a cada actor los tiempos de interrupción de suministro para los casos de pluralidad de responsables infraccionales;

v) definir parámetros de evaluación del impacto sistémico (masivo) de cierta clase de fallas eléctricas, a fin de que se expresen en graduaciones racionales de las sanciones administrativas; y,

vi) definir de modo estandarizado, y *ex ante*, determinadas causales de caso fortuito o fuerza mayor respecto de interrupciones de suministro que se deban a fallas ocurridas a nivel de generación y transmisión.

Bibliografía citada

- BARROS BOURIE, Enrique (2006): *Tratado de responsabilidad extracontractual* (Santiago, Editorial Jurídica de Chile), 1.230 pp.
- BERNSTEIN, Sebastián (1999): "Racionamiento Eléctrico: Causas y Posibles Soluciones", en: *Puntos de Referencia*, N° 209, Centro de Estudios Públicos, 11 pp.
- BOBBIO, Norberto (1998): *Teoría General del Derecho* (Madrid, Editorial Debate S.A.), 278 pp.
- DÍAZ, Carlos; GALETOVIC, Alexander y SOTO, Raimundo (2000): "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones", en: *Revista Estudios Públicos*, Centro de Estudios Públicos, 44 pp.
- Historia de la Ley N° 19.613. Modifica la Ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector, 405 pp.
- MINISTERIO DE ENERGÍA. Antecedentes sobre la Matriz Energética en Chile y sus Desafíos para el Futuro. [en línea] [fecha de consulta: 12 marzo 2014]. Disponible en: http://www.cne.cl/images/stories/estadisticas/raiz/antecedentes_matriz_energetica_010611.pdf.
- MUÑOZ MACHADO, Santiago (2005): *Diccionario de Derecho Administrativo*. Tomo II (Madrid, Editorial Iustel), 2.736 pp.
- ____ (2006): *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*. Tomo II (Madrid, Editorial Iustel), 1.405 pp.
- ROZAS, Patricio (1999): *La Crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria*. Proyecto CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 84 pp.
- RUDNICK, Hugh (2006): "Un Nuevo Operador Independiente de los Mercados Eléctricos Chilenos", en: *Revista Estudios Públicos*, N° 101, 26 pp.
- SQUELLA, Agustín (2011): *Introducción al Derecho* (Santiago, Editorial Jurídica de Chile), [fecha de consulta: 12 marzo 2014]. Disponible en: <http://app.vlex.com/#/vid/324896855>.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Oficio Circular N°5.076, de 19 de agosto de 2003.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Oficio Circular N°4.096, de 26 de agosto de 2005.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Oficio Ordinario N°10.423, 3 de octubre de 2011.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Oficio Ordinario N°12.385, 25 de noviembre de 2011.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Anteproyecto del Reglamento de Compensaciones del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, sobre compensaciones por interrupción o suspensión de suministro eléctrico a nivel de Generación - Transmisión, puesto en consulta pública mediante el Oficio Circular N°13.868, de 22 de diciembre de 2011.

Normas citadas

Ley N° 19.613, Modifica la Ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector. *Diario Oficial*, 8 junio 1999.

Jurisprudencia citada

Empresa Eléctrica Guacolda S.A. con Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2010): Corte Suprema 25 enero 2010. [en línea] [fecha de consulta: 13 marzo 2014]. Disponible en: http://suprema.poderjudicial.cl/SITSUPPORWEB/DownloadFile.do?TIP_Documento=3&TIP_Archivo=3&COD_Opcion=1&COD_Corte=1&CRR_IdTramite=648606&CRR_IdDocumento=386836.

CONAFE S.A. y otras (2013): Tribunal Constitucional 4 abril 2013. [en línea] [fecha de consulta: 21 marzo 2014]. Disponible en: <http://www.tribunalconstitucional.cl/wp/expedientes>.