



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE DERECHO

DEPARTAMENTO DE DERECHO PÚBLICO

**LAS COMPENSACIONES POR INDISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO Y POR
DÉFICIT DE GENERACIÓN ENERGÉTICA EN EL MARCO DEL SISTEMA Y
MERCADO ELÉCTRICO**

Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas Y Sociales

AUTOR: Pablo Ignacio Muñoz Moya

PROFESOR GUÍA:

José Ignacio Vásquez Márquez

PROFESOR PATROCINANTE:

Enrique Sepúlveda Rodríguez

Santiago de Chile

2018

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	ix
ABREVIATURAS	xi
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
PARTE I	11
PREFACIO AL CONTEXTO DEL SISTEMA Y EL MERCADO ELÉCTRICO	11
I. La Energía Eléctrica	11
II. El sistema eléctrico y el mercado eléctrico	12
III. ¿Es el mercado eléctrico un verdadero mercado?	13
IV. Las actividades del denominado mercado eléctrico	17
1. Generación y Comercialización	17
2. Transmisión	22
3. Distribución	24
V. La coordinación, la interconexión, el principio de seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico	26
VI. La noción de compensación	30
1. ¿Qué es la Compensación en materia eléctrica?	30
2. Las compensaciones objeto de este trabajo, su distinción y elementos comunes	32
PARTE II	35
CAPÍTULO I. LA COMPENSACIÓN POR INDISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO	35
I. Naturaleza jurídica	35
1. La compensación como indemnización de perjuicios	36
2. La compensación como una sanción	38
3. Naturaleza sui generis de la compensación	41
II. Fundamento	53
III. Responsabilidad: ¿Daño a compensar?	59
1. Imputabilidad al suministrador	61
i. Responsabilidad Infracional	63
ii. Responsabilidad objetiva	65
IV. Fuente	73
CAPÍTULO II. LA REGULACIÓN LEGAL	77
I. El contexto normativo legal y reglamentario	77

II. La compensación del artículo 16 B de la Ley N° 18.410	78
1. La aplicación	78
i. Conceptos relevantes de la normativa técnica y reglamentaria: interrupción, suspensión, indisponibilidad de suministro, energía no suministrada	78
ii. Aplicación práctica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a través del Anexo Compensaciones Dx en la distinción de las fallas	84
2. Determinación de la falla	90
3. Análisis pormenorizado del caso fortuito o fuerza mayor	92
4. La información base, el cálculo del valor definitivo de la compensación y su pago	102
i. Determinación de la información base del cálculo	102
ii. Cálculo y pago	104
III. La nueva regulación legal	109
1. Gestación del mecanismo en el proyecto de ley que establece “Nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”	109
2. Análisis del texto definitivo fijado por la Ley N° 20.936	111
i. Encabezado de la norma. Aplicación del mecanismo	111
ii. Inciso Primero. Requisitos de la compensación por indisponibilidad de suministro	114
iii. Inciso Segundo y Tercero. Monto a compensar	116
iv. Inciso Cuarto, Quinto, Sexto y Final. Límites de los montos a compensar	121
v. Inciso Séptimo. Estudio de Análisis de Falla	133
vi. Inciso Octavo y Noveno. Procedencia, pago, reembolso y reclamación del monto de las compensaciones	134
3. Normativa técnica relativa a las indisponibilidades compensables	144
PARTE III	149
CAPÍTULO I. LA COMPENSACIÓN POR DÉFICIT DE GENERACIÓN EN CASO DE QUE DECRETE UN RACIONAMIENTO ELÉCTRICO	149
I. La compensación y el racionamiento eléctrico en nuestro país: Consecuencia de una crisis	149
II. Naturaleza Jurídica y fuente de la compensación. Distinción del Decreto como acto administrativo de la compensación, como mecanismo independiente.	152
1. La compensación como una indemnización de perjuicios	154
2. Un Instituto de su propio género de origen legal	156
III. Fundamento	159
IV. La compensación es responsabilidad objetiva	164
CAPÍTULO II. LA REGULACIÓN LEGAL DE LA COMPENSACIÓN POR DÉFICIT DE GENERACIÓN CUANDO SE DECRETA UN RACIONAMIENTO ELÉCTRICO	169
I. La primera regulación del año 1990	169
II. La reforma del año 1999: consecuencia de la “Crisis Energética”. El texto actual de la compensación	171

III. Análisis del contenido del artículo 163 de la LGSE	174
1. Condiciones para que proceda la dictación de un Decreto de Racionamiento	174
2. Contenido del Decreto	176
3. Normativa técnica – reglamentaria del racionamiento. Determinación y operación de la compensación.	
Las posibilidades de exención de la responsabilidad del gravamen de compensar	179
i. Determinación y operación. Análisis de las disposiciones técnico - reglamentarias.	179
ii. Exención de la responsabilidad	187
REPORTE	197
1. El problema de las regulaciones paralelas: Vigencia, interpretación y constitucionalidad	197
3. La temática de los perjuicios, la ineficacia de la compensación, la normativa a preferir y el fomento a la competencia en el sector frente a la regulación	203
4. La relación con el derecho del consumidor	211
5. Las compensaciones y la nueva regulación de los Servicios Complementarios	215
II. Las compensaciones por déficit de generación cuando se dictan decretos de racionamiento	217
1. Una cuestión de competencia en el mercado de la generación	217
2. La relación con los “Decretos de Emergencia”	222
3. La matriz energética en la actualidad frente a la lejanía práctica de la ocurrencia de déficits en la generación	223
BIBLIOGRAFÍA	227

*A mis padres, Sergio y Verónica,
quienes siempre han estado presentes en mi formación personal y educacional, haciendo todo
lo humanamente posible por entregarme las mejores herramientas.*

AGRADECIMIENTOS

Al Profesor Sr. Enrique Sepúlveda, quien me introdujo en el Derecho Regulatorio y el Derecho de la Energía, entregándome las bases y competencias esenciales para poder realizar mi Memoria en la materia, resolviendo mis dudas, aconsejándome y proporcionándome todo el material necesario que le requerí.

Al Profesor Sr. José Ignacio Vásquez, quien accedió a dirigir este trabajo y también colaboró en mi afinidad por las materias del Derecho Público.

Al Profesor Sr. Hugo Rosende, con quien tuve la oportunidad de aclarar complementariamente mis nociones en la materia y me apoyó con varias ideas conceptuales sacadas de sus clases y jurisprudencia.

A los anónimos funcionarios de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, quienes me entregaron pautas fundamentales para desarrollar este trabajo.

ABREVIATURAS

AT	: Alta tensión
AVI	: Anualidad del valor de inversión
BT	: Baja Tensión
CA	: Corte de Apelaciones
CC	: Código Civil
CDEC	: Centro de Despecho Económico de Carga
CGR	: Contraloría General de la República
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CIGRÉ	: Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CISEN	: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
COMA	: Costos anuales de operación, mantenimiento y administración
CPR	: Constitución Política de la República
CS	: Corte Suprema
CSyCDP	: Anexo Técnico Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto
CU	: Cargo o Costo Único
DO	: Dirección de Operación
DP	: Dirección de Peajes
DS	: Decreto Supremo
EAF	: Estudio de Análisis de Falla
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales

IT	: Ingresos Tarifarios
KwH	: Kilowatt Hora
LGSE	: D.F.L N° 4 “Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado Del Decreto Con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica”
LSEC	: Ley N° 18.410 que “Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles
ME	: Ministerio de Energía
MW	: Megawatt
MwH	: Megawatt Hora
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión vigente desde enero de 2016 (Res. Esta. N°37 de la CNE)
PNELP	: Precio de Nudo de Largo Plazo de energía
PNPLP	: Precio de Nudo de Largo Plazo de potencia
PNECP	: Precio de Nudo de Corto Plazo de energía
PNPCP	: Precio de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta
PMGD	: Pequeños Medios de Generación Distribuida
PPA	: Power Purchase Agreement
RCA	: Resolución de Calificación Ambiental
RLGSE	: Decreto N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería que “Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”
RSSCC	: Decreto Supremo N° 113 del Ministerio de Energía que “Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”

SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SERNAC	: Servicio Nacional del Consumidor
SIC	: Sistema Interconectado Centra
SII	: Servicio de Impuestos Internos
SING	: Sistema Interconectado Norte Grande
SSCC	: Servicios Complementarios
STAR	: Sistema Tecnológico de Apoyo a la Regulación
TFSI	: Tiempo de duración de la interrupción de suministro
US\$: Dólar americano
UTA	: Unidad Tributaria Anual
V	: Volts
VAD	: Valor Agregado de Distribución
VATT	: Valor Anual de Transmisión por Tramo
VI	: Valor de Inversión

RESUMEN

El presente trabajo constituye una investigación donde se analizan —bajo la perspectiva del Derecho Administrativo Económico— los dos principales derechos a compensación que tienen los clientes regulados dentro del sistema y el mercado eléctrico: por indisponibilidad de suministro y por déficit en la generación energética en el caso de que se dicte un decreto de racionamiento eléctrico, contenidos respectivamente en los artículos 16 B de la Ley N° 18.410, que creó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y en los artículos 72°-20 y 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La exposición se divide en tres partes. La primera constituye una introducción al contexto general del sistema y mercado eléctrico, mientras que la segunda y la tercera tratan las compensaciones por indisponibilidad de suministro y por déficit de generación energética, respectivamente, para luego concluir con un reporte final, donde se señala cuál es el estado actual de ambos mecanismos compensatorios y sus principales temáticas controvertidas.

INTRODUCCIÓN¹

La práctica contemporánea del derecho tiende a la especialización² en distintas áreas. Las razones de esta experiencia son variadas: la complejidad de las reformas legales y la nueva normativa cada vez más técnica;³ las exigencias de los clientes que requieren servicios más especializados;⁴ la aparición de nuevas y variadas formas de intervención (v.gr. la regulación económica, nuevas formas de control administrativo, el derecho administrativo sancionador);⁵

¹ Sobre el esquema de notas al pie y la bibliografía utilizada en este trabajo se utiliza la norma ISO:690.

² El uso del concepto “especialidad” dentro del derecho resulta complejo y determinante, en tanto se debe comprender como referencia a una regulación que difiere de otra distinta, con sus propias bases y principios. Es este el sentido interpretativo que se le debe otorgar a la clásica norma del artículo 4 del Código Civil. Una visión acertada sobre la materia (CARRASCO, Edison. “El concepto ‘especial’ en el Código Civil: diferencias de significación entre el artículo 4º y el artículo 13”. En: “Revista Ius et Praxis, Año 20, N° 1”, Talca: Universidad de Talca - Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, 2014, p. 272 – 273) señala que, el concepto de “especial” —en el mencionado Código—, tiene un carácter polisémico, ya que contempla a lo menos dos significados. De esta forma, el artículo 4 consigna un concepto diferente del art. 13 para el término “especial” —entendiéndolo más bien como sinónimo de especialización—, en tanto su referencia viene hecha a cuerpos normativos que regulan de modo acotado un área determinada del Derecho. Así, son especializados aquellos cuerpos normativos que señala el Código Civil en el mismo artículo 4, los cuales, en razón de ella, prevalecerán y serán preferidos al mismo Código. Enseguida, la expresión “demás especiales” tendría como significado “legislación especial”, es decir, aquella que reclama una parcela de regulación diferente de otras y que, por su diferencia, hace necesaria una legislación más detallada, entendiendo así su regulación desde su complejidad: “Siendo así, el primer concepto (especialidad) está orientado hacia los problemas de (in)consistencia o antinomia normativa, en cambio el segundo (especialización) como sinónimo de ocupación, competencia, particularidad, dedicación, materia, rama. Al tratar de equiparar el art. 4º a la especialidad del art. 13, se termina entrando en una ambigüedad del concepto de especialidad, confundiéndolo con el concepto de especialización, y en último término con el de supletoriedad”.

³ Ello viene relacionado directamente con el crecimiento de la llamada actividad regulatoria (SEPÚLVEDA, Enrique. “Sistema y Mercado Eléctricos”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 7): “La noción de regulación económica, con raíces en los preceptos constitucionales que ordenan el ejercicio libre de una actividad económica y el rol del Estado en la economía, se expresa en diversidad de leyes y múltiples reglamentos y normas técnicas que llevan la regulación a los sectores económicos que mayor trascendencia revisten para la vida cotidiana de las personas y el desarrollo del país”.

⁴ Basta con visitar los sitios webs algunos de los estudios jurídicos con mayor preponderancia en el país para dar cuenta de ello. Así, en Claro y Cía. (CLARO y CÍA. “Nuestra Firma”. [en línea] <http://www.claro.cl/es/index.html> [visitado el 6 de octubre de 2017]). En el mismo sentido el estudio Cariola Díez Pérez – Cotapos (CARIOLA. “Quiénes Somos”. [en línea] <http://www.cariola.cl/quienes-somos/> [consultado el 6 de octubre de 2017]).

⁵ CORDERO, Eduardo. “Derecho Administrativo Sancionador”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014, p. 1. En el prólogo de su libro —escrito por el Académico Luciano Parejo Alfonso— se hace presente la complejidad que presenta esta materia, al sostener que “La diferenciación en el seno del ordenamiento jurídico-administrativo no es precisamente una nota exclusiva del llamado Derecho Administrativo sancionador. Su peculiaridad reside más bien en su carácter hasta ahora mestizo: cruce de Derecho Penal y administrativo”.

el fomento y protección de la Libre Competencia;⁶ la subdivisión de las áreas tradicionales de estudio dentro de las facultades de derecho; entre otras. Todo esto conlleva que la visión decimonónica de los profesionales del derecho —formados en el secular Derecho Privado— y de las Instituciones jurídicas que lo componen, deba necesariamente revolucionarse.

En este contexto de técnica y ciencia jurídica, una de las especializaciones que ha tomado más fuerza es el Derecho Regulatorio o de la regulación económica⁷, que se enmarca dentro del Derecho Administrativo Económico.⁸ El objeto de estudio de esta rama es distintivo, como

⁶ La Libre Competencia —como un bien jurídico protegido, de carácter complejo— es una libertad (libertad de competencia) “de orden jurídico”, en tanto se encuentra tutelada por el derecho (VALDÉS, Domingo. “Libre Competencia y Monopolio”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2006, p. 184). Enseguida, cuando dicha libertad se transgrede, aparece el llamado injusto monopólico, donde se rompe con la libertad de competición entre los partícipes de los distintos mercados (VALDÉS, Domingo (2006), p. 185). En este marco, un mercado que goza de la idílica competencia perfecta, esto es, donde existe (Ibíd., p. 37): atonicidad del mercado; homogeneidad del producto; transparencia del mercado; libre entrada y salida del mercado, y total movilidad de los factores productivos, resulta imposible. Más, el opuesto —un monopolio puro— tampoco resulta viable. No obstante lo anterior, el punto que sí resulta realmente posible son los llamados, en la teoría económica, monopolios parciales. A esta especie de monopolios los caracteriza “la pluralidad de comerciantes —sentido lato— donde uno o más de ellos ostenta algún poder de mercado o control sobre la oferta o demanda que el titular de aquél puede ejercitar; existiendo diversas fórmulas de medición del mismo” (Ibíd., p. 53). Lo relevante de estas definiciones económicas de monopolio es que permiten determinar, a ciencia cierta, cuales son las fallas en los mercados que los pueden ocasionar. Dichas fallas pueden ser de la más diversa índole, sean provenientes de la propia actividad que se realiza (por ejemplo: la transmisión eléctrica, donde resulta económicamente eficiente que existan pocos prestadores del servicio, por configurarse un monopolio natural); de la normativa que los regula; de la eficiencia o ineficiencia de los que participan en la cadena productiva de ese mercado, etc. Es aquí donde la regulación económica, y por ende jurídica, hace su aparición: “(...) los objetivos que la regulación económica se propone están en directa relación con los problemas de mercado, cuyas fallas se intenta corregir. Al servicio de estos objetivos, están en directa relación el cúmulo de competencias y potestades que el Ordenamiento reconoce a las Administraciones reguladas, como se verá más adelante en la ordenación que de ellas se presenta” (CAMACHO, Gladys. “Tratado de Derecho Administrativo (Coord.: Rolando Pantoja). La Actividad Sustancial de la Administración del Estado”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 308).

⁷ MARMOLEJO, Crispulo. “Elementos de Derecho y Regulación Económica”. Valparaíso: Edeval, 2015, p. 39.

⁸ El problema es que, paralelamente a la creciente e innegable especialización, nuestra comprensión del derecho aún sigue respondiendo a patrones tradicionales y muchas veces vetustos para con esta nueva realidad. Uno de estos aspectos viene dado por la negación de que ciertas disciplinas tienen bases que responden a normas y principios diferentes —como consecuencia necesaria de la especialidad—. El cimiento de la especialización radica en la distinción macro entre el derecho público y el derecho privado. En este sentido, el derecho chileno contemporáneo aun no logra sentar bases firmes para las exigencias complejas y técnicas de la profesión: no existe una judicatura “común” especializada en materias propias del Derecho Público; las facultades de derecho se enfocan en las antiguas mallas donde predominan los cursos de Derecho Privado; los órganos encargados de interpretar y aplicar la ley, sean estos de carácter judicial o administrativos, siguen aplicando criterios y fundamentos propios del Derecho Civil, etc. Para comprender el trasfondo de esta problemática —y el por qué se refirió a ella en la introducción a un trabajo investigativo de una institución particularísima— hay que remontarse a la esencialidad de la distinción entre el derecho público y privado, que resulta cada vez más difusa, ya que

precisamente, en su origen, Ulpiano la refería como una “posición para el estudio del derecho”, entendiéndola no propiamente como una división del mismo, sino como sólo dos percepciones para su estudio (SQUELLA, Agustín. “Introducción al Derecho”. Santiago: Editorial Legal Publishing, 2014, p. 452). Asimismo, esta ha sido la tendencia que se ha recogido en nuestro país, en donde la división se realiza, principalmente, con fines de la práctica académica, más que responder a una realidad que realmente las diferencia. A propósito de la realidad de tal distinción, Enrique Silva Cimma (SILVA, Enrique. “Derecho Administrativo Chileno y Comparado. Introducción y Fuentes”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1996, p. 60 – 68) se pregunta si es posible trazar un paralelo que permita configurar con exactitud las verdaderas características de una y otra rama del derecho. Así, descarta aquellas tesis monistas que niegan la distinción, ya que se fundarían en temas meramente sociológicos (tales como considerar al derecho un todo coherente y cohesionado), sin atender a una realidad práctica concreta: “La verdad es —a nuestro juicio— que tal manera de pensar no responde a una realidad jurídica, sino que más bien a un criterio preferentemente sociológico; de allí es que aceptamos la distinción”. Más adelante argumenta que ambas ramas difieren en axiomas fundamentales, señalando la tradicional diferenciación relativa que sostiene que: “(...) En el Derecho Público, sólo puede hacerse lo que la ley expresamente autoriza (...) La norma que regla la actividad del Derecho Público es, en consecuencia, esencialmente distinta a la del Derecho Privado, en donde la regla general es precisamente la contraria (...) Resulta perfectamente explicable esta distinta situación jurídica de una y otra rama del Derecho, ya que mientras la primera provee al interés social y público, según acabamos de ver, la segunda mira a interés individual de las personas”. Más allá de las disputas históricas entre aquellos que plantean una visión dual o monista, esta gran clasificación viene a responder a la realidad de especialización antes referida, en tanto las materias, las normas y los principios que las rigen son cada vez más complejas y concretas. Así, el planteamiento más adecuado para comprender el derecho contemporáneo es el entendimiento en base a la idea de sistema (VERGARA, Alejandro. “El Derecho Administrativo Como Sistema Autónomo. El Mito de Código Civil Como Derecho Común”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 1), tesis que permite comprender la autonomía de las disciplinas jurídicas que, en tanto enmarañadas con normativa que a veces se acerca más propiamente a otras ciencias distintas a la ciencia jurídica (como ocurre, por ejemplo, con el derecho ambiental, tributario, de aguas, minería, aeronáutico, energía, etc.), contienen cada una su propio núcleo dogmático, con una unidad, coherencia, interpretación y aplicación propias de ese sistema en particular (Ibíd., p. 2 – 3). En este contexto, la evolución del derecho en nuestro país ha tendido a comprender que el Derecho Civil “codificado”, esto es, el núcleo dogmático del sistema de derecho privado, sea tenido por un verdadero “derecho común, es decir, el derecho aplicable a todas las situaciones jurídicas que no tengan una regulación especial”, entendiéndose como normas de aplicación general (RUZ, Gonzalo. “Explicaciones de Derecho Civil: Obligaciones. Tomo II”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2011, p. 17), negando así la autonomía de algunas disciplinas que responden a otros esquemas y principios totalmente distintos, (tal como ocurre con las modernas ramas del Derecho Administrativo Económico) (VERGARA, Alejandro (2010), Op- cit, p. 7). La razón de esta errada extensión del “mal llamado derecho común”, no es más que una manifestación de la tradicional plenitud del derecho, característica del positivismo jurídico predominante en Chile. Sobre esta materia, el filósofo del derecho Norberto Bobbio (BOBBIO, Norberto. “Teoría General del Derecho”. Bogotá: Editorial Temis S.A, 2005, p. 211 – 212) sostiene que “El dogma de la plenitud, es decir, el principio que afirma que el ordenamiento jurídico debe ser completo para que en todo caso pueda ofrecer al juez una solución sin tener que recurrir a la equidad, ha sido dominante, y lo es todavía hoy en parte en la teoría jurídica continental de origen romanista. Algunos lo consideran como uno de los aspectos sobresalientes del positivismo jurídico” (...) “En los tiempos modernos el dogma de la plenitud se ha convertido en componente de la concepción estatalista del derecho, es decir, de la concepción que hace de la producción jurídica un monopolio de Estado” (...) “Omnipotente como el Estado del cual emana, el derecho estatal debía regular todo caso posible”. En este sentido, la codificación trajo la respuesta a las lagunas o vacíos normativos, donde el artículo 4 de este cuerpo “común” —nuestro Código Civil— postula la aplicación supletoria del Código Civil al resto del ordenamiento jurídico. Así, la doctrina se sigue basando en una interpretación dogmática de este precepto (VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 68), cuyo sustrato se encuentra, precisamente, en el intento de completitud del derecho como “un todo”, olvidando la complejidad, los

sostiene MARMOLEJO, vinculándose directamente con el problema de la regulación económica, esto es, “al papel que el Estado y sus organismos asumen en la actividad económica”.⁹

De esta forma, la actividad regulatoria —sustrato funcional del Derecho Regulatorio— “ha pasado a ser hoy la forma natural de gobernar, la herramienta pública multiuso de cada necesidad.”^{10 11}

principios y las bases radicalmente distintas que presentan ciertas ramas especializadas en la actualidad. Así, quienes se dedican a la actividad jurídica —y quienes crean el derecho (sea este proveniente de la ley o de normas de rango reglamentario)—, muchas veces olvidan la trascendencia práctica de la distinción y, en los casos de conflicto, ceden ante la invasión del mal llamado derecho común. Un claro ejemplo de ello ocurre en el trabajo de Jorge Bermúdez (BERMÚDEZ, Jorge. “Derecho Administrativo General”. Santiago: Editorial Legal Publishing, 2014, p. 39), quien refiere ciertas zonas llamadas “de fricción”, donde se presentan conflictos respecto de “instituciones jurídicas que son recogidas por el Derecho Administrativo, pero también por otras ramas del Derecho (...) Un problema que presentan estas zonas de fricción es el de la integración de las lagunas; es decir, si procede llenar tales vacíos en el Derecho Administrativo con las normas del Derecho general. Resulta difícil dar aquí una respuesta a este problema, no obstante, un criterio de seguridad jurídica, sumada a la precariedad normativa de nuestro Derecho Administrativo, deberían llevarnos a optar por la afirmativa”. En lo tocante al tema objeto de este trabajo, la referencia particular al llamado Derecho Administrativo —en su vertiente económica— como una de las ramas afectadas por la equívoca aplicación del Derecho Civil, tiene como fundamento el esquema donde se enmarcará la presente investigación, en tanto el Derecho Eléctrico, que comprende al Sistema y al Mercado eléctrico, en todo lo relativo a su regulación jurídica-económica, se debe subsumir dentro de este gran sistema de Derecho Administrativo, cuyo sustrato básico responde a una lógica enteramente distinta al Derecho Privado tradicional, sumado a la presencia de uno de los llamados mercados regulados y la intervención de organismos antimonopólicos, englobando así elementos propios de las ciencias económicas. No obstante, buena parte de la doctrina y la jurisprudencia de esta rama sectorial ha olvidado que “El Derecho Administrativo no está formado únicamente por normas positivas, sino también por principios jurídicos que tiene una relevada importancia por la falta de sistematicidad y gran variedad de otras administrativas, de distinta jerarquía y con contenido diverso, que regulan esta realidad jurídica” (VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 17), lo cual ha ocasionado que ciertas instituciones —como las compensaciones objeto de este trabajo— sean interpretadas, aplicadas o supletoriamente reguladas de forma contraria o sistemáticamente errada a los principios que conforman el núcleo dogmático de esta rama particular del Derecho Administrativo (aquí en su aspecto esencialmente económico, dada la regulación de mercado), mal entendiendo así su naturaleza jurídica, sus fundamentos básicos y la fuente de donde emanan dichos institutos, originando que la regulación que las ordena resulte, en muchas ocasiones, errada o con vacíos insalvables. En esta investigación, siempre aparece el trasfondo que remite a lo aquí señalado: que la regulación se encuentra, en muchos aspectos, fuera de la lógica propia del Derecho Público, y que los vacíos y errores en ella deben subsanarse teniendo a la vista el sistema del Derecho Administrativo y el contexto de un mercado regulado, razón misma por la que se ha creado el mecanismo compensatorio (para salvar una falla de mercado que afecta a los usuarios más débiles que en el intervienen).

⁹ MARMOLEJO, Crispulo (2015), p. 77.

¹⁰ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 7.

¹¹ GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás. “Curso de Derecho Administrativo: Tomo I y II”. Lima: Palestra Editores S.A.C – Editorial Temis S.A, 2011, p. 879. La doctrina española administrativista califica la actividad material o sustancial de la Administración del Estado como la “actividad técnica de la Administración”.

Con todo, el concepto mismo de lo que se entiende por regulación, resulta altamente polémico (y de una amplitud casi indeterminada¹²):

“Más o menos regulación es una de las preguntas que más enconadas discusiones ha propiciado en el foro público de políticos, abogados, profesores y ciudadanos en general. A las respuestas o posiciones a aquella interrogante subyacen cosmovisiones que se han contrapuesto por décadas.”¹³

Para efectos de la presente investigación, el enfoque viene dado respecto de la llamada “regulación económica”, en tanto se entenderá que es aquella que ordena, controla, precisa y determina normas jurídicas para el ejercicio de alguna actividad económica particularizada, dentro un mercado regulado específico, en el caso concreto: el suministro de energía eléctrica, en el marco del denominado mercado eléctrico.¹⁴

Lo relevante de la actividad regulatoria es que sus objetivos “(...) están en directa relación con los problemas de mercado, cuyas fallas se intenta corregir”, en tanto al servicio de estos se encuentra “(...) el cúmulo de competencias y potestades que el Ordenamiento reconoce a las

Sobre ella sostienen que “La existencia de este tipo de actividad es, justamente, una notable peculiaridad de la Administración dentro de los poderes públicos. Diríamos, incluso, que en el panorama de la Administración como realidad operante la actividad técnica constituye notoriamente la de mayor volumen, quizá o incluso la de una significación e importancia prácticas más reconocibles. El poder legislativo no hace sino producciones jurídicas, las Leyes, de la misma manera que el Juez, las Sentencias, los actos jurisdiccionales; la organización los servicios auxiliares de sus poderes son puramente instrumentales para esa producción jurídica, que es el objeto propio de los mismos. No así la Administración, y sobre esta nota diferencial se ha montado uno de los intentos más continuados de caracterización de la misma. La Administración produce, en efecto, normas y actos jurídicos, en lo cual coincide con los otros poderes; pero normalmente tales normas y actos no tienen una finalidad sustantiva, sino auxiliar de su objetivo más destacado, ofrecer al público un sistema efectivo y práctico de servicios públicos, en el sentido más elemental de esta expresión como actividad material por la que se prestan infraestructuras, servicios, utilidades concretas al público”.

¹² Consecuencia necesaria de esta amplitud, es que esta especialización del derecho puede recaer sobre un sinnúmero de actividades, tales como el comercio, el mercado financiero, las telecomunicaciones, la energía, el medioambiente, la actividad aeronáutica, entre otras.

¹³ MATUTE, Claudio. “Expropiaciones Regulatorias. Aplicabilidad al Caso Chileno”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 214, p. 213.

¹⁴ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Loc. Cit.

Administraciones reguladoras,”¹⁵ ¹⁶ sin dejar de lado el esquema de Libre Competencia que permea a todos los mercados económicos regulados.¹⁷

Habida cuenta de lo anterior, se identificará que, dentro del mercado eléctrico, también aparecen estos problemas que la regulación está llamada a solucionar.

Un ejemplo de ellos son los eventos o fallas del sistema eléctrico, que se materializan en interrupciones o suspensiones no autorizadas del suministro a los usuarios, o cuando se proyectan o existen déficits de generación energética y el regulador debe autorizar la interrupción del suministro, con la finalidad de racionar y hacer un uso eficiente de la energía. Ambos supuestos de desperfectos del sistema generan problemas para el funcionamiento del mercado y, en consecuencia, pueden ser calificadas como fallas del mismo, afectando, en último término, a los usuarios consumidores de energía eléctrica, quienes no pueden realizar un sinnúmero de actividades económicas y de la vida cotidiana, en tanto el producto del mercado eléctrico, que satisface sus necesidades esenciales, no se encuentra disponible.¹⁸

Esta es la razón por la cual el legislador ha creado los mecanismos compensatorios, como una institución propia del mercado eléctrico, el cual originalmente no contempla las nociones de indisponibilidad del suministro ni la de racionamiento eléctrico frente a una situación deficitaria en la generación energética (propias del sistema eléctrico), entendidas como todo

¹⁵ CAMACHO, Gladys. “Tratado de Derecho Administrativo (Coord.: Rolando Pantoja). La Actividad Sustancial de la Administración del Estado”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 308.

¹⁶ *Ibíd.*, p. 145 – 146. El mercado eléctrico es uno de los sectores económicos fiscalizados más relevantes, por su gran significación económica y social. En este sentido, es natural que en estos sectores las industrias que intervienen “demanden gran capital y tiendan a las concentraciones, caracterizándose por la presencia de grupos o conglomerados de gran poder económico, cuyo poder de mercado se multiplica. Es claro que en materia de servicios financieros, servicios sanitarios, energía, telecomunicaciones, entre otros, el volumen de inversión inicial es significativo, por lo que sólo grupos empresariales poderosos tienen la capacidad económica para ingresar”. Más patente aparece en los llamados servicios de utilidad pública, como la transmisión y distribución eléctrica, los cuales dificultan “el logro de los objetivos de competitividad y eficiencia, configurando una situación desafiante para la regulación de la competencia”.

¹⁷ CAMACHO, Gladys. “Libro Segundo. Primera Parte: Las Modalidades de la Actividad Administrativa y los Principios que Rigen la actuación de la Administración del Estado”, p. 156. En: PANTOJA, Rolando (Coordinador). “Derecho Administrativo Chileno”. México D.F, Editorial Porrúa, 2007. Precisamente, la actividad de regulación —prolífica a partir de la liberalización de la economía y la subsidiariedad del Estado— se ha dado “a fin de asegurar que la actividad económica se realice con arreglo a la libre competencia, para lo cual utiliza técnicas diversificadas que combinan aquellas clásicas con otras de nueva factura, caracterizadas por su adaptabilidad al fin perseguido”.

¹⁸EVANS, Eugenio y SEEGER, María. “Derecho Eléctrico”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p.1.

evento o falla, o la suspensión o interrupción no autorizada (en el primer caso) o autorizada (en el segundo caso) del suministro. En este aspecto, las compensaciones se erigen como instituciones normativas que entregan —a lo menos— un mínimo de protección al usuario regulado, quien resulta ser el más lego y desprotegido en este complejo esquema de mercado.¹⁹

Los mecanismos compensatorios son precisamente el objeto de análisis de esta investigación. Estos son: la compensación por indisponibilidad de suministro y por decretos de racionamiento eléctrico en el caso de los déficit de generación energética, contenidos en los artículos 16 B de la Ley N° 18.410 que “Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles” (En adelante “LSEC”), artículos 72°-20 y 163 del D.F.L N° 4 que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica” (En adelante , indistintamente, “LGSE”, “ley eléctrica” o simplemente “ley”), respectivamente.

Para realizar esta tarea, el trabajo se ha dividido en tres partes:

En la Parte I, se señalan algunas nociones fundamentales del sistema y del mercado eléctrico, muchas de las cuales experimentaron cambios sustanciales a partir de la reciente modificación de la LGSE. Ellas constituyen el marco dentro del cual aparecen los derechos a las compensaciones que tienen los usuarios finales regulados. Además, se realiza una distinción entre las compensaciones objeto de este trabajo entre sí y en relación a otros tipos de mecanismos similares.

En la Parte II, Capítulo I, se detallan particularidades de la compensación por indisponibilidad de suministro eléctrico en casos de fallas o cortes de energía no autorizados, teniendo a la vista tanto la regulación contenida en el artículo 16 B de la LSEC y el nuevo artículo 72°-20, recientemente introducido dentro de la LGSE, mediante la reforma de la ley N° 20.936. En este bosquejo, se permite comprender su configuración jurídica y nociones esenciales, tales como su naturaleza y fundamento jurídico; las particularidades que posee en

¹⁹ Desde luego, se debe atender a la idea de que en materia eléctrica se habla de dos tipos de usuarios: los regulados —que son, básicamente, los pequeños consumidores— y los “clientes libres” —que suelen ser grandes empresas, las cuales, naturalmente, cuentan con una mejor asesoría jurídica y económica que les permite una mejor defensa de sus intereses, de ahí que la propia LGSE no contenga una regulación para la comercialización directa con ellos, a quienes se les permite negociar su propia tarifa— (SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 55).

relación al régimen de responsabilidad del que responde la empresa distribuidora frente a estas compensaciones, el objeto de la compensación y su fuente.

En el Capítulo II, de la Parte I, se realizan dos estudios sistemáticos de las regulaciones actuales de las compensaciones por indisponibilidades de suministro, donde se trata primeramente la contenida en el artículo 16 B de la LSEC, referida como compensación por interrupciones o suspensiones no autorizadas de suministro eléctrico por fallas ocurridas a nivel de distribución, efectuando un análisis detallado de la normativa interpretativa que ha dictado la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, indistintamente, “SEC” o “Superintendencia”), que establece la operación práctica del instrumento legal. Adicionalmente, se examinan los criterios que constituyen caso fortuito o fuerza mayor, que eximen a la empresa distribuidora (suministrador) de su gravamen de compensar a los usuarios regulados. Luego se detallan conjuntamente los aspectos más relevantes del tratamiento que planteaba el Proyecto de Ley que establece “Nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, acerca de la compensación por indisponibilidad de suministro eléctrico que se propuso introducir en la LGSE, conjuntamente con el sistema que finalmente se instauró en el artículo 72°-20, que establece un mecanismo compensatorio por eventos o fallas, ahora ocurridos a nivel de generación, transmisión y en la operación de servicios complementarios o de almacenamiento de energía eléctrica.

Posteriormente, en la Parte III, Capítulo I, se examinan las singularidades de la compensación para los casos en que se dicten decretos de racionamiento eléctrico, como consecuencia de los déficits de generación energética que ocurran dentro del sistema eléctrico, donde se trata acerca de su origen; su naturaleza y fundamento jurídico y, finalmente, el particular tratamiento que recibe el generador, en materia de responsabilidad, cuando debe compensar en caso de dictación de un decreto de racionamiento, por orden del regulador.

En el Capítulo II, de esta parte III, se analiza el tratamiento legal original, del año 1990, y el posterior a la reforma de la Ley N° 19.613, que consagró la imposibilidad de que las generadores se excusen, por caso fortuito o fuerza mayor, respecto de su carga de compensar, cuando el decreto de racionamiento se hubiere dictado a consecuencia de una sequía o fallas prolongadas de centrales eléctricas, sumado al nuevo supuesto que introdujo la Ley N° 20.018, respecto de

las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gaseoductos internacionales.

Finalmente, la presente investigación culmina con un reporte del estado actual de las compensaciones y algunas materias controvertidas respecto de este instituto.

PARTE I

PREFACIO AL CONTEXTO DEL SISTEMA Y EL MERCADO ELÉCTRICO

I. La Energía Eléctrica

La electricidad constituye una de varias formas de energía existentes, pero con una particularidad: proviene de otras fuentes de energía denominadas “primarias”,²⁰ en tanto la electricidad constituye una de carácter “secundaria”.²¹

Por su parte, la energía eléctrica goza de una especialidad en relación a su producción:

“Tiene una fuente condicionante asociada a su característica de producto no almacenable”.²²

Esto implica que, una vez que se produce, al mismo tiempo debe hacerse uso de ella, de ahí que su transporte a los lugares de consumo debe ser inmediato.

En relación a las particularidades que tiene la electricidad respecto de las tradicionales clasificaciones de los bienes, provenientes del Derecho Civil Patrimonial, se ha señalado que la energía eléctrica, al ser un tipo de venta de cosa mueble,²³ se trata de:

“Un bien corporal, perceptible por los sentidos, particularmente por el tacto; es de carácter mueble, susceptible de ser medido, transportable por líneas de transmisión eléctrica, apropiable

²⁰ Tales como el carbón, el petróleo y el gas natural.

²¹ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 41.

²² *Ibíd.*

²³ Según el dictamen de la Comisión Preventiva Central (citado por GUTIÉRREZ, Paulina. “El contrato de suministro de energía a clientes libres”. Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Santiago: Universidad de Chile, 2002, p. 22), cuyo texto íntegro se encuentra recogido en la Revista de Derecho y Jurisprudencia, volumen XCII, Tomo II, segunda parte, sección 6, 1995, pag. 253, señaló que “Cualquier empresa generadora conectada al Sistema Interconectado Central, SIC, puede comercializar su electricidad de acuerdo con las siguientes modalidades: a) celebrando contratos de compraventa con empresas distribuidoras (...), d) vendiendo su energía sin contrato en el Centro de Despacho Económico de Carga (...)”.

por particulares y por ende susceptible de hurto, de conformidad al artículo 137 de la Ley Eléctrica”.²⁴

II. El sistema eléctrico y el mercado eléctrico

Los atributos característicos de la energía eléctrica y su complejidad, conllevan la necesidad de existencia de los sistemas eléctricos, toda vez que “el desarrollo de nuevas tecnologías de producción, como el crecimiento de la demanda, fueron requiriendo la interconexión de las instalaciones de producción y consumo para obtener mayores niveles de seguridad en el suministro y de eficiencia en el aprovechamiento de los recursos.”²⁵

Nuestro Sistema Eléctrico es definido (en el artículo 225 letra a) de la LGSE) como aquel:

“Conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica”.²⁶

Por otro lado, la ley no contempla ninguna definición del Mercado Eléctrico.

Para tal efecto, ha sido la doctrina la encargada de delinear un concepto. En este aspecto, SEPÚLVEDA señala que éste debe construirse sobre la base del sistema eléctrico, no obstante son dos conceptos distintos, aun cuando entre ellos exista una relación connatural.²⁷

²⁴ GUTIÉRREZ, Paulina (2002), Op. Cit., p. 51. En una cita a la Revista de Derecho y Jurisprudencia, Año XIX, tomo I, volumen 1 y subsiguientes.

²⁵ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 43.

²⁶ En este aspecto, tradicionalmente se ha entendido que existen cuatro “sistemas eléctricos” en Chile: el Sistema Interconectado del Norte Grande, el Sistema Interconectado Central, el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Sin embargo, en la práctica de la ingeniería eléctrico, los sistemas eléctrico no son encasillables en macro sistemas: los sistemas eléctricos de potencia son infinitos, operen o no interconectadamente.

²⁷ *Ibíd.*, p. 45.

La reforma recientemente introducida a la LGSE, mediante la Ley N° 20.936, reconoció al mercado eléctrico en distintas disposiciones legales,²⁸ aun cuando tampoco se encargó de definirlo.

En la práctica tradicional de algunos de los juristas que estudian esta disciplina, el mercado eléctrico se define y estudia a partir de los “segmentos” que lo integran —generación, transmisión y distribución—, es decir, se explica en relación a la estructura física del sistema eléctrico que entrega la LGSE.

Cabe destacar, como un aspecto para el estudio del moderno mercado eléctrico, que esta conceptualización en segmentos responde a un análisis alejado de la realidad práctica del mismo, especialmente a raíz del esquema de la comercialización y con la imposibilidad material de sostener que el “mercado eléctrico” es un mercado en un sentido estrictamente económico, compuesto por segmentos rígidos.

III. ¿Es el mercado eléctrico un verdadero mercado?

Como primer punto para analizar el contexto en que se enmarca este proyecto de investigación, se debe hacer hincapié en la forma en que tradicionalmente se ha estudiado al mercado eléctrico:²⁹ mediante los “segmentos” generación, transmisión y distribución.

²⁸ Por ejemplo, a propósito de la Coordinación “del mercado eléctrico” del artículo 72°-3.

²⁹ Quizás, una respuesta a esta conceptualización de los segmentos del mercado la encontramos en la necesidad práctica de configurar un “Derecho Eléctrico”, con reglas que combinan o trasladan instituciones del Derecho Administrativo o Civil, forzosamente —como el esquema de concesiones— o por conveniencia —como el sistema de servidumbres legales—. En este sentido, el Derecho Eléctrico, como tal, no existe ni debería existir: el contexto del mercado eléctrico no es más que Derecho Administrativo (en su vertiente económica) —con tarifas reguladas, un regulador, un coordinador y un fiscalizador, todos de operadores del sector privado que ven, en el mismo, un modelo de negocios— con el marco de la Libre Competencia —que evita la existencia de los monopolios, propende a un comportamiento limpio de los intervinientes del mercado, evita la integración vertical, entre otras materias. Con todo, resulta imposible que una temática propia de la ingeniería pueda ser explicada con facilidad para los juristas, y especialmente para la judicatura, donde esta última es la llamada a resolver los conflictos que se susciten en este “mercado eléctrico”. Si bien, esta materia excede con creces la temática de este trabajo, resulta necesario observar que el tratamiento de los segmentos generación, transmisión y distribución responde a una lógica de simplicidad: cómo explicar una actividad compleja para aplicar un marco legalista rígido y necesario (no puede

Esta conceptualización es manifiestamente práctica y simplista, pero no responde a la realidad del mercado eléctrico en sí.

Cuando se habla de un “mercado”, como concepto integrante de la economía tradicional, se dice que este “es un mecanismo a través del cual compradores y vendedores interactúan para determinar precios e intercambiar bienes y servicios”³⁰. Con solo analizar la configuración del mercado eléctrico chileno, se puede observar que no existe mercado de la transmisión o la distribución³¹, y tan sólo existe una “suerte de mercado” en la generación, a través de la introducción del concepto de la “comercialización de energía”, esencialmente olvidado por la legislación chilena y muy limitado.³²

Ni siquiera en la operación misma del sistema, instruida y dirigida por el Coordinador, en donde se da lugar a las transacciones de inyección de energía y retiros, en lo que se ha denominado por la normativa como el “mercado de corto plazo”,³³ existe un verdadero mercado.

Así, la generación, que ha sido entendida por la doctrina como la actividad libre por excelencia, no es tal: es coordinada, interconectada y —por regla general— no tiene un precio

existir suministro de energía sin normas claras o, derechamente, sin normas): encasillando las distintas actividades en macro actividades.

³⁰ SAMUELSON, Paul. “Economics”. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2004, p. 3.

³¹ Una interesante propuesta para configurar un mercado en la distribución se vislumbra a través de la introducción de la comercialización en un nivel minorista. Así, el concesionario distribuidor sería el dueño de las redes (el “fierro y cemento”), mientras que el comercializador estaría encargado de llegar al usuario final, tomar las mediciones, practicar la facturación, ofrecer planes para el consumo, entre otras materias. Así, se genera “competencia aguas abajo ya que los comercializadores compiten por clientes. Los clientes responden a precios pudiendo escoger aquel comercializador que ofrezca las mejores condiciones de servicio y precio” (ANTUKO ENERGY S.A. “Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el Mercado Eléctrico Chileno. Informe Final”. Santiago: Antuko Energy S.A y Ministerio de Energía, 2012, p. 4).

³² Es limitado porque la normativa exige que el generador que comercializa energía posea instalaciones (propias o contratadas: bajo un esquema de arrendamiento, usufructo, comodato, etc.), tal como se desprende de la única referencia relevante a la comercialización en la ley eléctrica, en el artículo 81. En este sentido, no existe en la LGSE un reconocimiento de la “comercialización pura”, en el sentido de un agente que contrata a nivel mayorista, como intermediario entre generadoras, o a nivel minorista, como intermediario con clientes finales —regulados—, sin tener sus propias centrales o sin ser concesionario distribuidor (esto es el equivalente a sostener, por ejemplo, que todo aquel que quisiera realizar operaciones de corretaje en materia de seguros tuviese que constituirse, a su vez, como una compañía de seguros).

³³ Esta conceptualización es innovadora, toda vez que se introdujo recientemente en el D.S N° 125 de 2017, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” (en adelante, “Reglamento de la Coordinación”), cuyo texto se encuentra en trámite ante la CGR, a través de su reingreso a la entidad fiscalizadora con fecha 15 de mayo de 2018, en tanto dicha norma viene a sustituir el texto del antiguo reglamento de la coordinación (D.S. N° 291 de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), que tan solo tenía, dentro de todo su articulado, una sola referencia a la palabra “mercado”, refiriendo el denominado “mercado de corto plazo” como la “programación de corto plazo”.

de venta (no hay un “precio por la generación de energía”: las generadoras son despachadas y la última orden del Coordinador para producir energía en ese día calendario marca el denominado “costo marginal”³⁴. El costo —en la teoría económica— no es más que uno de los elementos que integran al precio, esto es, costos y recargo esperado por la ganancia que se pretenda obtener. No existe comerciante alguno que venda sus productos a costo de producción, ya que no habría utilidad), salvo —como excepción— el precio (un verdadero precio por el suministro) de los PPA firmados con los clientes libres. Es en este último aspecto donde se puede observar que sí se da un verdadero esquema de competencia y existe un mercado: en materia de la comercialización de energía a nivel mayorista, ya que se establecen precios libremente negociados, a nivel contractual (entre generadoras, por concepto de potencia o energía)³⁵ y —más restringidamente— en las licitaciones de los bloques de energía, donde los generadores ofrecen secretamente a los concesionarios distribuidores un precio de venta de energía, adjudicándose la licitación aquel generador³⁶ que ofrezca el menor precio³⁷ (sin considerar ningún otro factor).

La transmisión, concebida como monopolio natural, no presenta grado alguno de competencia, toda vez que ello resulta manifiestamente impertinente: existen grandes economías de escala; las líneas se configuran única y exclusivamente como un intermediario físico para llevar la energía hasta los puntos de consumo; la tarifa es regulada por un órgano estatal cada cuatro años, entre otros aspectos. Quizás, existen cuatro tópicos en donde restringidamente se puede dar “competencia” en la actividad de la transmisión (pero más que “competencia” —entendida como la dinamicidad de un mercado que presenta cierta estructura variable de agentes, oferta y demanda—, es una protección regulatoria a fin de que no se monopolice la actividad más allá de lo naturalmente permitido): 1- a propósito de las expansiones de la red nacional (ex troncal), donde existe un esquema de licitaciones para la nueva infraestructura; 2- en el acceso al sistema de transmisión (“acceso abierto”), toda vez que

³⁴ LEMUS, Cristina. “El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico chileno”. Tesis para completar las exigencias del grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2006, p. 98.

³⁵ ANTUKO ENERGY S.A (2012), Op. Cit, p. 187.

³⁶ El generador tomará en cuenta sus proyecciones económicas, especialmente la configuración futura del mercado, la seguridad de sus instalaciones, el combustible que utilice, los contratos que posea con clientes libres, entre otras materias, que repercutirán en el precio de venta que ofrezca.

³⁷ LEMUS, Cristina (2006), Op. Cit, p. 102.

si bien la regla es que se debe permitir la entrada de cualquier tercero interesado en hacer uso de la línea, existen ciertas barreras técnico – económicas que deben cumplir los operadores; 3- en la construcción de los denominados sistemas de transmisión dedicados³⁸ (que no están sujetos al esquema de servicio público, ya que se encuentran esencialmente destinados a transportar energía para grandes clientes específicos: mineras, papeleras, entre otros) y 4- con la prohibición de la integración vertical generación – transmisión (hacia el año 2000), de tal forma que el operador de la línea no pueda discriminar indirectamente a los generadores que se quieran interconectar.³⁹

Finalmente, la distribución también ha sido concebida como un monopolio natural, donde el distribuidor realiza directamente la comercialización de energía con los clientes sujetos a fijación tarifaria dentro de su zona de concesión, quedando totalmente fuera de un esquema típico de mercado: el precio que los usuarios pagan por el suministro de energía corresponde al Valor Agregado de Distribución (“VAD”), cuya configuración observa no a la realidad misma del mercado en concreto de la zona de concesión en cuestión, sino a una “empresa modelo” de distribución, con eficiencia en la gestión y en su política de inversiones.⁴⁰

En síntesis, el mercado eléctrico no es un mercado en un sentido estrictamente económico, toda vez que no existen los elementos propios que permitan configurar una libre transacción de bienes y servicios, con pluralidad de competidores que fijan los precios de conformidad a la reacción oferta-demanda: aquí, el precio lo fija el regulador; los operadores trabajan coordinadamente y por órdenes de un tercero independiente; el producto que se tranza no tiene “materialidad”, más aún, su consumo debe ser inmediato; el transmisor es absolutamente monopólico; los usuarios contratan obligatoriamente con un distribuidor —que comercia la energía que compra a los generadores en un mercado mayorista— dentro de la zona territorial donde habitan. Con todo, ello no obsta a que, en ciertos aspectos de este esquema, que para efectos prácticos de este trabajo se denominará igualmente como “mercado eléctrico”, aparezca la competencia en un sentido de mercado propiamente tal. Especialmente, se podrá observar que

³⁸ Artículo 7 inciso III de la LGSE.

³⁹ EL MERCURIO DE VALPARAISO. “Reactivan Investigación por Negocios de Enersis” [en línea] <http://www.mercuriovalpo.cl/site/edic/20010903201706/pags/20010903224904.html> [consultado el 4 de agosto de 2018]

⁴⁰ COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Tarificación Eléctrica” [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/> [consultado el 4 de agosto de 2018]

ello repercute en otras variables que, a mediano y largo plazo, influyen en las fijaciones tarifarias y en las señales que tienen los operadores del sistema, tales como la inversión en nuevas infraestructuras, tecnologías y en la seguridad del suministro, todas las cuales se orientan a dar protección a los usuarios finales —consumidores— y a evitar las indisponibilidades del producto de este “mercado”.⁴¹

Adicionalmente, cada vez que en este trabajo se hable de “segmentos”, en la práctica, dicha referencia se hace sólo para efectos de ordenar, en un sentido estrictamente jurídico, la temática de este trabajo, siendo lo más adecuado hablar de “actividades”⁴² dentro del mercado eléctrico u “operadores” de las distintas instalaciones que en el participan.

IV. Las actividades del denominado mercado eléctrico

1. Generación y Comercialización

En la generación, la actividad “consiste en el proceso tecnológico destinado a transformar las fuentes energéticas primarias en energía eléctrica transportable y utilizable en los centros de consumo”. Es aquí donde aparecen las empresas que operan⁴³ las centrales generadoras de electricidad.⁴⁴

EVANS afirma que la generación “se caracteriza por ser un mercado competitivo, donde no existen economías de escala y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción. Además, no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores, ni se identifican monopolios naturales”.

⁴¹ Para ello véase el reporte final de este trabajo.

⁴² Por ejemplo, el concesionario distribuidor precisamente distribuye a los usuarios finales dentro de su zona de concesión, no obstante posee líneas de subtransmisión, en baja tensión, para transportar dicha energía. Adicionalmente, en el mercado eléctrico no sólo existe la actividad de suministro: también aparecen los denominados servicios, que pueden ser prestados por instalaciones de los distintos operadores coordinados del sistema, tal como ocurre en el marco de los servicios complementarios.

⁴³ Se habla de “operador” y no de “dueños”, porque la ley trata a las instalaciones —en sus distintas disposiciones— de forma extensiva: “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico (...)” (Artículo 8° bis), evitando así que alguno de los operadores quiera sustraerse de la aplicación de la normativa sectorial.

⁴⁴ EVANS, Eugenio y MARIA, Seeger (2010), Op. Cit., p. 1 – 2.

Como pudimos observar en el acápite anterior, en la generación interconectada y coordinada no existen precios propiamente tales (salvo los precios negociados con los clientes libres): el pseudo mercado a corto plazo (artículo 141 y ss. del Reglamento de la Coordinación) obtiene un costo marginal al final del día. Más aún, a pesar de que no existen economías de escala como las que tienen los operadores de la transmisión o la distribución, nada obsta a que se pueda sostener que ingresar al sector de la generación sea complejo: la construcción de instalaciones toma largos periodos de tiempo, existen barreras de carácter ambiental, restricciones legales (declaración de puesta en servicio, autorización para la interconexión, permisos de construcción, autorización para la energización, etc.⁴⁵) y materiales (temperatura y clima; combustible utilizado; niveles de reserva; costos y tiempos de partida o detención de la central; fallas en tiempo real, etc.) en la producción de la energía. Es por ello que, sin perjuicio de esta pregonada “libertad de mercado” (restringida al aspecto de la comercialización), se advierte igualmente una profusa regulación del Estado, al establecer la obligación legal de interconexión de las instalaciones de las centrales productoras a las redes del sistema. Adicionalmente, su operación y puesta en marcha debe ser coordinada a través de un Coordinador (antes denominado Centro de Despacho Económico de Carga, actualmente el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional),⁴⁶ con el objeto de garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de eficiencia y seguridad”.⁴⁷

En este marco, tradicionalmente se ha sostenido —tesis a la que no se adhiere en esta investigación— que quienes demandan la producción energética a las generadoras son tres submercados básicos:⁴⁸

a- Concesionarias de distribución, que representan el mercado de empresas distribuidoras, las cuales suministran energía a los clientes regulados (artículo 147 de la LGSE);

⁴⁵ Y una serie de otros requisitos que deben cumplir las instalaciones que pretendan integrar el sistema eléctrico nacional, atinentes a las reglas de la Coordinación (contenidas en el D.S N° 125 de 2018, del Ministerio de Energía) y en otras normas sectoriales (como las reglas de la legislación municipal —permisos de construcción—; agrícola —autorizaciones del SAG y del Ministerio de Agricultura, cuando procedan; ambientales —SEIA, pertinencias, consulta indígena, etc. —minera —concesiones de exploración y explotación para poder construir en un terreno determinado, entre otras).

⁴⁶ Debe comprenderse que las referencias doctrinarias y jurisprudenciales son al CDEC, cuya nomenclatura actual, posterior a la reforma de la Ley N°20.936, es la del “Coordinador” (Dado que ahora existirá solo un Coordinador Nacional).

⁴⁷ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 2.

⁴⁸ *Ibíd.*

- b- Clientes libres, no sometidos a la regulación tarifaria (artículo 149 LGSE);
- c- Otros generadores en el denominado “mercado spot.”⁴⁹

Es en este último donde “La ley desarrolla el esquema básico del mercado y nos habla de transferencias de energía y potencia entre empresas de generación, de la valorización de las mismas y del derecho a las ventas”.

Estas transferencias de energía y potencia entre las generadoras son consecuencia de la aplicación de la coordinación por parte de CISEN, en el ya referido mercado a corto plazo.^{50 51}

En la práctica, hablar de la existencia de un “mercado spot” es manifiestamente incorrecto, ya que, como se pudo observar, no existe un mercado en términos económicos. En tal sentido, los retiros e inyecciones que se efectúen en las barras del sistema de transmisión, como consecuencia de la programación diaria del CISEN, se valorizan a un costo marginal que deben pagar las generadoras deficitarias a las excedentarias, luego de que el referido órgano Coordinador practique los balances correspondientes.⁵² Los denominados “contratos financieros bilaterales”⁵³ entre generadoras —que constituyen la verdadera “actividad de comercialización” y configuran un mercado en su sentido económico— no se elevan más allá que a una relación

⁴⁹ Aquí, parte de la doctrina señala que se está en presencia de un cuarto segmento del mercado (Sepúlveda (2010), Op. Cit., p. 54 – 55.). En este sentido, el autor sostiene que “El mercado eléctrico propiamente tal es la venta de energía y potencia que hacen empresas eléctricas a consumidores finales, ya sean, libres o regulados, a través de contratos de suministros”, donde “el sujeto activo de este mercado es el comercializador”. De estas palabras se colige que el autor divide la noción de generadoras y comercializadoras, en dos roles diferenciados, toda vez que el mismo artículo 149 de la LGSE confirma esta hipótesis, al aludir al comercializador como “empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico”, por ello, “Una empresa de generación, actuando como comercializador, toma sus propias decisiones contractuales con los clientes, libres o regulados, compite en el mercado de los contratos con los clientes y conviene el precio de los suministros comprometidos”. En este sentido, podría existir una empresa que —en la práctica— jamás sea despachada para generar energía y, no obstante, recibir su remuneración por concepto de potencia, además de las ganancias por concepto de contratos de suministro con clientes libres, a quienes vende energía que jamás produce —y sólo compra— en el mercado.

⁵⁰ Artículo 72°-3 relativo a la Coordinación del Mercado Eléctrico.

⁵¹ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 52 – 53.

⁵² Artículo 147 del Reglamento de la Coordinación.

⁵³ ANTUKO ENERGY S.A (2012), Op. Cit, p. 199 – 200.

netamente privada y a una proyección económica del despacho, la capacidad de generación y el riesgo del negocio, mediante el respaldo de potencia y la volatilidad de los precios.

Por otro lado, los clientes distribuidores no demandan producción energética a las generadoras —tal como lo sostiene la doctrina clásica antes referida—, toda vez que dichos suministros son licitados —obligatoriamente— por bloques, cada ciertos periodos de tiempo: no existe un precio libre de mercado, sino uno adjudicado al mejor oferente (el más barato).

Con todo, es de tal envergadura la relevancia que tiene la comercialización en el mercado eléctrico chileno, que la legislación debería propender a dotarla de autonomía, permitiendo la existencia de un comercializador como agente diferenciado del generador (e incluso a nivel de distribución, diferenciado del distribuidor mismo), organizando así un verdadero mercado eléctrico, cuestión que se permite sólo restringidamente.⁵⁴

Ahora bien, se debe comprender que, las referidas transferencias de energía (y potencia), nacen como un efecto de la particularidad que tiene la energía eléctrica, en tanto ésta debe ser consumida inmediatamente cuando se produce, además de que la ley exige que el suministro se debe efectuar bajo los principios de seguridad, calidad y continuidad del mismo, de ahí que el sistema funciona bajo una dirección obligatoria —dirigida y ordenada— por un Coordinador, quien tiene, entre otros, el rol de determinar las transferencias entre empresas interconectadas, no pudiendo éstas por sí solas decidir el cómo, cuándo y cuánto producir y operar (denominado

⁵⁴ En este trabajo se sostiene que es restringida la comercialización, a nivel de mercado mayorista, entre las generadoras, toda vez que el Reglamento de la Coordinación (en sus artículos 10, 11, 17 y ss. y, especialmente en su artículo 142), exige, como requisito de la esencia para participar en el mercado de corto plazo, que los coordinados sean “titulares de una instalación” (de generación, almacenamiento o para prestar SSCC). En tal sentido, no se permite, por la normativa sectorial, que la comercialización de energía se lleve adelante por agentes que no posean instalaciones, a cualquier título, evitando así la participación —en el mercado financiero de los contratos bilaterales— de operadores que no pertenezcan a la actividad misma de la generación. De permitirse la comercialización sin ser titular de activos de generación, fomentaría a que la empresa administrara el riesgo de su negocio mediante contratos bilaterales (ANTUKO ENERGY S.A (2012), Op. Cit, p. 208), dando una real dinamicidad al mercado eléctrico y configurando un esquema de negocios innovador que permitiría sortear las dificultades existentes en la instalación de un activo de generación, especialmente aquellas relativas a los costos de capital asociados a la construcción, y a la posterior operación y mantenimiento. Sin perjuicio de ello, si la legislación lo llegase a permitir, la reforma regulatoria debería encaminarse a proteger los esquemas de la libre competencia y la fiscalización, evitando que los agentes comercializadores tuviesen algún grado de participación en las sociedades de los clientes a quienes vendan energía; tuviese participación en la realización de otras actividades dentro del mercado, además de que será necesario establecer un potente sistema de garantías, para asegurar el cumplimiento de la cadena de pagos, evitando incumplimientos que podrían atentar, en definitiva, contra la seguridad del sistema eléctrico.

“despacho”, conforme a un esquema de “lista de méritos” que determina el orden de despacho⁵⁵ asignado por el Coordinador).⁵⁶ De lo contrario, sería imposible el funcionamiento del sistema donde toda la actividad requiere de decisiones inmediatas, simultáneas y coordinadas.

En este aspecto, “la energía y la potencia son los únicos productos del mercado eléctrico”, mientras que las otras actividades que en él se desarrollan son calificadas como servicios.⁵⁷

La energía eléctrica se produce en cada una de las plantas de generación que operan en el mercado, desde donde pasa al sistema de transporte, como señala SEPÚLVEDA, “el cual sirve como escenario de mercado en donde ingresa, acumulativamente, la energía aportada por todas las centrales que, en determinado momento, se encuentran operando”.⁵⁸ Por esta razón, es posible sostener que existe un “fondo común” donde llega toda la producción energética, a través del sistema de transmisión.

Toda esta energía es comercializada en el mercado, según las órdenes de coordinación que imparta el CISEN. Los clientes reciben energía generada en cualquier planta del sistema, ya que lo relevante para ellos no es quien la produzca, sino el hecho de que el suministro sea siempre

⁵⁵ De conformidad a los criterios que fija el artículo 57 del Reglamento de la Coordinación.

⁵⁶ En este sentido, la normativa exige, grosso modo, que el suministro de energía esté disponible permanentemente, por la calidad de bien de primera necesidad —en su concepto económico— y que para ello se superen las contingencias que provoquen indisponibilidades (interrupciones o suspensiones) del mismo. Por su parte, el concepto de energía que aquí se refiere, debe entenderse como aquello que produce el generador y que se comercializa (precio de energía) al “costo marginal instantáneo”, mientras que la potencia es la capacidad de la instalación de generación. Así, el precio de energía o costo marginal “cubre los costos variables correspondientes al combustible utilizado en su producción” (SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 55) y como tal se puede vender en el mercado a otro generador que debe responder por algún contrato de abastecimiento que tenga con algún cliente libre o con algún concesionario distribuidor, según la demanda de ese momento. Por otro lado, la potencia o capacidad cubre la inversión en infraestructura de producción y también se puede vender al “precio de nudo de la potencia”, con “la finalidad de abastecer la demanda de punta existente” (EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 237). Cuando el Coordinador determina las transferencias de energía y potencia que deban efectuarse, y cuando estas sean hechas por empresas que operan sincronizadamente con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación, la ley ha regulado los precios, bajo el esquema recién detallado.

⁵⁷ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 50. El autor realiza esta sutil distinción y luego explica que existen ciertos servicios “no consistentes en suministro de energía, o servicios asociados, prestados por empresas de servicio público de distribución (...)”; servicios complementarios, regulados a propósito de la seguridad de suministro y los servicios de peaje de distribución.

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 52.

seguro y continuo (principio de confiabilidad): “lo que se vende al consumidor es la energía del sistema”⁵⁹ y no de un generador en particular.

Ahora bien, en el cuadro del mercado eléctrico, también se habla de las “trasferencias de potencia”. Con esto se está efectuando una aplicación del principio de suficiencia del sistema eléctrico, como uno de aquellos elementos incluidos dentro de la confiabilidad, “a través del cual se procura que el sistema pueda contar con las instalaciones necesarias para enfrentar una demanda previsible de producción energética en un momento determinado,⁶⁰ impidiendo que falle por falta de ellas o por carencias en su funcionamiento

Así, la potencia es un excedente que tiene un generador propietario de una instalación. Este excedente se observa en relación a las obligaciones contractuales que este tiene en los contratos de provisión a sus clientes (libres o distribuidores).⁶¹

En la actividad de generación, la Ley N° 20.936 introdujo algunas novedades dentro de la regulación para la puesta en marcha de las empresas generadoras⁶² y para efectos de su forma societaria.⁶³

2. Transmisión

La Comisión Nacional de Energía (En adelante, indistintamente “CNE” o “Comisión”), la define como “el transporte de la energía eléctrica desde los puntos de producción o de disponibilidad, hasta los puntos en donde esta energía es requerida o demandada. En el caso de grandes sistemas interconectados, la transmisión cumple, además, la función de traspasar energía entre centro de generación y consumo, de acuerdo con las condiciones económicas del despacho de la generación”.⁶⁴

⁵⁹ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 53.

⁶⁰ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 81.

⁶¹ *Ibíd.*, p. 83.

⁶² En el nuevo artículo 72°-17.

⁶³ En el nuevo artículo 8° bis.

⁶⁴ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 95. Quien extrae la definición relativa a la transmisión desde un artículo de la Comisión Nacional de Energía.

Se caracteriza por ser un mercado “que presenta significativas economías de escala e indivisibilidad en la inversión”, de ahí que el mismo cumpla con los patrones propios de un monopolio natural.^{65 66}

La ley N° 20.936 creó nuevas disposiciones relativas a la transmisión, destacando, entre ellas, la redefinición de la Transmisión:

“Artículo 73°. - Definición de Sistema de Transmisión. El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: ‘sistema de transmisión nacional’, ‘sistema de transmisión para polos de desarrollo’, ‘sistema de transmisión zonal’ y ‘sistema de transmisión dedicado’. Una vez determinados los límites de cada uno de estos sistemas de transmisión, se incluirán en él todas las instalaciones que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

Forman parte también del sistema de transmisión los sistemas de interconexión internacionales, los que se someterán a las normas especiales que se dicten al efecto (...).”

Observando esta nueva conceptualización, se puede constatar la creación de nuevos segmentos dentro de la transmisión, cada uno de los cuales cuenta con sus propias características y normativa.⁶⁷

- a- Nacional;
- b- Para polos de desarrollo;

⁶⁵ EVANS, Eugenio y MARÍA, Seeger (2010), Op. Cit., p. 2.

⁶⁶ VALDÉS, Domingo (2006), Op. Cit., p. 397. “Entre las diversas causas del monopolio estructural se halla una, desde siempre aceptada como legítima, que consiste en un hecho de la naturaleza, en economías de escala, economías de ámbito o un determinado estadio de desarrollo de la tecnología, que provoca que la mejor forma de explotación de un mercado relevante, desde un punto de vista productivo, sea la de un monopolio”. Así, la transmisión, por su naturaleza (piénsese en un mercado competitivo de transmisión, en donde existan multiplicidad de líneas de transmisión, en todos sus segmentos; infinitas subestaciones sin límites para la conexión, y existieran diversas ofertas de precio) y por los costos hundidos que representa, constituye un buen ejemplo de los llamados monopolios naturales.

⁶⁷ Contenidas en el Título III “De los Sistemas de Transmisión Eléctrica.”

- c- Zonal y
- d- Dedicado

Una cuestión relevante de la reforma a la ley eléctrica es la confirmación de la calificación, como servicio público eléctrico, del transporte de electricidad (Art. 7 inciso III), incluyendo ahora —en este concepto propio del Derecho Administrativo— a los sistemas de transmisión nacional (ex troncal), zonal (ex subtransmisión) y para polos de desarrollo de generación.

Finalmente, otras particularidades de este segmento son la existencia de un régimen de “acceso abierto”⁶⁸ y un sistema de “planificación, tarificación y remuneración”,⁶⁹ altamente complejo y regulado.

3. Distribución

“La Distribución es la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.”⁷⁰

El artículo 7 inciso 1 de la LGSE la califica como un servicio público:

“Artículo 7°. - Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.”

⁶⁸ Se encuentra regulado en el artículo 79 de la LGSE e implica que las instalaciones de los distintos sistemas de transmisión pueden ser utilizadas por terceros, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, a través del pago de la remuneración que se establezca en la normativa. En este sentido, los transmisores no pueden negarse al acceso de algún interesado, por motivos de capacidad técnica. Esto nos recuerda que la transmisión constituye un verdadero monopolio natural.

⁶⁹ La planificación está regulada en los artículos 83 a 101 de la LGSE; la tarificación, por su parte, está tratada en los artículos 102 a 113 y, finalmente, la remuneración se encuentra recogida en los artículos 114 a 122 de la misma ley. No obstante esta regulación legal, es la CNE la encargada de dictar un reglamento que trate detalladamente estas materias.

⁷⁰ EVANS, Eugenio y MARÍA, Seeger (2010), Op. Cit., p. 3.

Es importante tener a la vista que la actividad de servicio público de distribución se encuentra sujeta a la regulación de precios,⁷¹ en tanto esta “realiza el transporte de potencia y energía eléctrica a niveles de voltaje de 23 KV o menos, y se encarga del suministro de energía a consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2.000 KW, con excepción de aquellos clientes que contraten condiciones especiales de suministro o que, teniendo una potencia conectada superior a los 500 KW e inferior o igual a los 2.000 KW, hayan optado por suscribir un contrato libre” (estas referencias a los 2.000 KW actualmente deben reemplazarse por 5.000 KW, en los términos del nuevo artículo 147 de la LGSE).⁷² Los primeros usuarios aquí referidos son los llamados clientes regulados (pequeños consumidores), sujetos a la regulación de precios, y los otros son los clientes libres, quienes discuten con los generadores —en un plano de igualdad negocial— las condiciones particulares y el precio de sus contratos de suministro (denominados “PPA” o “power purchase agreement”).

Por otro lado, en un aspecto de mercado, “su desarrollo depende de la localización y crecimiento de la demanda. El crecimiento horizontal (geográfico) de la demanda corresponde al incremento de la población y las viviendas, el cual está fuertemente ligado a los planes de desarrollo urbano. Por otra parte, el crecimiento vertical (intensidad de consumo) de la demanda, se relaciona con el mejoramiento del ingreso y el desarrollo tecnológico asociado a mayor acceso a equipos electrodomésticos y de automatización en la industria”.⁷³

La actividad de distribución necesariamente se debe llevar a cabo a través de una concesionaria de distribución:

“Esta actividad no puede realizarse en virtud de una acción privada espontánea, desregulada, sino sólo a través de la técnica concesional”.⁷⁴

⁷¹ Esto es, a una tarifa regulada por el Estado.

⁷² EVANS, Eugenio y MARÍA, Seeger (2010), Loc. Cit.

⁷³ COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “La Regulación del Segmento Distribución en Chile. Documento de Trabajo”. Santiago: Comisión Nacional de Energía y Gobierno de Chile, 2006, p. 12.

⁷⁴ VERGARA, Alejandro. “Derecho Eléctrico”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 72 – 73. Continúa la cita del autor, refiriendo que: “Para facilitar el servicio que presta el privado, éste puede utilizar el procedimiento concesional para obtener, además, privilegios para la utilización del suelo público y privado con el fin de situar sus instalaciones respectivas. En el caso de la distribución, cumple la concesión un doble papel: otorga ex novo el derecho respectivo; y, además, concede derechos de uso sobre el suelo público y privado.

En el caso de la distribución, la existencia de una declaración legal que otorgue la calidad de servicio público a esa

Si bien, sólo una parte reducida de la doctrina se ha levantado en contra de que esta actividad carecería de las características propias de un servicio público,⁷⁵ resulta necesario reafirmar que la distribución de energía eléctrica se encuentra regida por un marco típico de Derecho Administrativo —precisamente porque la ley utiliza esta conceptualización de servicio público—, no obstante es desarrollada por particulares.

El objetivo primordial de esta calificación es levantar un límite legal (y necesario) a la actividad, en beneficio y protección de los usuarios regulados que se sirven de ella.⁷⁶

V. La coordinación, la interconexión, el principio de seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico

No se podría hablar de la existencia de un verdadero sistema eléctrico si no existiese la actividad de coordinación.

actividad, la acción espontánea y autónoma, propia del derecho privado, queda sustituida por la concesión que, otorgada por la Administración, configura derechos ex novo; pero también configura, a la vez, el deber de ejercerlas en un determinado sentido y siempre con la extensión que la Administración determine. La Administración, en este caso, no se encuentra con situaciones jurídicas previas: las crea, las configura, las delimita. Y esto es muy importante, pues no se trata la concesión de una técnica que limite derechos, que supondría su existencia previa y un contenido “normal”, sino de algo en esencia distinto, de una “delimitación”, pues se produce aquí en realidad una demarcación originaria de los mismos, y estos derechos surgen como tales, originariamente, de la acción administrativa.

En definitiva, para que la Administración pueda disponer de estos poderes configuradores de derechos privados ha de apoyarse en una titularidad previa de intervención sobre un sector, como es el caso de la distribución de energía eléctrica a usuarios finales, en que existe previamente una publicación de las posibilidades privadas, una publicatio, como se analizó en el párrafo anterior; y, a la vez, existe habilitación competencial para la Administración concedente.”

⁷⁵ SOTO, Eduardo. “Derecho Administrativo. Temas Fundamentales”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2012, p. 565 – 571.

⁷⁶ Hay que recordar que la actividad de distribución no sólo implica que el concesionario tenga grandes atribuciones de dominio negocial —en tanto existe un contrato de consumo frente al usuario regulado, cuya voluntad, capacidad de contratación y discusión de cláusulas contractuales se encuentran enteramente disminuidas (e incluso privadas)—, sino también resulta relevante el hecho de que ella tiene las características propias de un monopolio natural, con todos los incentivos perversos que dicha calificación implica. Por ello, la solución del legislador es triple: calificarla como servicio público, regular las tarifas y aplicarle normas propias del Derecho Administrativo, no obstante son particulares quienes la llevan a cabo.

Esto a raíz de que el sistema opera “interconectadamente y de forma coordinada” en las diferentes actividades —*grosso modo*⁷⁷— de generación, transmisión y distribución, e incluso en la prestación de servicios complementarios⁷⁸, como consecuencia de los dos principios esenciales que fundamentan su funcionamiento: la eficiencia y la búsqueda del óptimo económico y social,⁷⁹ siendo la única forma de materializarlos, la realización de una actividad conjunta y armónica.

Antes de la dictación de la ley N° 20.936, la coordinación se llevaba adelante por los “CDEC”, los cuales estaban definidos como un “organismo” (esto es, dotado, por su sólo ministerio, de personalidad jurídica⁸⁰) “encargado de determinar la coordinación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones concesionarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios Abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí; que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo de abastecimiento eléctrico de sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada” (artículo 225 letra b, hoy sustituido).

En la actualidad, la ley N° 20.936 ha creado un Coordinador único e independiente para todo el territorio nacional.

A contar del 1 de enero de 2017, éste pasó a ejercer las funciones⁸¹ de los ex CDEC-SING y CDEC-SIC y las nuevas que la ley le asigna de forma paulatina (artículo 1 transitorio de la ley N° 20.936).

⁷⁷ Evidentemente que la legislación eléctrica, sólo con fines prácticos, se refiere a la generación, transmisión y distribución como las “actividades coordinadas” del mercado. Con todo, basta con analizar la normativa técnica para observar que la coordinación es una actividad mucho más compleja que el tratamiento propuesto por la ley eléctrica.

⁷⁸ En el reporte final de este trabajo, se efectúa un análisis detallado de la implicancia de los servicios complementarios en la coordinación del sistema y su relación específica con las compensaciones por indisponibilidad de suministro.

⁷⁹ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 125.

⁸⁰ En la práctica, esta materia fue altamente discutida.

⁸¹ Otras funciones que la ley otorga a CISEN son las potestades para exigir información a los Coordinados y llevar un registro (Artículos 72°-8 y 72°-9); tiene la atribución de autorizar la conexión a los sistemas de transmisión bajo

En el nuevo texto de la LGSE, existe una reformada definición del Coordinador, limitada sólo a su aspecto orgánico (contenida en un título especial para estos efectos) y diferenciada de la actividad misma de la coordinación —por oposición a los términos del antiguo artículo 225, literal r)—, que se trata en un título aparte.

Así, en el Título VI BIS “Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, se le define y caracteriza (art. 212°-1 LGSE) como un organismo técnico e independiente (excluido de la Administración del Estado) que coordina la operación de las instalaciones que operan de forma interconectada, confirmando expresamente su personalidad jurídica y otorgándole, por primera vez, patrimonio propio.

Por otro lado, la faceta funcional —esto es, la actividad, los principios que la rigen y las funciones del CISEN— se encuentra contenida en el Título II BIS “De la Coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional”.⁸²

De la lectura de los “principios de la actividad de coordinación”, se puede concluir que la ley sigue tomando en cuenta los existentes en la normativa anterior, contemplados ahora en el nuevo artículo 72°-1:

“(…) La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico,
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.”

el “acceso abierto” (Artículo 72°-5); monitorea las condiciones de competencia (Artículo 72°-10); monitorea la cadena de pagos (artículo 72°-12), entre otras materias.

⁸² La norma reglamentaria encargada de concretizar estas materias es el D.S N° 125 de 2017, del Ministerio de Energía, actualmente reingresado para el trámite de toma de razón en la CGR.

En este sentido, el nuevo texto de la LGSE señala que el Coordinador deberá velar por el cumplimiento de estos principios, elaborando un reporte periódico del Sistema Eléctrico y de la seguridad del mismo (artículo 72°-15).

Además, la ley prescribe —de forma expresa— que el papel del Coordinador será, precisamente, coordinar la actividad de los partícipes del mercado eléctrico, determinando las transferencias económicas y los costos marginales de la operación (artículo 72°-3).⁸³

Pero, lo más relevante de este complejo esquema de la coordinación, es que en virtud de ella⁸⁴ —y de la operación interconectada del sistema— se le debe garantizar al usuario regulado seguridad en el suministro, por cuanto, en casos de fallas de las instalaciones de los distintos segmentos, este no debería verse (en principio) afectado, toda vez que existe un respaldo permanente que se manifiesta en distintas medidas e instituciones, como una aplicación práctica de los referidos principios de la coordinación: planes de recuperación de contingencias, planes para minimizar las pérdidas de consumo, la operación de servicios complementarios, entre otros.

En este aspecto, la seguridad es —sin duda alguna— el principio más importante de la coordinación (artículo 72°-2 N°1 de la LGSE) y, a su vez, ésta se muestra como una arista del principio y cualidad más relevante de todo el sistema eléctrico: la confiabilidad.

El artículo 225 letra r) de la LGSE la define como:

“La cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.”

Los elementos que componen a esta cualidad son los principios que guían a todo el sistema y mercado eléctrico, cuales son: la suficiencia, entendida como el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para establecer su demanda (artículo 225 letra s); la seguridad, concretizada como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él,

⁸³ Ello implica que la actividad de coordinación del sistema recae sobre los coordinados, independientemente de la forma a través de la cual opere la instalación respectiva (Art. 72-2 LGSE).

⁸⁴ La garantía de la operación más económica se manifiesta en distintos aspectos. El más relevante dice relación con el orden del despacho: primeramente, se deben despachar las centrales cuyos costos de producción sean los más baratos en determinado momento del día, hasta la más cara, que marcará el costo marginal. Por su parte, el principio del acceso abierto se trata especialmente en el segmento transmisión, e implica que el transmisor está obligado a que terceros se conecten a sus líneas a cambio de una remuneración.

para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y servicios complementarios (Artículo 225 letra t) y, finalmente, la calidad de servicio, sintetizada como el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial (artículo 225 letra u LGSE).⁸⁵

Finalmente, uno de los mecanismos más relevantes para preservar la seguridad del sistema, se retrata a través de la prestación de los denominados “Servicios Complementarios”, cuya nueva regulación se introdujo mediante el reciente Decreto Supremo N° 113 del Ministerio de Energía del año XXX.

VI. La noción de compensación

Ya comprendido el marco básico donde se desarrollan los derechos a las compensaciones, toca analizar el concepto mismo de compensación, que entregará las nociones fundamentales para entender el objeto de esta investigación.

1. ¿Qué es la Compensación en materia eléctrica?

Nuestra legislación eléctrica se refiere en tres aspectos distintos a la temática de las compensaciones.

La primera referencia dice relación con los cambios que los concesionarios pueden hacer en sus sistemas de suministros, provenientes de su propia iniciativa (materia que se encuentra

⁸⁵ La calidad de servicio se relaciona con otro principio fundamental: la continuidad del servicio eléctrico. Este es tratado a propósito del segmento distribución, donde las concesionarias no sólo deben prestar un servicio con ciertas calidades exigidas en la normativa técnica, sino que esa prestación también debe ser continua. el Reglamento de la LGSE (En adelante RLGSE) señala, como uno de los elementos de la calidad de servicio, la continuidad del mismo: “Artículo 222.- La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros: (...) h) La continuidad del servicio”.

tratada en el artículo 142 de la LGSE). En este precepto se señala que los concesionarios distribuidores deberán adaptar, por su cuenta, a las nuevas condiciones técnicas, los motores y aparatos que estuvieren utilizando sus consumidores para recibir sus servicios, o acordarán con ellos una compensación, tomando en cuenta el estado de uso y servicio que recibían, y las demás circunstancias pertinentes.

Otra compensación que consagra la ley, es aquella tratada en su artículo 163, relativa a los casos de dictación de decretos de racionamiento, cuando se prevean u ocurran déficits de generación de suministro energético como consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o periodos de sequía.

También la LSEC trata, en su artículo 16 B, la compensación a la que tienen derecho los usuarios regulados del sistema eléctrico, en caso de eventos relativos a suspensiones o interrupciones no autorizadas del suministro energético (por fallas provenientes en instalaciones de distribución).

En este mismo sentido, se ha creado, paralelamente, en el artículo 72-20 de la LGSE, una compensación por indisponibilidad de suministro para los casos de eventos o fallas dentro de una instalación que no sea de distribución, incluyendo así a las de generación, transmisión o aquellas que operen servicios complementarios o de almacenamiento de energía.

A propósito de esta última norma, por primera vez se ha definido qué se entiende por “compensación”, dentro del artículo 2 del Decreto Supremo N° 31 de 2017 del Ministerio de Energía (en adelante, indistintamente, “D.S N° 31 ME” o “reglamento de las compensaciones”):

“Compensación: Monto a pagar por empresas de transmisión, generadoras o empresas que operan instalaciones para la operación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, a usuarios finales, sometidos o no a regulación de precios, relacionado con la energía no suministrada durante un determinado evento o falla ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución que produzca indisponibilidad de suministro no autorizado en conformidad a la Ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los Estándares, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley, con independencia de las sanciones que corresponda aplicar con motivo de dicho evento o falla.”

Con todo —como se puede observar—, esta definición resulta aplicable sólo a las compensaciones por indisponibilidad de suministro que no provengan de instalaciones de distribución y, más que un concepto, resulta ser una caracterización del instrumento legal de la compensación, no resolviendo una serie de incógnitas, tales como su naturaleza jurídica o su fundamentación. Es por ello que, al momento de efectuar un estudio de estas instituciones, el análisis debe ser pormenorizado, dependiendo del tipo de compensación que se trate.

2. Las compensaciones objeto de este trabajo, su distinción y elementos comunes

Este trabajo versa sobre los mecanismos de los artículos 16 B de la LSEC y del artículo 72-20 de la LGSE (ambos calificables como compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico) y sobre la compensación del artículo 163 de la LGSE (que opera en los casos en que se dicte un decreto de racionamiento eléctrico como consecuencia de un déficit de generación energética).

Para efectos de este trabajo, debe entender por compensaciones por indisponibilidad de suministro —*grosso modo*—, como el derecho que tienen los usuarios regulados a que las empresas distribuidoras les compensen la falta de suministro de energía eléctrica por una interrupción, suspensión⁸⁶, falla o evento no autorizado, que se encuentre fuera de los estándares establecidos en las normas técnicas del sector, ocurrido en alguna instalación de los segmentos del mercado y en las que operen servicios complementarios o de almacenamiento de energía,⁸⁷ a través de la deducción de una cantidad de dinero en la boleta más próxima. Cabe destacar que en todas las referencias que en este trabajo se efectúan a la noción de indisponibilidad de

⁸⁶ La particularidad que tienen las “suspensiones” del suministro es su carácter de autorizadas, en cuanto implican “suspensiones temporales programadas” (Artículo 249 RLGSE) para efectos de llevar a cabo algunas actividades propias del mantenimiento de instalaciones o mejoras al sistema. No obstante, la regla general es que las compensaciones por indisponibilidad se refieran a interrupciones, eventos o fallas “no autorizadas”, en conformidad a las normas técnicas y reglamentos, lo que las distingue esencialmente de la compensación por dictación de decretos de racionamiento, la cual implica, por encontrarse el sistema en una situación de racionamiento —calificada como tal por el regulador (el Ministerio de Energía)—, que ahí la interrupción del suministro siempre será autorizada.

⁸⁷ Como se verá más adelante —y de ahí que esta definición sólo sea meramente comprensiva del tema— existen una serie de requisitos, hipótesis y supuestos en los que este derecho procede y no procede, dependiendo de cuestiones tales como el tiempo de la suspensión del suministro, la programación de la interrupción, los límites de indisponibilidad, etc.

suministro, se está refiriendo específicamente a las denominadas “indisponibilidades programadas o forzadas no aceptables”, en su sentido técnico, esto es, aquellas interrupciones (nunca autorizadas), o suspensiones (siempre autorizadas y excepcionales), y ahora también eventos o fallas (nunca autorizados) que superan los estándares mínimos establecidos (en rangos horarios, mensuales y anuales) en las normativas técnicas y reglamentarias, provenientes de instalaciones de los generadores, del transmisor o de los distribuidores, o lo que es lo mismo: aquellas que indisponen (interrumpen o suspenden) el suministro más allá del margen legal y reglamentario permitido.⁸⁸

Por su parte, el artículo 163 de la LGSE, contempla un mecanismo compensatorio para el caso en que se dicte un “decreto de racionamiento”, al existir o proyectarse un déficit de generación en el sistema eléctrico como consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía.

Esta última compensación es distinta a la de los artículos artículo 16 B de la LSEC y 72-20 de la LGSE, en un aspecto medular: procede en los casos de cortes de suministro autorizados.

⁸⁸ Todo lo cual se detalla en el capítulo relativo a la aplicación práctica de esta compensación.

PARTE II

CAPÍTULO I. LA COMPENSACIÓN POR INDISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO

I. Naturaleza jurídica

En primer lugar, es necesario preguntarse —y como primer paso para lograr una definición y comprensión cabal del derecho a la compensación—, ¿Qué se entiende por la naturaleza jurídica de una institución?

La respuesta a esta interrogante consiste en establecer una calificación jurídica de ella, identificando ciertos elementos o reglas que la asimilan con otro instituto o que permiten identificar su propia individualidad, la aplicación supletoria de normas, sus requisitos, entre otras cualidades.^{89 90}

Antes que todo, resulta esencial precisar que estas calificaciones, aquí tratadas, son dos facetas de una misma institución, y por ello, aplicables tanto a la compensación del artículo 16

⁸⁹ Cuestión que tiene distintas consecuencias, no sólo para fines académicos, sino también para conocer los límites de la misma y las normas que se le pueden aplicar en forma supletoria.

⁹⁰ David Quintero propone un sintetizado esquema respecto a lo que se pretende identificar con la naturaleza jurídica de una institución (QUINTERO, David, (2009). “Sobre la búsqueda de la naturaleza jurídica. Un comentario a propósito de la compensación económica (Sentencia de la Corte Suprema)”. En: Revista de Derecho de la Universidad de Valdivia, Volumen XXII, N° 2, 2009, p. 240.): a) Determinar el régimen jurídico aplicable a una institución; b) Identificar los elementos que la constituyen; c) Precisar los requisitos o condiciones que deben reunirse, según el uso, para emplear la palabra; d) En otros casos, precisar los criterios de determinación del quantum, por ejemplo en referencia específica a la compensación en materia eléctrica, se discute cómo se efectúa esta evaluación bajo dos posiciones distintas según las interpretaciones que dio la SEC⁹⁰, interpretando una árida normativa contenida en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos; e) En algunas ocasiones, determinar la validez y jerarquía de una norma jurídica (de acuerdo a las normas que rigen la producción jurídica). Por ejemplo, en relación a la compensación, se discute una problemática de singular relevancia respecto del artículo 83 (actual artículo 140) del D.F.L N°1 de 1982, en relación a la aplicación de ésta norma frente al propio artículo que regula la institución, ya que este último parece no admitir excusa alguna para la empresa distribuidora, mientras que el primero, aplicable a todo el ordenamiento eléctrico, admite la excusa por caso fortuito o fuerza mayor; f) Dar contenido a un concepto jurídico indeterminado. Precisamente la compensación no ha sido conceptualizada, por el legislador, como una indemnización, una sanción o una institución sui generis, por ello la doctrina y jurisprudencia se han encargado de delimitarla.

B de la LSEC, como a la nueva compensación del artículo 72°-20 de la LGSE (existiendo sólo doctrina y jurisprudencia únicamente respecto de la primera, a raíz de la reciente creación de la segunda), ya que ambas responden al mismo supuesto: compensar la no disponibilidad o indisponibilidad de suministro.

En este aspecto, dos son las formas en que tradicionalmente se ha entendido y encasillado la naturaleza jurídica de esta compensación: Como indemnización de perjuicios y como una sanción.

1. La compensación como indemnización de perjuicios

Este es el criterio que ha establecido nuestro Tribunal Constitucional.^{91 92}

En un fallo de esta magistratura, comentado por ROMÁN,⁹³ se señaló que el artículo (16 B de la LSEC) “consagra una evaluación legal de los perjuicios que, a modo de indemnización, deben pagar las concesionarias de servicio público de distribución (...) en caso de detención indebida del suministro eléctrico (Considerando Noveno)”.

Por su parte, el autor argumenta que el mismo fallo se encarga, en su considerando vigésimo, de desestimar una posible naturaleza sancionatoria del instituto. Así, señala que este “tiene por objeto y destinatario la protección al usuario, afectado ante un corte de suministro, por lo que no concierne al castigo de un responsable ni a la determinación de quienes serán culpables de tal interrupción”.

ROMÁN—en cuanto a su opinión especializada—, discurre de forma similar, pero matizada, considerando que se está frente a una indemnización en sentido amplio que no refiere,

⁹¹ ROMÁN, Cristian. “Compensación por el hecho de otro? El caso de la interrupción o suspensión no autorizada del suministro eléctrico. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N° 19 (julio – diciembre de 2014), p. 165. En algunos requerimientos de inaplicabilidad recientes (Roles N° 2.161, 2.163 y 2.190 del Tribunal Constitucional), todos acumulados a un mismo procedimiento y que se vinculan con los hechos y sanciones relacionados con el corte total de suministro eléctrico del 14 de marzo de 2010, ocurrido en nuestro país.

⁹² Esta no ha sido la única instancia donde el Tribunal se ha pronunciado sobre la constitucionalidad del precepto. También lo ha hecho en los requerimientos de inaplicabilidad roles 2.356, 2373, 2423, 2424 y 2425, todos del año 2011, que se relacionan con el corte de suministro ocurrido el día 24 de septiembre del año 2011.

⁹³ ROMÁN, Cristian (2014), Op. Cit., p. 167 – 171.

principalmente, la noción de reparar un daño ocasionado, ya que “a través de esta compensación se indemniza parcialmente a los usuarios afectados por la suspensión o interrupción”, pero “su rol prioritario no es reparar un daño ocasionado”, esto en razón de que tiene la particularidad de que opera de forma automática, sin necesidad de una tramitación judicial o administrativa previa, y los compensa en una suma muy menor, que no repara la totalidad de los eventuales daños ocasionados, dejando a salvo su derecho para accionar ulteriormente por los perjuicios de mayor envergadura.⁹⁴

QUINTANILLA, por su parte, señala que la norma también tiene carácter indemnizatorio, pero proveniente de un régimen de responsabilidad infraccional, donde el elemento relevante es la culpa del sujeto, en tanto este actúa contraviniendo los deberes a los que está sometido (proporcionar el suministro eléctrico a los clientes regulados) y, acreditada dicha infracción, se da por establecida la culpa.⁹⁵ El autor refiere expresamente que hay que distinguir entre el aspecto de la responsabilidad infraccional —que se hace presente a través de mecanismos sancionatorios, en casos de interrupciones no autorizadas—, del aspecto estrictamente compensatorio (propio del artículo 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”.⁹⁶ De suerte que la compensación viene a ser enteramente distinta a la sanción relativa a la interrupción o suspensión, lo cual pareciera ser una separación total de una y la otra.⁹⁷

En el mismo sentido que QUINTANILLA se ha pronunciado el Servicio de Impuestos Internos.⁹⁸

⁹⁴ ROMÁN, Cristian (2014), Op. Cit., p. 174 – 175. A esta corriente, Román, en atención a la doctrina administrativa española, le denomina “penalización económica automática”, donde “su principal ventaja para la Administración es que permiten conseguir los mismos fines de las sanciones administrativas (prevención general y especial) sin necesidad de tramitar un procedimiento sancionador, lo que reduce el costo de gestión y disminuye el riesgo de que, como suele suceder, la sanción sea recurrida y anulada, con la siguiente frustración de los objetivos”.

⁹⁵ QUINTANILLA, Jorge. “Compensación por interrupción no autorizada del suministro eléctrico”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°19, julio – diciembre de 2014, p. 223.

⁹⁶ *Ibíd.*, p. 238.

⁹⁷ Aunque el autor, en su trabajo, no lo pretenda.

⁹⁸ Servicio de Impuestos Internos, Oficio N° 2.491, de 06.07.2005. “Del juego armónico entre el artículo 16 B de la Ley N° 18.410 y demás normas del mismo cuerpo legal se comprueba que dicha ley consagra, a lo menos, dos

Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles también establece que la norma en comento tiene carácter indemnizatorio, pero proveniente de un régimen de responsabilidad objetiva, “en donde, por el sólo hecho de producirse una interrupción o suspensión de suministro eléctrico no autorizada, se debe responder ante los clientes regulados, mediante el pago de compensaciones”.⁹⁹ QUINTANILLA se encarga de refutar esta interpretación del ente fiscalizador, tomando como base argumentos relativos a la historia de la ley N°19.613, que modifica la ley N°18.410, haciendo presente que el artículo 16 B indica que, “aparte de las sanciones administrativas correspondientes”, se obliga a las distribuidoras a indemnizar (“compensar”) los perjuicios causados.¹⁰⁰

2. La compensación como una sanción

EVANS, comentando un fallo del Tribunal Constitucional sobre la materia, realiza un análisis a partir del voto de disidencia correspondiente a la Ministra Marisol Peña, quien, en lo medular, apunta que:

“Esta norma discriminadora ha permitido a la SEC imponer a las distribuidoras la obligación de pagar la compensación a los usuarios, pese a haber constatado que la responsabilidad efectiva de tales fallas no se debió a dichas empresas, sino que a las generadoras.”

Aquí, la Ministra destaca el carácter sancionatorio de la compensación, como una imposición siempre coactiva, mediante una instrucción previa de la SEC.¹⁰¹

clases de responsabilidad. Por una parte, la responsabilidad infraccional originada por el mero hecho de suspender o interrumpir el servicio sin apego a la ley o reglamento y cuyo ejercicio compete a la autoridad administrativa mediante la aplicación de sanciones. Por otra, sin perjuicio de las sanciones que emanan de la responsabilidad infraccional, el mismo hecho produce un “daño” a los usuarios (contratantes) que debe ser ‘compensado’. Atendido que la compensación tiene por objeto reparar los daños causados por el ‘incumplimiento contractual’ a diferencia de las sanciones, aquí la responsabilidad es frente a los usuarios (responsabilidad contractual).”

⁹⁹ QUINTANILLA, Jorge, (2014), Op. Cit., p. 224.

¹⁰⁰ *Ibíd.*, p. 221.

¹⁰¹ Otras cuestiones que se tratan en el fallo son: 1- Las concesiones de servicio eléctrico son un sistema público, por ello se encuentran sujetas al principio general de la responsabilidad; 2- La regla general, en nuestro país, es que todo daño debe ser indemnizado (2.329 del Código Civil); 3- El legislador, en la propia Constitución, consagra el principio de responsabilidad en sus Artículos 6 y 7; 4- La Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento eximen de responsabilidad a aquellos proveedores a quienes no pueda imputarse una falla y la SEC declare que

EVANS concuerda plenamente con el voto de la Ministra, aun cuando no deja de observar que su opinión no contraría en lo absoluto la idea de que los usuarios, ante una falla, no deban ser indemnizados en los daños que se les ocasionen injustificadamente. Incluso, el autor hace presente que “la autoridad define la existencia de un hecho ilícito (el corte no autorizado por el orden jurídico eléctrico), identifica al o los responsables, los sanciona, pero, a la par, obliga al concesionario de distribución (sin responsabilidad infraccional) al pago de una compensación inmediata en favor de los consumidores”.¹⁰²

Por su parte, en el informe de las observaciones que modifican la Ley N° 19.496 “Sobre Protección de los Derechos de los Consumidores” (Boletín N° 9369-03) —presentado por la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas—¹⁰³, se considera que, dentro del esquema de las “multas y sanciones” que pueden aplicar los fiscalizadores, se encuentra la potestad de la SEC para obligar al pago de una compensación.

En este mismo sentido se pronunciaron OLMEDO, CHÁVEZ DE LA FUENTE y CHIFFELLE, autores que sostienen que el artículo 16 B presenta un carácter extremadamente amplio, lo cual les permite concluir que, cumplido el supuesto de hecho —sin atender a las causas de la interrupción o suspensión, y aun actuando con la mayor diligencia y buena fe del operador—, procedería, en cualquier caso, “la sanción de compensar”.¹⁰⁴

ella proviene de un caso fortuito o fuerza mayor; 5- Que la norma del Art. 16 B de la ley 18.410, en su expresión “de inmediato”, resulta discriminatoria entre particulares que se encuentran en la misma situación: ser concesionarios del sistema eléctrico; 6- Esta norma discriminadora ha permitido a la SEC imponer a las distribuidoras la obligación de pagar la compensación a los usuarios, pese a haber constatado que la responsabilidad efectiva de tales fallas no se debió a dichas empresas sino que a las generadoras; 7- La obligación de compensar de inmediato no respeta el principio de que el daño debe resarcirse por el efectivamente responsable; 8- El pago tampoco es proporcional, ya que si bien compensa al usuario, grava innecesariamente a las distribuidoras, beneficiando a las generadoras que muchas veces son las directamente responsables, quienes pueden seguir ejerciendo su actividad sin desmedro económico.

¹⁰² EVANS, Eugenio (2013), Op. Cit., p. 220 – 221. Lo que a su juicio es manifiestamente inconstitucional, en atención al principio penal que informa al Derecho Administrativo Sancionador de “personalidad de las sanciones”.

¹⁰³ Disponible en EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G. “Observaciones Al Proyecto De Ley Que Modifica La Ley N° 19.496 Sobre Protección De Los Derechos De Los Consumidores (Boletín N° 9369-03)” [en línea] <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=29474&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION> [consulta: 17 de noviembre de 2015].

¹⁰⁴ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002). “Régimen de Compensaciones en la Legislación Eléctrica”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°2, p. 364. “El ánimo sancionatorio que trasciende al artículo 16 B de la ley N° 18.410 parece desproporcionado a las reales circunstancias en que opera un sistema interconectado.”

Respecto de la nueva norma de compensación por indisponibilidad de suministro introducida en el recientemente creado artículo 72°-20 (72°-18 del proyecto) de la LGSE —en el contexto del debate parlamentario— nuevamente se trató a esta especie de compensación por indisponibilidad de suministro eléctrico como una sanción.

En lo concerniente, el Gerente General de Transelec S.A, Andrés Kuhlmann, sostuvo que:

“En cuanto a los tipos y niveles de sanciones (compensaciones), el proyecto de ley los aumenta drásticamente, lo que podría significar graves perjuicios o incluso la quiebra de empresas operadoras de los sistemas de transmisión. Asimismo, el régimen propuesto podría derivar en una triple sanción, por cuanto las empresas transmisoras estarían expuestas a compensaciones por indisponibilidad de suministro e indisponibilidad de instalaciones y, adicionalmente, a multas de la SEC”.¹⁰⁵

Lo mismo señaló el Director Ejecutivo de GPM A.G, Carlos Barría:

“En materia de compensaciones hizo presente su preocupación por dos tipos de incumplimientos: los derivados del suministro y por falta de disponibilidad de instalaciones. A su juicio, los cumplimientos y los estándares normativos y las sanciones tienen que ocurrir, pero el procedimiento que plantea este proyecto de ley, requiere de alguna revisión. Señaló como inquietante y que produce incertidumbre una propuesta que genere compensaciones automáticas, considerando valores para estas fallas y compensaciones que son bastante altas.

El proyecto considera que el costo de falla de corta duración será de 14 mil dólares aproximadamente el Mwa/hora, valor que no refleja la naturaleza del costo de suministro que se ve afectado. Por ello, proponen que se definan los valores de compensación, que sean coherentes con la naturaleza del costo del suministro que se ve afectado. Explicó que de esta manera no se impondrá una carga financiera a los proyectos, particularmente a los pequeños y

¹⁰⁵ BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N ° 20.936” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5129/> [consultado el 20 de abril de 2016]. En la página 119 del archivo descargable en formato PDF (que incluye la totalidad de los trámites constitucionales), se sostiene que: el Señor Kuhlmann continuó su exposición señalando: “2. Compensaciones y calidad de servicio. Esta iniciativa legal contempla sanciones desproporcionadas respecto de mejores prácticas. Las actuales compensaciones ya son más altas que las de países comparables, donde existen incentivos por buen desempeño y poseen estándares aceptables de falla. Además, se observa un amplio uso de límites globales anuales en ellas.”

medianos, que podrían llegar a tener problemas financieros ante la imposibilidad de pagar estas sanciones.

Respecto a las sanciones por indisponibilidad de instalaciones considera que el proyecto no logra definir el objetivo que busca este tipo de compensaciones, atendida la indeterminación de esta indisponibilidad y la definición de la compensación, que en los términos que plantea el proyecto de ley es bastante compleja y resulta inquietante que las sanciones no tengan un techo, de la manera que hoy lo plantea el proyecto de ley esos montos son desconocidos, y como se está definiendo la manera en que se pagan estos sobre costos del sistema eléctrico, tendría consecuencias para empresas pequeñas y medianas que las podrían llevar a la quiebra.”

3. Naturaleza sui generis de la compensación

Si se analiza la institución de forma genérica, se observa que el concesionario debe responder, en principio y bajo cualquier causa, por el pago de la compensación, lo cual parece constituir una verdadera sanción, siempre injustificada para su propio patrimonio (salvo que con su hecho o culpa hubiese ocasionado la interrupción), aun cuando la ley le permita repetir cuando no sea posteriormente sindicado como responsable.

Adicionalmente, la compensación constituye un sistema que conlleva montos altísimos que debe pagar únicamente la empresa distribuidora (no obstante, los reales responsables de la falla pueden ser varios), cuya repetición se deberá discutir en un juicio ordinario de lato conocimiento (probablemente durante años de litigación), cuestión que acarrea enormes costos para la empresa que deberá asumir errores y fallas que no provienen de su propia actuación.

En este sentido —y de considerar que la compensación resulta ser una sanción—, se podría incluso plantear una clara vulneración de garantías constitucionales, como la igualdad ante la ley (19 N° 2), la igual protección en el ejercicio de los derechos (19 N°3) y la no discriminación arbitraria que los órganos del Estado deben dar en materia económica a los particulares (19 N° 22). Así, la discriminación se produciría —sin justificación racional alguna— en el hecho de que sólo las distribuidoras deben indemnizar, frente a la inexistencia de un fallo judicial que declare previamente el monto y la obligación de hacerlo. Además, tampoco tendrían

oportunidad de probar que el daño no les es imputable, antes de que se les instruya compensar, lo cual deviene en la imposición de una sanción directamente, sin posibilidad alguna de materializar la bilateralidad de la audiencia y el derecho a la prueba, entendidas como garantías procesales mínimas del *due process* o debido proceso.^{106 107}

Con todo, en este apartado se podrá observar que, en la realidad práctica,¹⁰⁸ la institución tiene un carácter *sui generis*, ya que presenta rasgos propios que no la encasillan en ninguno de estos dos institutos clásicos de las sanciones administrativas o la indemnización de los perjuicios civiles.

Así, aquí se examinarán ciertos supuestos que permitirán desacreditar las nociones anteriores, de lo cual se concluirá que esta compensación se asimila (aunque no del todo), en último término

¹⁰⁶ Este ha sido también el criterio que han seguido algunas de las empresas distribuidoras en la presentación de requerimientos de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B, además de que la califican de indemnización y, al mismo tiempo, de sanción, esgrimiendo la vulneración de garantías fundamentales. Por ejemplo, en la causa ROL N° 2425-2013, la concesionaria de distribución Energía Casablanca S.A ha señalado que “(...) se contravienen los derechos a igualdad ante la ley y a la igualdad repartición de las cargas públicas, desde el momento que las compañías de distribución de electricidad siempre deben hacerse cargo de compensar a los usuarios, pese a que no tengan responsabilidad alguna en la interrupción del suministro” (...) “el derecho a la igualdad se vulnera, además, desde el momento que la afectación del patrimonio de la concesionaria no es razonable por cuanto no resulta justificable ni proporcionado que se le obligue a compensar por el duplo de la energía que no fue suministrada y a un valor de costo de racionamiento. Por otra parte, también se afecta este derecho en cuanto la concesionaria queda en una situación de incertidumbre, toda vez que si bien el artículo 16 B establece que podrá repetir el pago de la compensación en contra de quienes fueren responsables, existe incertidumbre en cuanto al resultado del juicio de repetición” (...) “Respecto a la conculcación del derecho al debido proceso (...) esgrime que ésta se produciría desde el momento que se niega toda posibilidad de discutir en juicio, tramitado en sede jurisdiccional y previo al pago de la indemnización, acerca de si los hechos son imputables al concesionario y si procede, por tanto, el pago de la multa bajo forma de compensación” (...) “Finalmente, la actora alega que se consulta su derecho de propiedad fundamentalmente por dos motivos. Primero porque al hacerla responsable de una interrupción que causó un tercero, se está limitando su propiedad, pero sin que esa limitación se funde en la función social (...) A su vez, según la Constitución Política, sólo se puede expropiar en la medida que se dicte una ley que autorice a ello por causa de utilidad pública o de interés nacional. Este supuesto no se da en el caso de marras, sin perjuicio de que la compensación que se debe pagar es a todas luces desproporcionada, como ya fuera señalado. En segundo lugar, se vulnera este derecho por cuanto no se considera en materia de compensaciones las reglas que sobre indisponibilidad del suministro establece el legislador, contemplando al efecto ciertos márgenes de indisponibilidad dentro de los cuales la empresa no puede ser sancionada”.

¹⁰⁷ VERDUGO, Mario; PFEFFER, Emilio; NOGUEIRA, Humberto. “Derecho Constitucional, Tomo I”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2005, p. 211 – 216.

¹⁰⁸ Como puede apreciarse, calificar una Institución es una tarea realmente compleja, porque precisamente este es uno de los problemas que se generan cuando el legislador no lleva adelante una discusión acabada y detallada, regulando expresamente las materias, sin dejar espacios abiertos o vacíos que se deben llenar con interpretación, evitando la falta de seguridad jurídica.

—y para la aplicación normativa supletoria—, a un gravamen o acto de gravamen en el marco del Derecho Administrativo.

En efecto, al comprender que esta rama del Derecho tiene una especialidad y un núcleo dogmático propio¹⁰⁹ —configurado por las normas del Derecho Administrativo y del Derecho Económico—, en donde la “función dogmática consiste en ofrecer de un modo coherente, y pleno de sentido, las relaciones existentes entre cada cuestión concreta y singular del sistema completo (...)”, teniendo “(...) perfecta noción de la naturaleza jurídica de cada norma singular; y su pertenencia o no a su disciplina,”¹¹⁰ se debe evitar la impertinencia de utilizar criterios o instituciones del Derecho Civil (o del Derecho Privado) para calificar instituciones que atienden a otros principios y modelos completamente ajenos a una relación meramente privada y conmutativa.

Por ello, para las concesionarias distribuidoras, el hecho de tener que responder frente a un “deber”¹¹¹ de compensar a los clientes atiende, en su correlato, a una obligación impuesta por la ley, pero cuya concretización va a depender de si dicha interrupción o suspensión del servicio fue efectivamente injustificada, habida cuenta de que es la Superintendencia¹¹² la que se encarga de calificar en sede administrativa “la ocurrencia de interrupciones de suministro ocurridas a nivel de generación y transmisión como no autorizadas”.¹¹³ Enseguida, es ella quien instruye, en definitiva, el pago de las compensaciones.

Es aquí donde las mismas eventualmente podrían ser miradas como una sanción que la ley, a través de la SEC, les impone a los suministradores (y esta es, precisamente, la razón de la confusión). Más, si la norma pareciera encargarse de hacerlas responsables del pago (y no de la falla) en todos los casos en que la interrupción resulta no autorizada, además de establecer un mecanismo que pre valora el monto de la compensación, establece cuándo se debe pagar y a

¹⁰⁹ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 8. Un núcleo dogmático es el que posee cada área del derecho y que permite ofrecer los límites actuales dentro de la disciplina.

¹¹⁰ *Ibíd.*

¹¹¹ Así, la norma señala: “Sin perjuicio de las sanciones (...) dará lugar”, esto es, bajo todo supuesto contemplado en el artículo se debe compensar.

¹¹² En su fiscalización preventiva de la calidad y continuidad de los servicios eléctricos, del cumplimiento de normas de seguridad para la prestación de los servicios, y de su potestad sancionatoria en esta misma materia.

¹¹³ QUINTANILLA, Jorge, (2014), Op. Cit., p. 216.

quién se debe pagar, sin posibilidad alguna de oponerse. Entonces, la pregunta evidente que todo lector se debe hacer es: ¿cómo no considerarla una sanción?

Para desacreditar esta hipótesis sancionatoria, resulta necesario comprender que las sanciones administrativas deben sustentarse en una serie de requisitos que les dan forma y lugar, los cuales se aplicarán en este punto a las compensaciones de los artículos 16 B de la LSEC y 72°-20 de la LGSE (con el objetivo de darles el tratamiento de “verdaderas sanciones” y concluir que no son tales): ¹¹⁴

- a- La existencia de una tipificación legal previa, donde el artículo 16 B señalaría un supuesto de hecho, cual es la interrupción o suspensión no autorizada que, una vez acreditado, da lugar a la sanción, cuál sería la de compensar a los usuarios afectados. Lo mismo ocurre en el artículo 72°-20, respecto de todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos y que se encuentre fuera de los estándares establecidos por las Normas Técnicas;
- b- Un órgano administrativo, en este caso la SEC, dotado de potestad fiscalizadora y sancionatoria;
- c- Un procedimiento previo, que garantice el debido proceso en la imposición de la sanción, el cual, como se puede observar —y según las opiniones que ya se analizaron y que adhieren a esta postura— “no se estaría cumpliendo”, por las siguientes razones: no habría posibilidad alguna de oponerse en una tramitación previa, en tanto el mecanismo opera automáticamente; no existiría igualdad de condiciones al imponer la supuesta sanción, ya que sólo se le imputaría al distribuidor; existiría una vulneración al principio del non bis in ídem, propio del derecho penal, al sancionar al distribuidor, tanto en lo que

¹¹⁴ BERMÚDEZ, Jorge. “Elementos para definir las sanciones administrativas”. En: “Revista Chilena de Derecho”, Vol. 26 (Número Especial), Santiago: Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998, p. 326.

atañe a compensar, como por las posibles fallas en el mantenimiento y operación de sus instalaciones;

- d- Una finalidad represiva, tendiente a garantizar la continuidad del servicio público de distribución. (En el caso concreto, respecto del artículo 16 B, sería preventiva, en cuanto pretende evitar que se incurran en conductas negligentes, so pena de compensar. Además, incentiva a que se tomen medidas que tiendan a prevenir interrupciones aún mayores);

115

- e- Una conducta constitutiva de infracción al Ordenamiento Jurídico, cuál sería la interrupción, suspensión, evento o falla no autorizada en conformidad a la ley o los reglamentos.¹¹⁶

Pero el problema de fondo es otro, y se hace necesario realizar un distingo bastante sutil, lo que permitirá, en definitiva, descartar la tesis sancionatoria.

De este modo, dentro del Derecho Administrativo, se diferencia entre los denominados actos favorables¹¹⁷ y desfavorables o de gravamen,¹¹⁸ entendiendo estos últimos como aquellos que “limitan la libertad o los derechos de los administrados o bien les imponen sanciones”.¹¹⁹

La pertinencia y utilidad de comprender las compensaciones, asimilada a uno de estos tipos especiales de actos, es que se tal forma se puede otorgar una respuesta concreta a dos

¹¹⁵ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 364. Por ejemplo, estos autores señalan el caso de la instalación de relés de baja frecuencia, que evitarán el pago de otras compensaciones a futuro.

¹¹⁶ CORDERO, Eduardo. “Concepto Y Naturaleza De Las Sanciones Administrativas En La Doctrina Y Jurisprudencia Chilena”. En: “Revista de Derecho Universidad Católica del Norte”, Estudios Año 20 - N° 1, 2013, p. 83 – 84.

¹¹⁷ GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás (2011), Op. Cit., p. 615 - 616. Son la “ampliación de su patrimonio jurídico, otorgándole o reconociéndole un derecho, una facultad, un plus de titularidad o de actuación, liberándosele de una limitación, de un deber, de un gravamen, produciendo pues, un resultado ventajoso para el destinatario”.

¹¹⁸ CORDERO, Eduardo (2014), Op. Cit., p. 31.

¹¹⁹ MUÑOZ, Santiago. “Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General”. Madrid: Editorial Civitas, 2004, p. 121.

instituciones básicas de la rama independiente del Derecho Administrativo:¹²⁰ La acción administrativa y su configuración típica de potestades.

En el entendido de que la compensación es un gravamen, aparece el uso de una (muy cuestionable) “atribución regulatoria” de la SEC.¹²¹ Ella permite concretizar un mecanismo creado por la ley, que responde a un desequilibrio del mercado ¹²² y que afecta, única y exclusivamente, al administrado, hacia quien se orienta, como fin último, una buena regulación.

123

¹²⁰ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 15.

¹²¹ Si bien, la SEC no es un órgano regulador del sector (por definición, dicha facultad se le atribuye expresamente a la CNE), no deja de tener ciertas atribuciones específicas de este carácter. Por ello, típicamente (aunque de forma errónea), al igual que todas las superintendencias de otros sectores regulados (Bancos, Valores y Seguros, Sanitario, etc.), de todas formas se incluyen dentro de las instituciones que poseen competencias regulatorias. Así ocurre, por ejemplo, en el Estudio de la OCDE sobre la reforma regulatoria para Chile (OCDE. “Estudios de la OCDE sobre Reforma Regulatoria. Política Regulatoria en Chile. La Capacidad del Gobierno Para Asegurar una Regulación de Alta Calidad”. Paris: Ediciones OCDE, 2016, p.71; 73). Lo anterior se debe, principalmente, a las amplias facultades interpretativas de la normativa del sector, otorgadas por el legislador en la ley orgánica de dicha Superintendencia.

¹²² *Ibíd.*, p. 15. Cuando se habla de regulación en esta materia, hay que realizar una distinción relativa a la regulación propiamente tal de la institución, contenida en la ley —en el caso de la compensación, la LGSE— de la regulación reglamentaria en sentido estricto (que es la verdadera “actividad regulatoria”), que viene a complementar la regulación legal y que emana de los órganos sectoriales —como lo es la CNE y, en ciertos discutibles aspectos, la SEC—.

¹²³ Es pertinente recordar que, si bien el poder legislativo no es parte de la Administración del Estado, actúa como creador de las normas que consagran las compensaciones, y esas normas pueden concretizarse por los organismos sectoriales mediante el uso de sus potestades reglamentarias. En este sentido, si bien la SEC no es parte de esta Administración en sentido estricto —en cuanto no se constituye como un regulador del sector (como la CNE y el Ministerio de Energía)— ya que goza de autonomía y tiene personalidad jurídica propia. El artículo 1 de la LSEC deja en claro que igualmente tiene una cierta relación (o en términos políticos: dependencia) con el Gobierno, por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (actualmente, a través del ME). Por su parte, los artículos 7, 8, 9 y 10 consagran una restringida (y criticable) potestad reglamentaria del Superintendente, en conjunto con otras divisiones internas de la SEC: “Corresponderá especialmente al Superintendente (...) c) Dictar los reglamentos internos necesarios para el buen funcionamiento de la Superintendencia; Artículo 8°. Corresponderá a la División Técnica de Electricidad: a) Estudiar, analizar y proponer al Superintendente las resoluciones que corresponda en todas las materias técnicas de electricidad; b) Participar en la elaboración de normas, documentos e instructivos técnicos de carácter nacional (...)”. Además, el artículo 3 numeral 34 señala que es una función de la SEC: “Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar, e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización.” Todo este entramado normativo permite dilucidar que la Superintendencia tiene, de todas formas, una restringida atribución técnico-normativa en el sector. Con todo, estas atribuciones merecen severas críticas desde dos aspectos: i- en cuanto al hecho de la dependencia del fiscalizador respecto del Ejecutivo; ii- en cuanto a que el fiscalizador sea, a su vez, regulador e interpretador (lo que equivale decir a que, dentro de un proceso, se es “juez y parte”).

Claramente, en el caso de la compensación, se “grava o limita” el patrimonio de las suministradoras, imponiéndoles el deber de pagar.

En consecuencia, resulta muy relevante distinguir la línea delgada existente entre sanciones y gravámenes, ya que, adhiriendo a las primeras, se estaría frente a un mecanismo derechamente inconstitucional, e inclinándose por las segundas, se podría salvar y justificar su aplicación práctica y protectora.

En este aspecto, BERMÚDEZ expone la existencia de una doctrina que entiende las sanciones en “un sentido amplio y en un sentido estricto”.¹²⁴

Una sanción en sentido amplio implica “toda retribución negativa dispuesta por el Ordenamiento Jurídico como consecuencia de la realización de una conducta”, no encontrándose así ligada a una infracción administrativa en su sentido concreto, con su correlativa sanción¹²⁵ (como concepto propio del Derecho Administrativo Sancionador). Por ello, todo acto “desfavorable” para el administrado podría catalogarse, desde esta perspectiva, como una sanción.

Esta última concepción de las sanciones es la razón de la confusión doctrinaria en nuestro país, ya que al constituir una noción tan amplia en su configuración (y una conceptualización

Lamentablemente, este caso no es aislado dentro de nuestro derecho nacional (ocurre —de mucho peor forma— en materia de Telecomunicaciones, donde el regulador pleno es, a su vez, fiscalizador pleno y dependiente del Ejecutivo; de forma similar en materia Bancaria, donde el fiscalizador no tiene un procedimiento administrativo sancionador; en cuanto a las normas del Derecho del Consumidor, etc.). Este germen es propio de una mala práctica regulatoria, dando origen a diversos problemas, tales como: dependencia política de los cargos; superposición de atribuciones; combinación de facultades y objetivos incompatibles; entre otros. En el derecho comparado, se habla sobre la “regulatory quality o calidad regulatoria” (MARMOLEJO, Crispulo (2015), Op. Cit., p. 119), donde uno de los criterios fundamentales para distinguir entre una buena o mala regulación —a propósito de un análisis de los impactos regulatorios, en cuanto al manejo de la política regulatoria que llevan adelante los Estados— es “asegurar que las autoridades de competencia y los reguladores se mantengan en ámbitos separados, pero con grados razonables de colaboración, conservando la identidad de sus roles” (Ibíd., p. 120).

¹²⁴ BERMÚDEZ, Jorge (1998), Op. Cit., p. 323.

¹²⁵ GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás (2011), p. Op. Cit., 1064. Los catedráticos españoles entienden, por sanción administrativa en concreto (enmarcada dentro del Derecho Administrativo Sancionador): “(...) un mal infligido por la Administración a un administrado como consecuencia de una conducta ilegal. Este mal (fin afflictivo de la sanción) consistirá siempre en la privación de un bien o de un derecho, imposición de una obligación de pago de una multa”.

ya extendida entre los juristas nacionales), permite subsumir supuestos absurdos dentro de la noción de sanción administrativa.¹²⁶

En contraste, una sanción en sentido estricto se vincula a una “infracción administrativa”, por cuanto debe haber sido establecida por el ordenamiento jurídico, como reacción a la contravención de éste: “la reacción frente a una acción”, la realización, por acción u omisión, de una infracción administrativa, previamente tipificada por ley, y que pretende reprimir este tipo de conductas.¹²⁷

Tomando la doctrina anterior como antecedente para entender la naturaleza jurídica de este instituto, surge la siguiente pregunta: ¿Se infringe expresamente el ordenamiento jurídico al interrumpir el suministro eléctrico?, ¿Cómo llamar sanción a un supuesto que, en la mayoría de los casos, no supone conducta ilícita alguna del distribuidor o de los operadores del artículo 72°-20?

VALDÉS¹²⁸ —a propósito de la temática de las sanciones administrativas—, da cuenta de que “Una conducta es libre o propiedad de su autor cuando este es imputable, ha obrado intencionalmente, se le podía exigir otra conducta y disponía de una razonable conciencia normativa” (...) “Que el acto sea libre es un requisito sine qua non para que pueda determinarse si aquel es inocente o culpable. La culpabilidad presupone necesariamente la libertad, pero no todo acto libre es culpable. Sólo donde hay culpabilidad puede haber sanción (...) De allí el principio jurídico *nulla poena sine culpa*”. Por ello, no puede haber sanción si no hay conducta. Enseguida, no se puede hablar de sanción administrativa cuando la falla que genera indisponibilidad no proviene de una conducta del distribuidor, y aun así debe, por mandato legal, compensar.

¹²⁶ En este sentido, se podría llegar al absurdo de pensar, por ejemplo, que las cargas tributarias (pago de los peajes, tasas en los servicios públicos para requerir ciertos documentos, pago de las denominadas contribuciones respecto de los bienes raíces, etc.) constituyen verdaderas sanciones para los particulares.

¹²⁷ ROMÁN, Cristian. “El Debido Procedimiento Administrativo Sancionador”. En: *Revista de Derecho Público de la Universidad de Chile*, N°71, Santiago, 2009, p. 194 – 195.

¹²⁸ VALDÉS, Domingo. “La Culpabilidad en el Ilícito Infracional”, p. 816. En: ARANCIBIA, Jaime y MARTINEZ, José. “La primacía de la persona. Estudios en homenaje al profesor Eduardo Soto Kloss”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2009.

Es el procedimiento administrativo que lleva adelante la Superintendencia —y que no tiene el carácter de sancionador— el que viene a determinar si la interrupción fue o no autorizada (en los casos de fallas externas a la distribución: transmisión y distribución¹²⁹), instruyéndose recién ahí el deber de compensar (instrucción que se da, precisamente, porque la ley señala que en ese caso concreto se debe compensar).

En este sentido, la SEC se limita a ordenar el pago de la compensación, previa determinación de si hubo o no caso fortuito o fuerza mayor.

De esta forma, no hay infracción, no hay procedimiento administrativo sancionador (el procedimiento que expresamente refiere el nuevo artículo 72°-20 instruye sólo al suministrador cumplir con su deber legal de compensar, no lo sanciona con una multa, ni menos si la indisponibilidad no proviene de un hecho propio de ellos, permitiéndole pedir el reembolso a quien efectivamente la ocasionó) con posibilidad de contradecir o de probar la licitud o ilicitud de la conducta y no existe, en todos los casos, un hecho ilícito y antijurídico de quien compensa (la prevención viene dada por el supuesto en que el distribuidor efectivamente hubiese ocasionado la falla, donde tendrá doble responsabilidad: una infraccional —como consecuencia de la sanción administrativa— y la de compensar a los usuarios regulados, dentro de su área de concesión).¹³⁰

Las compensaciones son sólo un gravamen que debe soportar la empresa suministradora, aun cuando no tenga culpa alguna de la falla que ocasiona la indisponibilidad, suponiendo este acto negativo una restricción o barrera económica que deben tener en cuenta estas empresas al desarrollar su giro dentro del mercado eléctrico.

¹²⁹ Ya que, en los casos de fallas internas, como se verá, opera automáticamente.

¹³⁰ CORDERO, Eduardo (2013), p. 83 - 84. Este es precisamente el punto clave que distingue sanción de gravamen: “En el ejercicio de las funciones que le son propias, la Administración puede adoptar una serie de actos que afectan la esfera jurídica de los particulares, sin que todos ellos sean necesariamente expresión de un poder punitivo o sancionador. Así, puede ordenar el traslado de un funcionario, cerrar un establecimiento por no contar con permiso sanitario, suspender un concurso público, etc. Para la doctrina, la distinción entre los actos desfavorables en general y las sanciones viene dado por dos elementos centrales: a) la sanción administrativa es consecuencia de una conducta ilícita o infracción; y b) la sanción administrativa tiene una finalidad esencialmente represiva o de castigo. De esta forma, la sanción administrativa es un acto desfavorable que afecta la esfera jurídica de un particular con una finalidad represora frente a una infracción o conducta ilícita.”

Lo anterior se confirma con el uso de la expresión “sin perjuicio de las sanciones que correspondan” (introducida por el legislador en el artículo 16 B de la LSEC), que se refiere a las sanciones que la SEC puede aplicar a los participantes del sistema eléctrico, a raíz de su responsabilidad.

Sin embargo, se debe tener a la vista que la compensación tampoco es propiamente un acto administrativo de gravamen, en los términos de una “actuación del Estado”, sino que se asimila a este tipo de acto, en cuanto gravamen impuesto por ley.

De ahí que la calificación correcta de la misma sea la de una institución sui generis, que tiene la particularidad de llenar sus vacíos mediante los principios y directrices propias del Derecho Administrativo, que rigen a esta especie de “actos de la Administración”, sin constituir la compensación uno de ellos en sentido estricto.¹³¹

La SEC también ha descartado el carácter sancionatorio de esta compensación —como se desprende de las observaciones al requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad presentado por Energía Casablanca S.A.—,¹³² cuando el fiscalizador sectorial sostuvo que:

“(…) la Superintendencia tiene absoluta claridad en cuanto a que no son las compañías distribuidoras las responsables de las interrupciones del suministro. Por lo mismo, entiende que la norma no establece sanción alguna para éstas, sino que persigue, justamente, y de manera contraria a lo indicado por la requirente, proteger el derecho de acceso a la justicia de los usuarios (...) porque se trata de una disposición que coloca a las concesionarias de distribución

¹³¹ En la doctrina española (GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás (2011), p. Op. Cit., 59 – 61), se sostiene que la regla, para aplicar normas de Derecho Administrativo, radica en que “se han de aplicar las instituciones propias del Derecho Administrativo (...) en los casos en que la Administración Pública realiza una función típica, es decir, una actividad propiamente administrativa”. Acto seguido, previenen los autores, que ciertas actividades que no cumplen con estas reglas estrictas, también deben someterse a este régimen normativo especial, sean estas actividades de la Administración; de órganos privados creados previamente por la administración, (como las empresas estatales) (Ibíd.) o derechamente —en lo que más interesa a efectos de este trabajo— ciertas operaciones de “giro o tráfico administrativo” (Ibíd., p. 62), bajo la denominación de “obras y servicios públicos”, las cuales “se trata, pues, no ya de servicios públicos en el sentido estricto que intentó categorizar la Escuela de Burdeos (...)”, sino “ (...) de una variedad de la actividad administrativa caracterizada por la entrega directa de prestaciones a los particulares (...)”. En estos últimos casos —donde se incluyen, naturalmente las actividades concesionadas— señalan los autores que “siempre hay un último núcleo de carácter público en toda la actuación de la Administración regida por el Derecho Privado”.

¹³² Tribunal Constitucional, Rol N° 2425-2013.

de electricidad en el lugar de los usuarios, teniendo en consideración para tal determinación que ellas son las que se vinculan directamente con los usuarios y que se encuentran en pie de igualdad con las compañías de generación y transmisión a la hora de discutir sobre la responsabilidad por interrupciones y la procedencia del pago de los costos que generen (...) el mecanismo de compensación a cargo de las distribuidoras no se ideó para privilegiar arbitrariamente a las compañías transmisoras y generadoras, sino que para beneficiar a los usuarios en el pago de la compensación, toda vez que, como se explicó, son las compañías de distribución las que se vinculan directamente con el consumidor (...) a su vez existen las cadenas de pagos en orden a que la compañía distribuidora pueda repetir contra quienes son los responsables de la interrupción.”

La Corte Suprema, en el fallo Rol N° 2487 – 2012, también se ha pronunciado en contra de la hipótesis que entiende la compensación del artículo 16 B de la LSEC como una sanción:

“Tercero: Que sostienen las reclamantes que aún no se verifica el supuesto que establece el citado precepto para hacer procedente la compensación a los usuarios, esto es, que se trate de una interrupción o suspensión de suministro no autorizada, toda vez que están en curso los procesos sancionatorios administrativos tendientes a establecer las responsabilidades en el corte de energía eléctrica ocurrido el 14 de marzo de 2010.

Cuarto: Que como es posible advertir del claro tenor de la referida norma legal, el mecanismo de compensación que ella prevé sólo exige que la interrupción o suspensión no haya sido autorizada por la ley o el reglamento. Si se trata entonces de un corte no autorizado, el precepto expresamente ordena que las compensaciones se abonarán de inmediato al usuario, quedando a salvo el derecho del concesionario de repetir en contra de los terceros responsables de la falla. A su vez, la norma prescribe que las empresas concesionarias procederán al pago de estas compensaciones "sin perjuicio de las sanciones que correspondan".

Quinto: Que de lo expuesto se colige que la circunstancia de no encontrarse concluidos los procedimientos administrativos sancionatorios incoados con motivo de estos mismos hechos no constituye un impedimento para que la Superintendencia del ramo hubiere instruido a las actoras a iniciar los cálculos necesarios para determinar las compensaciones a pagar a sus clientes, descontando las cantidades resultantes en la facturación más próxima.”

Ahora bien, ya descartada la visión sancionatoria, toca analizar la posición mayoritaria de la doctrina y la jurisprudencia, que señala que la compensación por indisponibilidad respondería a otra institución clásica del derecho —y más restringidamente, del Derecho Privado—: la indemnización de perjuicios.

Así, desde el punto de vista de los usuarios o clientes regulados, la finalidad última de la disposición legal sería decretar que, en aquellos casos en que se cumpla con el supuesto de hecho de la norma, nace el deber de compensar, resarcir o indemnizar (tratados como sinónimos) a los usuarios del sistema. Esto, en razón de que los mismos se ven dañados por la interrupción o suspensión y, a su vez, existe un incumplimiento contractual por parte de la distribuidora, al imposibilitarse de prestar el servicio continuado e ininterrumpido.

El problema de esta concepción radica en que el gravamen de compensar no surge a raíz del daño que se ocasiona al particular por incumplimiento de un contrato —cuestión que es propia de la responsabilidad civil contractual, atingente al Derecho Civil—, sino que nace por infringir los principios de seguridad y continuidad del suministro, sumado a la confiabilidad (que tiene el usuario) de que el sistema eléctrico estará disponible en todo momento, de ahí que lo que se compensa es, precisamente, la indisponibilidad y no un daño.

Que una interrupción no autorizada pueda generar grandes e imprevistos perjuicios para algún usuario resulta innegable, pero a través de este instituto no se reparan (ni se pretenden reparar) efectivamente esos daños. Más, la distinción entre estos supuestos —daño y objeto de la compensación— debe ser muy particular: la fuente de la compensación es la ley, mientras que la fuente del daño que se sigue de la interrupción es el incumplimiento contractual.¹³³

Como conclusión, se puede notar que las doctrinas de los autores y los tribunales, en un ánimo de reconocer posiciones incompatibles entre sí, tratan de hacer una distinción a nivel de la norma —siendo errática en lo que respecta a la comprensión de la naturaleza jurídica de la disposición y, en consecuencia, en sus efectos más esenciales—, terminando de encasillar una actividad instruida por un ente típicamente fiscalizador y un deber de pagar a los clientes

¹³³ De todas formas, es necesario destacar que, en algún sentido, sí presenta un carácter indemnizatorio muy restringido si se considera a la interrupción o suspensión del suministro como un daño en sí mismo (prescindiendo de los daños colaterales).

contratantes del suministro, en una u otra clasificación típica, pronunciando aún más el vacío normativo de por sí insalvable con normas propias del Derecho Privado.

Lo correcto es que la distinción se realice a nivel de los sujetos a quienes va dirigida la norma en cuestión, siendo ellos justamente los protegidos (en tal caso, los usuarios regulados) y gravados por ella (los suministradores).¹³⁴

II. Fundamento

La pregunta por el fundamento de una institución radica en el sustrato básico que le da su razón de existir: el por qué.

Por ello, toca analizar las razones del por qué los suministradores deben soportar este gravamen, impuesto por ley, de compensar a los usuarios regulados.

La respuesta a esta pregunta responde a la causa de compensar: los clientes sufrieron una interrupción o suspensión injustificada del suministro eléctrico que se materializa en una indisponibilidad del servicio.

Al hablar de indisponibilidad, la referencia se hace —en una vinculación inmediata—, a una vulneración de la cualidad más relevante y esencial del sistema eléctrico: la confiabilidad.

Este atributo o cualidad del sistema eléctrico incluye —como se observó en la parte introductoria— tres principios fundamentales para su funcionamiento eficiente y permanente, cuales son la suficiencia, la calidad de servicio y la seguridad. Además, hay que recordar que la calidad de servicio incluye la continuidad del mismo (Art. 222 letra h del RLGSE).

Enseguida, de interrumpirse de forma no autorizada el suministro eléctrico, se afecta directamente a estos principios que guían al sistema y, consecuentemente, a los clientes de los suministradores.

¹³⁴ De ahí que se habla de una mera carga o gravamen legal de los segundos para con los primeros.

En este sentido, la indisponibilidad es una verdadera falla del mercado, por cuanto no atiende a los estándares de funcionamiento¹³⁵ legalmente exigidos del mismo, como resultado de un desperfecto en el sistema eléctrico.

Esta falla del mercado produce un desequilibrio en el mismo, el cual se pretende corregir, justamente, mediante la carga legal de compensar cuando se provoquen indisponibilidades inaceptables en las instalaciones del sistema que ocasionen interrupciones o suspensiones no autorizadas.¹³⁶

Cuando se dan estos supuestos de hecho se daña siempre a los usuarios, quienes se encuentran al final de la cadena de la energía eléctrica¹³⁷ y sufren derechamente las consecuencias de la falla.

Sin embargo, resulta apresurado establecer que en todos los supuestos en que un cliente sufre algún daño deba ser siempre reparado, y también, como se vio, es errado sostener que lo que la compensación por indisponibilidad pretende compensar sea efectivamente un daño (e incluso, como se verá en el apartado relativo a la aplicación normativa, no todas las indisponibilidades que sufran los usuarios son compensables, sino sólo aquellas que superen los márgenes establecidos en las normas técnicas y reglamentarias).

Desde una perspectiva general de la temática de la responsabilidad en el derecho, la doctrina de la responsabilidad civil sostiene que, en principio, “todos los intereses son legítimos de ser reparados cuando son dañados”, y esa legitimidad no requiere necesariamente estar reconocida en la ley.¹³⁸

¹³⁵ De forma muy oportuna y relevante, el D.S N° 31 del ME introdujo una definición de los estándares, que permite una comprensión sencilla del concepto de indisponibilidad, para ambos tipos de compensación: Artículo 2, letra f) “Estándares: Tipos, niveles, modelos, procedimientos, protocolos, estándares de desempeño o patrones de indisponibilidad de suministro establecidos en las normas técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos a que se refiere el artículo 72°-19 de la Ley”.

¹³⁶ Estas instalaciones pueden ser de distribución (art 16 B LSEC); de generación; transmisión e incluso de aquellas llamadas a salvaguardar la seguridad del sistema, como ocurre con la de los prestadores de servicios complementarios (art 72°-20 LGSE).

¹³⁷ Esta es la razón por la cual es el suministrador quien debe compensar, en tanto este ostenta la relación contractual directa con el usuario, quien ve interrumpido el suministro eléctrico.

¹³⁸ BARROS, Enrique. “Tratado de Responsabilidad Extracontractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2006, p. 222.

Por supuesto que, si el sistema jurídico funcionara de esa forma, sería imposible vivir en sociedad, ya que “los beneficios de vivir en ella exigen, inevitablemente, ciertos grados recíprocos de tolerancia respecto de las turbaciones provocadas por los demás”. Así, para reparar un interés —aparte del requisito de legitimidad del mismo—, se exige que este sea “significativo”,¹³⁹ debiendo tolerarse aquellos daños que no cumplen con ambos presupuestos.

Entonces, la pregunta específica por el fundamento de esta institución viene a ser el ¿por qué el legislador considera que los usuarios tienen un interés legítimo y significativo en que se les compense?

Para comprender la respuesta a esta pregunta —cuyo primer paso se encuentra, como se examinó, en el atributo de la confiabilidad—, resulta necesario destacar que la compensación se encuentra en un contexto donde el interés legítimo que se busca compensar atiende a la noción de “necesidad colectiva” que subyace a la actividad de suministro de energía eléctrica, en tanto esta resulta fundamental para toda la comunidad y su indisponibilidad podría llegar a afectar actividades económicas¹⁴⁰ extremadamente sensibles.¹⁴¹

A propósito de la relevancia que importa el suministro eléctrico para la población, se habla de que el “modelo económico” del sector eléctrico es un “Servicio público en mano privada” (en el concepto del artículo 7 de la LGSE).^{142 143} Particularmente lo son las actividades de transmisión y distribución, y, aun cuando la generación no lo es, la sola interconexión de una

¹³⁹ BARROS, Enrique (2006), Op. Cit., p. 226.

¹⁴⁰ Y con mayor razón actividades no económicas —de carácter privadísimo— tales como la recreación en general (asistencia a un concierto, lectura, preparar una taza de té, etc.).

¹⁴¹ Por ejemplo: Los sistemas de refrigeración de una empresa de pescados y mariscos; el funcionamiento del tren subterráneo; el funcionamiento de los aparatos de un hospital; el uso diario de un computador para poder trabajar, estudiar o recrearse.

¹⁴² EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 3.

¹⁴³ Precisamente, esta concesión implica que la operación es detentada por privados y el Estado juega un rol subsidiario como ente regulador y fiscalizador. Esto no quiere decir que el Estado tenga un papel completamente pasivo en esta actividad y que, paralelamente, la distribución eléctrica no cumpla —como ha sostenido alguna doctrina (SOTO, Eduardo (2002), Op. Cit., p. 565 - 571)— con las modernas características que tiene un Servicio Público funcional (EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 3; 17). La gestación histórica ocurre a partir del “nuevo modelo económico” impulsado en el país en los años ochenta, el cual no estuvo ajeno en su injerencia dentro del mercado eléctrico: “En 1978 se inicia en Chile un proceso sistemático de reordenamiento institucional en el sector eléctrico con el objeto de lograr la máxima descentralización y desconcentración del sector, búsqueda de eficiencia, establecimiento de competencia, atracción de participación privada y, finalmente, privatización”.

instalación al sistema significa, para aquel operador, la pérdida de su libertad para decidir el cómo, cuándo y cuánto producir, convirtiéndose en una actividad sujeta a las órdenes que imparta el CISEN y altamente reglamentada.^{144 145}

Así, que el legislador califique las actividades que realizan los operadores como servicio público (bajo un marco normativo altamente reglamentario y rígido), implica que la regulación del sector eléctrico en nuestro país se encuentra orientado hacia un objetivo esencial: suministrar energía a los clientes.¹⁴⁶

La misma legislación refiere la actividad, en su artículo 7, como un “servicio público eléctrico,” en relación a la distribución y transmisión (en su fase nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación).

En concreto, y respecto de la compensación originaria del artículo 16 B, que la actividad que realiza la concesionaria distribuidora sea calificada como servicio público no es baladí, ya que el concepto mismo representa un fuerte vínculo con el Derecho Administrativo y, en consecuencia, con las normas y principios que lo regulan.

En lo relativo a esta conceptualización, existen dos bases para tratar la institución del Servicio Público: una orgánica y otra funcional.¹⁴⁷ La primera de ellas atiende a la organización y

¹⁴⁴ El Artículo 72°-2 consagra la Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador.

¹⁴⁵ BAHAMÓNDEZ, Felipe. “Fallo Gasatacama: El cambio de circunstancias en los contratos. Quo vadis?”. En: “Sentencias Destacadas: 2008”, 2009, Santiago: Libertad y Desarrollo, p. 377 – 378. “Como ha quedado dicho, las empresas generadoras son responsables de la continuidad de servicio eléctrico, de tal manera que, frente a una interrupción o suspensión de energía eléctrica no autorizada, quedan expuestas a compensaciones y multas que pueden serle aplicadas, de acuerdo con el artículo 16 B de la Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. En efecto, la citada norma establece que la interrupción o suspensión no autorizada que afecte a una o más áreas de concesión de distribución, da lugar a compensaciones a los usuarios sujetos a regulación de precios, ‘independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables’. Como fácilmente se puede desprender de la norma, uno de estos terceros podría ser una empresa generadora que suspenda o interrumpa el servicio de generación al margen de la ley. Por consiguiente, se regresa nuevamente a la característica que tiene la participación en el sistema eléctrico interconectado, en términos tales que, si bien no lo transforma en un servicio público, sí se transmiten sus efectos, particularmente uno de ellos, el de la continuidad del servicio.”

¹⁴⁶ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), p. 1.

¹⁴⁷ BERMÚDEZ, Jorge. “Derecho Administrativo General”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014, p. 297. Como acepciones de servicio público, destacan dos visiones: 1) Orgánica: como un conjunto de órganos y de medios que integran a Administración del Estado que se destinan a satisfacer, de manera regular y continua, una necesidad de interés general; 2) Funcional: como una actividad ejercida por una colectividad pública tendiente a satisfacer necesidades de interés general, actividad que la Administración decide satisfacer a través de

estructuración de los servicios públicos, mientras que la segunda a la actividad y operación práctica de los mismos. Es en esta última faceta donde se tratan las características primarias de la actividad de servicio público, las cuales permiten determinar —sea en un sentido tradicional (como actividad del Estado) o modernamente funcional (en base a concesiones para la explotación de bienes y servicios)— cuando se está en presencia de ella: normativización, regulación o reglamentación; obligatoriedad de prestación; continuidad y uniformidad.¹⁴⁸

Del análisis detallado de las características, se puede concluir que el suministro de energía eléctrica al usuario regulado es:

- a- Altamente reglado: a través de normas legales, técnicas y reglamentarias, provenientes de distintos entes del sector, a saber: La Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Ministerio de Energía, además de los fallos de los Tribunales de Justicia que incidan en esta materia particular y los dictámenes del Panel de Expertos del Sector Eléctrico;
- b- De prestación obligatoria: las empresas distribuidoras de energía eléctrica están obligadas a prestar el servicio a quien lo solicite dentro del área de su concesión (artículo 125 LGSE);
- c- Continuo: la misma LGSE señala, como principios informativos del sistema eléctrico, a la calidad de suministro y la calidad de servicio, definiendo a la primera como el “componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro” (artículo 225 letra w), entendidas como un “estándar de atributos del sistema eléctrico” y donde uno de los elementos de esa calidad de suministro es la “continuidad del servicio”. Esta continuidad debe ser entendida como una prestación ininterrumpida del suministro de

procedimientos especiales.

¹⁴⁸ 1) Continua: no puede interrumpirse porque su función es pública; 2) Regulado: está sometido a un contexto de legalidad y constitucionalidad de las normas y reglamentos que lo rigen, las cuales deben ser observadas con exactitud por parte de los agentes. 3) Obligatorio: los entes de la administración no pueden negarse a la prestación para la cual fueron concebidos; 4) Uniforme: establecido en beneficio de toda la colectividad.

energía eléctrica (que está llamado a asegurar el distribuidor) y, además, siendo esta característica de la calidad de servicio, su cumplimiento corresponde también a todo el sistema eléctrico y a los actores que lo componen, aun cuando no todos sean considerados servicio público, ya que igualmente deben operar de manera interconectada y coordinada.

- d- Uniforme: por cuanto se entiende en base a la exigencia de que la prestación se efectúe sin discriminación alguna entre los interesados, en especial en relación a las tarifas y el cobro a los consumidores (artículo 79 y 125 de la LGSE).

Así, desde la perspectiva de la funcionalidad, se puede analizar cómo algunos de los actores del sistema eléctrico —y en especial el servicio público de distribución— cumplen a cabalidad con estas características particulares del instituto propio del Derecho Administrativo, aun cuando no lo desarrolle aquí un tradicional órgano de la Administración del Estado.¹⁴⁹

Estas singularidades refuerzan el rol que el distribuidor tiene para con los usuarios del sistema, en cuanto le impone obligaciones (v.gr. la de licitar los suministros; prestación en condiciones de seguridad y continuidad, etc.) que elevan el estándar de responsabilidad de la actividad esencial que realizan.¹⁵⁰

En este mismo sentido, en relación con el fundamento de la compensación, se ha pronunciado nuestra Jurisprudencia Constitucional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.¹⁵¹

¹⁴⁹ La ley trata este esquema de principios bajo el marco de la confiabilidad del sistema eléctrico, en donde las empresas distribuidoras juegan el papel más relevante en lo que a la responsabilidad respecta, que hace aún más patente su rol de servicio público, obligándolas a “asegurar sus futuros suministros mediante la licitación y contratación a largo plazo de los mismos con las comercializadoras que operan en el sistema eléctrico”, según lo dispuesto en el actual artículo 131 de la LGSE, además de conminarlas a mantener permanentemente informada a la CNE sobre el monitoreo, demandas futuras, necesidades de suministro, entre otras materias.

¹⁵⁰ Lo anterior representa un incentivo para que las empresas mejoren la coordinación, la seguridad del sistema y del suministro —de forma preventiva— evitando fallas del mismo.

¹⁵¹ El Tribunal Constitucional sostuvo, en el fallo Rol N° 2425-2013, que “Añadiéndose que, si bien la normativa sectorial distingue —a otros efectos— los segmentos de producción transporte y distribución de energía eléctrica, desarrollados cada uno por empresas diferentes, es lo cierto que el sistema pone a los clientes finales sometidos a tarifas reguladas únicamente en relación con las compañías concesionarias de servicio público de distribución Es la Ley General de Servicios Eléctricos (...), la que consagra justificadamente todo este régimen jurídico, a todos

III. Responsabilidad: ¿Daño a compensar?

Como ya se sostuvo, resulta apresurado sostener que la compensación repara el daño que se ocasiona a los clientes. Con todo, se observa que, tanto la doctrina como la jurisprudencia, tienden a afirmar esta errada concepción, al calificar este instituto (mayoritariamente) como una indemnización de perjuicios.

Lo que el legislador plasmó —tanto en el antiguo precepto de la LSEC, como en el nuevo artículo de la LGSE—, constituye un mecanismo que opera sólo para “reparar” la interrupción o suspensión del suministro no autorizada, o en los términos del artículo 72°-20, la falla o evento no autorizado que genere indisponibilidad, y nunca el daño que se genera con ocasión de ella.¹⁵²

Tal es la impertinencia de hablar de daño a compensar que, si se tiene a la vista la operación práctica del instrumento compensatorio, se puede observar que incluso se termina compensando a quienes no han sufrido este supuesto “daño” de suspensión o interrupción no autorizada, o

estos respectos (...) entonces, si todos los niveles del sistema —concatenados unos con otros— remiten el abastecimiento interrumpido de los consumidores finales, los cuales deben contratar el suministro con las distribuidoras locales, y únicamente a ellas pagan unas tarifas previstas a tal propósito, por todo esto, junto, es sensato que las obligaciones de mantener la continuidad del servicio y de pagar las indemnizaciones a que dé lugar su incumplimiento sean exigibles directa e inmediatamente a estas concesionarias”.

En este mismo fallo, la respuesta de la SEC al requerimiento de la empresa distribuidora Energía Casablanca S.A., señala: “(...) la norma no establece sanción alguna para estas, sino que persigue, justamente y de manera contraria a lo indicado por la requirente, proteger el derecho de acceso a la justicia de los usuarios (...) teniendo en consideración para tal determinación que ellas son las que se vincularán directamente con los usuarios y que se encuentran en pie de igualdad con las compañías de generación y transmisión”.

¹⁵² Así, se considera que el sólo hecho de que el servicio no se encuentre disponible en un periodo determinado de tiempo (incumpliendo los estándares exigibles que fijan las normas técnicas), constituye el elemento u objeto a compensar.

falla o evento no autorizado, ya que ella opera uniformemente para todos los usuarios finales que se encuentren dentro del área de concesión del distribuidor.^{153 154}

Por ello, más que reparar —cosa que, en la práctica, no ocurre (y está lejos de ocurrir, ya que los montos en concreto para cada usuario en particular, son ínfimos)—, se debe limitar la compensación a su propia literalidad conceptual: sólo compensa.¹⁵⁵

La forma más adecuada de referirse a lo que se compensa se introdujo en el nuevo precepto del artículo 72°-20 de la LGSE, cuando se sostiene que ella recae sobre la indisponibilidad del suministro eléctrico, noción que la norma del artículo 16 B de la LSEC no refiere expresamente, no obstante se ha entendido, como consecuencia de las atribuciones interpretativas del fiscalizador sectorial, que la suspensión o interrupción no autorizada (o el evento o falla no autorizado, en su caso) implica, justamente, una no disponibilidad del suministro que debe entregar el distribuidor.¹⁵⁶

Cabe destacar que, con este nuevo artículo 72°-20, se amplió el espectro de lo que se entiende como indisponibilidad a “todo evento o falla”, provenga este de instalaciones del generador, del transmisor o de empresas que operen servicios complementarios o de almacenamiento de energía (aun cuando la práctica aplicada del artículo 16 B de la LSEC, el criterio de la Superintendencia entendía que las fallas externas —esto es, las provenientes de instalaciones de generación y transmisión— que no se debieran a caso fortuito o fuerza mayor, debían ser

¹⁵³ Si bien, esta referencia del área de concesión sólo es hecha respecto de la compensación del artículo 16 B de la LSEC, en la operación del artículo 72°-20 de la LGSE, se debe entender que el distribuidor deberá compensar —evidentemente— al usuario regulado que esté dentro de su área de concesión, con quien tendrá el contrato de suministro vigente, y si la falla o evento afecta a usuarios de varias áreas de concesión, le corresponderá a los otros distribuidores compensar a sus usuarios dentro de esas áreas.

¹⁵⁴ A esto se refiere la ley con la operación automática (en algunas ocasiones) de la norma, por cuanto compensa a todos y cada uno de los usuarios dentro del área de distribución de la empresa, hayan estado o no haciendo uso del suministro de energía eléctrica (de ahí también el carácter de carga para la distribuidora), ya que en este sentido estricto igual resultaron “dañados” por la interrupción o suspensión del servicio. Esta compensación automática, como se verá, aplica sólo respecto de indisponibilidades ocurridas en instalaciones del distribuidor con quien el usuario tiene contratado su suministro (internas) o de los otros distribuidores que ocasionan una interrupción que afecta al distribuidor con quien el usuario tiene el respectivo contrato (externas).

¹⁵⁵ Evitando así confusiones y extensiones normativas que no responden a la lógica propia y diferenciada del Derecho Administrativo.

¹⁵⁶ Esta “disponibilidad”, como concepto, aparece a propósito de la norma del artículo 245 del RLGSE, que indica los valores de las interrupciones, sean estas programadas o no programadas.

igualmente compensadas, sin perjuicio de no referirse ello expresamente en el artículo 16 B de la LSEC).¹⁵⁷

1. Imputabilidad al suministrador

Toca dilucidar por qué es únicamente el suministrador¹⁵⁸ quien debe soportar esta carga o gravamen legal, no obstante no haber ocasionado el hecho que dio origen a la indisponibilidad, lo cual se traduce en analizar su responsabilidad por las compensaciones.

Cuando se habla de responsabilidad, la referencia viene hecha a la institución que establece los criterios para que los daños —en este caso, asimilados teóricamente a la indisponibilidad, que no es un daño en sentido estricto— puedan ser normativamente atribuidos a quien los ha ocasionado.^{159 160}

Esta atribución normativa (que, en el ámbito de las compensaciones, se origina en base a la imposición de un gravamen legal) significa que la responsabilidad tiene como correlato, en su visión civil tradicional, una obligación, provenga esta de infringir un deber de cuidado o incumplir un contrato (mientras que, en el caso que aquí se trata, ese correlato se materializa en tener que responder frente al gravamen impuesto, compensándolo).

En este marco primario de la responsabilidad, es de suma relevancia determinar la forma que toma el deber de responder.

¹⁵⁷ Sin embargo, lo anterior no obsta a que efectivamente se puedan ocasionar verdaderos descalabros para algunos usuarios del servicio eléctrico, pero cuyos casos particulares, si bien tienen como causa la interrupción o suspensión no autorizada, o alguna falla u otro evento de los referidos en la nueva norma, con evidentes consecuencias en sus respectivas relaciones contractuales y con toda la legitimidad de ser reparados, no deben confundirse con la compensación que el legislador busca al operar este mecanismo, limitada únicamente a lo expuesto. Este es uno de los puntos críticos donde, de utilizar o extender el concepto de “daño” y su reparabilidad a cualquier supuesto que se ocasione con la indisponibilidad, se crearía un problema imposible de solucionar.

¹⁵⁸ Para estos efectos, el suministrador es el distribuidor —para los usuarios regulados— y el generador —para los clientes libres—, en tanto el nuevo precepto del artículo 72°-20 establece un esquema compensatorio para los clientes libres que no hubieren regulado, en los respectivos PPA, qué ocurre frente a la existencia de indisponibilidades de suministro.

¹⁵⁹ BARROS, Enrique (2006), Op. Cit., p. 16.

¹⁶⁰ *Ibid.*, p. 15. En el derecho civil patrimonial, consiste en “imputar a una persona una obligación reparatoria en razón del daño que ha causado a otra persona”.

Este es el análisis del tipo de responsabilidad, o típicamente denominados “sistemas de responsabilidad”, pudiendo ser esta civil, administrativa, penal, etc., cada una con sus propios principios y reglas.¹⁶¹

En lo relativo al “sistema de responsabilidad” en las compensaciones, esta no tiene el carácter civil (extra) contractual —como ha sostenido parte de la doctrina—, sino que es un tipo especial de responsabilidad legal,¹⁶² regida por normas propias del Derecho Público, que se configura como una carga o gravamen para quien detenta el servicio público de distribución, distinta de la responsabilidad civil que nazca de los perjuicios que se ocasionen a los clientes por la indisponibilidad de suministro. Claramente, aquí se está refiriendo a una especie de culpa infraccional, dentro de lo que se puede calificar, analógicamente, como responsabilidad extracontractual¹⁶³, donde el deber de cuidado (que aquí no es uno que genera responsabilidad civil), lo establece el legislador y el regulador, mediante “estándares mínimos de disponibilidad de suministro”, a niveles técnico - reglamentarios.

A su vez, estos sistemas de responsabilidad incluyen los llamados “régimenes de responsabilidad”, que pueden ser subjetivos u objetivos.¹⁶⁴

Es el “régimen de responsabilidad” en las compensaciones aquella temática que resulta más relevante de analizar, ya que, de elegir uno u otro supuesto —necesariamente excluyentes—, se puede concluir que los requisitos del sujeto activo, para responder, son muy diferentes, mientras que, en paralelo, existen grandes distinciones en materia de “causales de exoneración” de la responsabilidad, lo cual resulta importante para materializar, en la práctica, el sistema

¹⁶¹ HUEPE, Fabián. “Responsabilidad del Estado, Falta de Servicio y Responsabilidad Objetiva en su Actividad Administrativa”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2009, p. 45 – 47.

¹⁶² La fuente de esta responsabilidad —esto es, de donde emana— se encuentra, evidentemente en la ley: los artículos 16 B de la LSEC y 72°-20 de la LGSE.

¹⁶³ Con todo, se observa que esta responsabilidad no es extracontractual en un sentido civil, toda vez que no se repara un daño propio en los términos del Derecho Privado tradicional. Esta ha sido una de las razones por las cuales se prefiere utilizar otra conceptualización para tratar de daños en algunos régimenes de responsabilidad, como ocurre típicamente con la llamada “Responsabilidad Patrimonial del Estado”, “Responsabilidad del Estado Juez”, “Responsabilidad del Estado Legislador”, etc., por oposición a aquellos autores que aún prefieren hablar de “Responsabilidad Extracontractual del Estado”.

¹⁶⁴ HUEPE, Fabián (2010), Op. Cit. 45 – 47.

compensatorio, evitando así que la norma se configure como una mera declaración legal programática e impracticable frente a la carga de compensar.

En este punto, se distinguirán las dos propuestas efectuadas por la doctrina y la jurisprudencia respecto del régimen de responsabilidad, para concluir que la ley consagra un régimen de carácter objetivo para las compensaciones.

i. Responsabilidad Infraccional

QUINTANILLA señala que la responsabilidad, en el caso del artículo 16 B, tiene carácter “infraccional”, siendo esta un tipo especial de la responsabilidad por culpa.

Esta afirmación conlleva su adhesión a un régimen de responsabilidad subjetivo, que atiende a la conducta del sujeto.

La particularidad que tiene¹⁶⁵ este régimen es que, en el aspecto de la culpabilidad, relativo a la conducta esperada, el deber de cuidado se encuentra establecido por el legislador¹⁶⁶ u otra autoridad con potestad normativa, siguiendo consideraciones esencialmente preventivas de la conducta (En el caso concreto, la conducta orientada a evitar o prevenir un corte de suministro no autorizado).

Sin embargo, como consecuencia de que la regla aquí propuesta atiende a la subjetividad en el actuar, aparecen con fuerza las potenciales excusas del autor del daño, que atienden precisamente a su estándar de cuidado, pudiendo alegar que le resultó física o moralmente imposible cumplir la regla de conducta a la que estaba obligado.¹⁶⁷

Así, por ejemplo, podría sostener que las fallas en el sistema de transmisión están fuera de su ámbito de control,¹⁶⁸ generando una incapacidad temporal para dar lugar a su deber de distribuir

¹⁶⁵ Ya que exige todos los demás supuestos de la responsabilidad tradicional: hecho imputable, daño, causalidad, culpa/dolo.

¹⁶⁶ BARROS, Enrique (2006), Op. Cit., p. 97.

¹⁶⁷ *Ibíd.*, p. 99.

¹⁶⁸ CENTRO DE INGENIERÍA DEL SOFTWARE E INGENIERÍA DEL CONOCIMIENTO (CAPIS ITBA) Y TRANSENER S.A. “Sistema experto en análisis de fallas en líneas eléctricas de transmisión” [en línea] <http://www.iidia.com.ar/rgm/articulos/R-ITBA-29-sistemaselectricos.pdf> [consultado del 31 de mayo de 2017]

la energía dentro de su área de concesión; que no pudo prevenir la caída de un árbol en una de sus instalaciones; que un accidente vehicular, que afecta sus instalaciones, le es inimputable, etc.

VARAS también sigue la doctrina de la subjetividad. El autor sostiene —con fundamento legal (en un precepto actualmente modificado¹⁶⁹)—, que la disposición del artículo 83 del D.F.L N°1 del Ministerio de Minería (actual artículo 140 de la LGSE), del año 1982, consagraría para el sector eléctrico una aplicación de la regla general de responsabilidad civil por culpa en materia de compensaciones:¹⁷⁰

“Artículo 83° Las disposiciones sobre calidad y de servicio establecido en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquéllos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.”

Incluso, afirma que, por aplicación de los artículos 4 y 13 del Código Civil (el clásico “principio de especialidad”), este artículo debería primar sobre el precepto del artículo 16 B, en tanto no puede concebirse que este último deje sin aplicación al primero.

“Los Sistemas eléctricos de Transmisión están sometidos a diversos fenómenos (contingencias) que producen distintos tipos de fallas (perturbaciones) eléctricas. Entre los fenómenos físicos causantes de una falla eléctrica, se pueden mencionar: viento, incendio de campo, la caída de una torre, Maniobras, Descargas atmosféricas, etc.”

¹⁶⁹ “Artículo 140°.- Las disposiciones sobre calidad de servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquéllos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.

La caducidad no será declarada en los casos fortuitos o de fuerza mayor debidamente comprobados por la Superintendencia.”

¹⁷⁰ Compréndase que esta hipótesis incluye aquellas provenientes de las fallas autorizadas —bajo el supuesto del Decreto de Racionamiento— y aquellas no autorizadas, como consecuencia de la interpretación extensiva que realiza el autor.

Así, la norma no hace sino consagrar los principios generales de responsabilidad civil del artículo 1547 del Código Civil.^{171 172 173}

Por supuesto que esta antigua conclusión debe ser descartada de plano, toda vez que se eliminó la palabra “calidad” de dicho precepto, no pudiendo actualmente el distribuidor eximirse de esa obligación. Además, esta norma se refiere específicamente (en la parte primera) a los casos de compensaciones por decretos de racionamiento, tema esencialmente distinto al tratado en esta compensación por indisponibilidad del suministro, toda vez que la interrupción del suministro, en tal caso, es de carácter autorizada.

ii. Responsabilidad objetiva

A la luz del atributo esencial de la confiabilidad del sistema eléctrico y del rol de servicio público que se le exige al distribuidor en la satisfacción de una necesidad esencial de la colectividad, concebir el régimen de responsabilidad, como uno de carácter subjetivo, resulta ser inconcebible y absurdo,¹⁷⁴ tal como se verá en este apartado

¹⁷¹ VARAS, Felipe. “Análisis de la Compensación Establecida en el Artículo 16 B) de la Ley 18.410 y sus efectos en las empresas distribuidoras”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°2, p. 354.

¹⁷² Esta norma consagra, para efectos de la responsabilidad estrictamente contractual: 1) El esquema de la culpa por la que responde el deudor, dependiendo del tipo de contrato al que se obligue (gratuito u oneroso) y en beneficio de quien cede (acreedor o deudor); 2) la responsabilidad por el caso fortuito, que es del deudor, cuando se ha constituido en mora respecto del cumplimiento o cuando este sobrevino por su culpa; 3) la presunción de culpa del deudor, cuando hay incumplimiento (en relación a la parte a quien toca probar el incumplimiento o cumplimiento de las obligaciones, según la norma del artículo 1698 del Código Civil). Una aplicación de esta norma, en materia regulatoria eléctrica, nada tiene que ver con los principios esenciales propios del Derecho Público que rigen a la actividad y podría generar situaciones manifiestamente injustas (por ejemplo: que el usuario lego deba probar interrupciones ocurridas en instalaciones de un transmisor).

¹⁷³ El principio general de la responsabilidad civil (contractual), de la norma del artículo 1547, señala que la prueba de la diligencia o cuidado incumbe a quien ha debido emplearla (al suministrador) y, si este alega caso fortuito o fuerza mayor, deberá igualmente acreditarlo. En definitiva, el esquema presume la culpa frente a un incumplimiento “contractual”. La norma de la LGSE, ya modificada, establecía, a estos efectos, una suerte de exoneración probando la sola diligencia, esto es: que se hizo todo lo posible por suministrar la energía, aun cuando la prestación final, por hechos inimputables, no pudo materializarse.

¹⁷⁴ ALESSANDRI, Arturo. “De la Responsabilidad Extracontractual en el Derecho Civil Chileno”. Santiago: Imprenta Universitaria, 1943, p. 120. El tratadista chileno de Derecho Civil retrata un fundamento ético-moral para la responsabilidad objetiva, señalando que el “Derecho tiene por objeto satisfacer necesidades humanas y si hay una regla jurídica que realiza mejor que otra esa finalidad, debe adoptársela, aunque se la tache de antijurídica. Lo jurídico no es lo que mejor se conforme con los principios consagrados por la ciencia del Derecho; lo

Cuando los regímenes de responsabilidad objetiva tuvieron su aparición, su fundamento, esto es, “la justificación de poner el daño a cargo de determinada persona”, se veía en el riesgo creado por la actividad peligrosa desarrollada.

Más aún, en la actualidad, los juristas han extendido el ámbito de este régimen hacia otras justificaciones, tal como ocurre con la equidad, la garantía, el seguro, la solidaridad, etc.

Estos últimos son los denominados factores objetivos de atribución, y tienen en común el hecho de prescindir del análisis valorativo de la conducta del agente que causa un daño.¹⁷⁵

Justamente, el fundamento que por regla general debe tener el legislador al establecer un régimen de responsabilidad estricta, es el riesgo que la ley atribuye a quien realiza cierta actividad.

Bajo esta estructura, el suministro de energía eléctrica es visto como una actividad potencialmente peligrosa, que se rige —como se analizó— conforme a una normativa compleja, debiendo responder a una serie de principios. Así, el riesgo consiste en que, a raíz de fallas internas o externas¹⁷⁶ en distribución o fallas ocurridas en las instalaciones de los distintos segmentos, se afecta la disponibilidad de suministro de energía eléctrica al usuario consumidor. De ahí la tendencia a consagrar disposiciones legales que garanticen la operación segura, continua y confiable del sistema, colocando el riesgo de la actividad en manos de quien la realiza, tal como ocurre en las compensaciones de cargo del distribuidor, quien es, en definitiva, el que derechamente suministra a los usuarios.

En derecho comparado se analizan ciertas hipótesis de riesgos y, cuando estas responden a características particulares, quedan sometidas a un estatuto de responsabilidad estricta. En este

verdaderamente jurídico es lo que mejor realiza la justicia entre los hombres. La responsabilidad objetiva tiende a esa realización permitiendo que un mayor número de víctimas obtenga la debida reparación por los daños que han recibido. La teoría del riesgo tiene también un gran fondo de justicia: si el hombre con su actividad puede obtener un provecho o beneficio, justo es que repare los daños que así cause”.

¹⁷⁵ DÍAZ, Regina. “Responsabilidad objetiva en el ordenamiento jurídico chileno”. En: “Revista de Derecho de la Universidad Católica del Norte”, vol. 14 n° 1, Coquimbo, 2007, p. 84.

¹⁷⁶ Que una falla sea interna o externa depende de si ocurre dentro de las instalaciones del suministrador o en las instalaciones de otro distribuidor. Las fallas ocurridas en otras instalaciones son llamadas “no imputables Dx”, lo que no obsta a que puedan compensarse previa instrucción del fiscalizador, como se especificará en el punto relativo al tratamiento legal de la compensación.

aspecto —para efectos de la temática de esta investigación—, un supuesto típico es la “protección de ciertos bienes públicos.”¹⁷⁷ Así, la energía (y su suministro permanente y continuo) son un bien indudablemente necesario para la subsistencia y bienestar de cualquier individuo en la actualidad.^{178 179}

Así lo confirman las palabras de ALESSANDRI, en relación a este particular régimen de responsabilidad:

“El que crea un riesgo, el que con su actividad o su hecho causa un daño a la persona o propiedad de otro, debe responder de él. Tal es el fundamento de la responsabilidad objetiva.”

180 181

Por ello, es la prestación del suministro eléctrico —en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad—, y el funcionamiento de todo el sistema, para que esa energía pueda efectivamente ser suministrada por el servicio público de distribución (que se vincula directamente mediante un contrato de consumo para con el usuario más desprotegido), lo que motiva al legislador a crear esta norma objetiva, imponiéndole el gravamen de que si con su actividad (u omisión), e incluso a consecuencia de factores externos que igualmente se encuentran dentro de su ámbito de control, rompe con los principios enunciados, no estando legal o reglamentariamente autorizado para ello, debe compensar:

“(…) no es responsable porque lo haya causado con culpa o dolo, sino porque lo causó. Es el hecho perjudicial liso y llano, y no el hecho doloso o culpable, el que engendra la responsabilidad; el que causa un daño no responde de él en cuanto culpable, sino en cuanto autor del mismo”.¹⁸²

¹⁷⁷ BARROS (2006), Op. Cit., p. 459.

¹⁷⁸ EVANS, Eugenio y MARÍA, Seeger (2010), Op. Cit., p. 1.

¹⁷⁹ Ya que su consumo es cuestión de cada segundo, es la base para miles de interacciones de la vida cotidiana (producción alimenticia, salud, etc.), por ello, cualquier persona de la colectividad moderna que se vea privada de ella, derechamente se margina del sistema social y de la satisfacción de sus necesidades básicas.

¹⁸⁰ ALESSANDRI, Arturo (1943), Op. Cit., p. 92 – 93.

¹⁸¹ Aun cuando en este caso no sea propiamente un daño el que se compensa, es la indisponibilidad, que se asimila a un daño, la causa de la responsabilidad.

¹⁸² ALESSANDRI, Arturo (1943), Op. Cit., p. 114.

La ley le atribuye ese riesgo de autoría, para protección y beneficio del usuario regulado, con quien contrata directamente, mientras que este último no conoce de donde proviene la energía, ni cómo funciona el mercado en general, quedando completamente desprotegido si la concesionaria deja de prestar el suministro.

En este último sentido, aparece un fundamento secundario de este régimen, por cuanto la responsabilidad objetiva “Sería también más justa y equitativa. En la generalidad de los casos, la causa del daño es anónima, lo que imposibilita a la víctima para acreditarla; en el sistema de la teoría clásica, esta imposibilidad le significa quedar privada de toda reparación. Esto no debe ocurrir. (...) tanto más cuanto que entre la víctima y el autor del daño merece mayor protección la primera, porque de ordinario es la de menos recursos y porque nada ha hecho para causar aquel”.¹⁸³ Por lo mismo, se habla de la existencia de una relación típica de consumo en el suministro, donde una parte, el cliente regulado, se encuentra —de forma evidente— en una posición desventajosa frente a la distribuidora, y de desconocimiento total respecto de la cadena de producción de la energía.

Este es el criterio que ha recogido nuestra jurisprudencia judicial:

“Que, si bien resulta ser efectivo que la falla en el suministro de energía producida el 03 de febrero de 2011, que motiva la Resolución Exenta N° 2031 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, objeto de este reclamo de ilegalidad por parte de la Compañía Eléctrica del Litoral S.A, no aparece haber ocurrido por responsabilidad de la reclamante, ello ciertamente no impide que la Superintendencia haga cumplir lo dispuesto en el artículo 16 B de la Ley N° 18.410, toda vez que el fundamento de tal disposición es de carácter objetivo, en cuanto ordena compensar a los usuarios directos de la energía por falta de suministro de la misma, sin distinguir quien es el responsable de la falta de suministro, y determina que debe compensarse económicamente a los usuarios afectados que determina y con toda lógica la norma impone tal obligación de compensación a las empresas distribuidoras, y la razón no es otra, que es con ella con quien contratan los usuarios, y por lo mismo otorga a las empresas distribuidoras el derecho a repetir en contra de quien sea responsable de la falla”.¹⁸⁴

¹⁸³ ALESSANDRI, Arturo (1943), Op. Cit., p. 115 – 116.

¹⁸⁴ Corte de Apelaciones de Valparaíso, Rol N°2150-2012.

De ahí que, si la interrupción es justificada —esto es, se encuentra autorizada—, no se incurre en responsabilidad, porque no se verifica el “daño” (la indisponibilidad) que señala la ley en sus propios términos.¹⁸⁵ De no ser autorizada, este se materializa inmediatamente,¹⁸⁶ sin posibilidad alguna del suministrador para entrar a discutir su conducta diligente o una posible excusa del por qué no pudo cumplir con la prestación del servicio, debiendo compensar, sin excusas, a todos los usuarios de su área de concesión.

Además, el mismo artículo 16 B prescinde de cualquier elemento de culpabilidad o conducta para que la SEC instruya la compensación, de suerte que no resulta razonable la conclusión a la que llega la doctrina subjetiva.¹⁸⁷

Incluso, aun cuando la Ley N° 18.410 contempla como una de las atribuciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en su artículo 3 N° 1), aquella relativa a “Comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor”, se debe entender e interpretar dicha norma de forma sistemática, acorde a la normativa y a los principios propios del sector eléctrico.

En el inciso segundo del mismo precepto de la LSEC, se puede constatar como la ley se ocupa de un supuesto único¹⁸⁸ para excluirlo de la posibilidad de excusarse por caso fortuito o fuerza mayor:

¹⁸⁵ Permitiendo así que los usuarios tomen las prevenciones necesarias antes de que se materialice el corte de energía. Por ejemplo, el dueño de un local que vende helados podría contratar un generador independiente de energía que funcione en base a algún combustible fósil para mantener en funcionamiento sus instalaciones, cuestión que no podría prever en caso de que repentinamente se cortara el suministro.

¹⁸⁶ Con alcances, dependiendo de dónde se origine la falla (Capítulo III, 1.2.), como se verá más adelante.

¹⁸⁷ Incluso, la aplicación del artículo 83 (artículo 140) del D.F.L N°1 del Ministerio de Minería, del año 1982, es una mera interpretación extensiva que atiende a normas que no siguen la lógica presente en el Derecho Público detrás de esta regulación. Así, se comprueba la presencia de una actividad que tiene las características de un servicio de utilidad pública y es regida por una serie de principios que conllevan una exclusión natural y obvia del absurdo de tratar de aplicar normativa característica de contratos bilaterales —que atienden a intereses privados— como son aquellos regulados por el pretendido derecho común (civil), a una cuestión de interés público —que afecta a toda la colectividad y que no responde a una tolerancia de “buena conducta diligente” de quienes realizan la actividad—. Más, como se verá en el capítulo que sigue, es posible que se exonere de responsabilidad en un régimen objetivo por estas causales del artículo 83 (como regla general en todo el derecho), pero no es posible exonerar de la reparación del daño (de compensar la indisponibilidad) que se ha ocasionado, debiendo, de todas formas, hacerlo. Además, dicho precepto legal se refiere a los casos de dictación de Decretos de Racionamiento (interrupciones autorizadas) y no a los casos de indisponibilidad del suministro.

¹⁸⁸ Particularísimo y extraordinario.

“Para los efectos del artículo 16 B, las faltas de seguridad y calidad de servicio provocadas por indisponibilidad de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gasoductos internacionales, no serán calificadas como caso fortuito o fuerza mayor.”

Esto es una característica común dentro de los regímenes de responsabilidad objetiva, en donde la ley señala causales especiales de exoneración de responsabilidad.¹⁸⁹

Más aún —como se analizará a propósito de las compensaciones procedentes en los casos de decretos de racionamiento—, se podrá observar que la normativa restringe la posibilidad de excusa de una forma extrema, teniendo a la vista que dichas interrupciones son siempre debidamente autorizadas (cuando se produzca o proyecte fundadamente un déficit energético), de suerte que ahí se configura también una responsabilidad objetiva, con mayor razón para efectos de los cortes o suspensiones del suministro “no autorizados”, el estándar normativo debe ser aún mayor, y la posibilidad de no responder en base a la diligencia debida resulta del todo contraria a los principios que guían al sistema.

Sin embargo, es menester señalar que la regla de la responsabilidad objetiva igualmente permite ciertas hipótesis de exoneración, a través de una eximente que destruya ese nexo causal directo con el daño (hecho – daño).¹⁹⁰ La singularidad que tienen estos supuestos es que no rompen con la responsabilidad (la de compensar), sino derechamente con la obligación (se desvincula del gravamen legal de compensar, en este caso, ya que la conducta infraccional del deber será consecuencia del caso fortuito y no del hecho del sujeto que ocasiona el daño).

No obstante, en estas situaciones, ese caso fortuito o fuerza mayor es aún más complejo de probar (en una comparación con la aplicación típica de esa institución en materia civil patrimonial), ya que el suministrador debe demostrar que no estaba dentro de su ámbito de control —de experto en el ejercicio de la actividad— el hecho que genera la indisponibilidad, lo cual resulta perfectamente conciliable con el tratamiento que la SEC ha dado a esta norma del artículo 16 B (como se analizará en el capítulo relativo a la “aplicación normativa”), en tanto,

¹⁸⁹ DÍAZ, Regina (2007), Op. Cit., p. 96. La propia ley se encarga de señalar, para cada caso, cuáles son estas causales especiales de exoneración de responsabilidad.

¹⁹⁰ URREJOLA, Sergio. “El Hecho Generador del incumplimiento Contractual y el Artículo 1547 del Código Civil”. En: Revista Chilena de Derecho Privado, N° 17, p. 61 -62.

en resumidas cuentas, cuando la falla es interna en el sistema de distribución, esto es, proveniente de una instalación del propio concesionario distribuidor, resulta imposible excusarse por estas causales, pero cuando proviene de un tercero (por ejemplo, fallas en instalaciones de generación o transmisión), se le permite la exención de la responsabilidad, aunque no la exoneración, ya que estas fallas igualmente son compensadas, pero primeramente el pago lo hace el operador sindicado como responsable, al distribuidor, para que este, a su vez, lo entregue a los usuarios.¹⁹¹

Esto se confirma expresamente en la ley, con la introducción del artículo 72°-20, ya que la norma prescribe que todo evento o falla dará lugar a la compensación, y más adelante sostiene que la SEC —en base a los antecedentes que se recopilen— determina si se compensará, teniendo la carga de desvirtuar lo que señale la Superintendencia quien sea individualizado como el responsable (que aquí será siempre una falla externa a las instalaciones de distribución), siendo su única posibilidad¹⁹² el demostrar que el evento o la falla no ha ocurrido dentro de su ámbito de control (y que sí ha ocurrido dentro del ámbito de control de otro u otros operadores) o dentro de lo que previsiblemente —teniendo a la vista su calidad de experto en la actividad que realiza—, no pudo hacer.

Además, es necesario recordar que en este último caso también compensa el suministrador (distribuidor y, en algunos casos, generadores), debiendo hacerlo, en la actualidad, aun cuando no haya recibido el monto a compensar por parte de quien generó el evento o falla que origina la indisponibilidad, demostrando que el riesgo de la actividad de suministro es siempre de su cargo.

¹⁹¹ DÍAZ, Regina (2007), Op. Cit., p. 82. A su vez, se debe comprender que no es lo mismo la temática de la responsabilidad —o la carga, en este caso especial, que se relaciona con la conducta— y el daño a reparar, tal como señala Regina Díaz: “Así pues, se habla de un “derecho de daños” en vez de “responsabilidad civil”, pasando del principio de “no hay responsabilidad sin culpa” al de “todo daño debe ser reparado”, fórmula que pretende resaltar el acento claramente resarcitorio que en el presente caracteriza a la responsabilidad. Existe un traslado de la responsabilidad hacia la reparabilidad, donde el daño es el presupuesto en torno del cual se centra el fenómeno resarcitorio. Así se habla de principio pro damnato, para referirse a la idea que todos los perjuicios y riesgos que la vida social ocasionan, deben ser resarcidos.”

¹⁹² Siguiendo la misma lógica del tratamiento dado por el fiscalizador a las compensaciones del artículo 16 B, como se verá.

CORRAL sostiene que “la responsabilidad objetiva parece razonable en ciertos sectores de la legislación en que los daños resultan difícilmente reparables si se exige demostrar la culpa de algún individuo”,¹⁹³ de tal manera que estas compensaciones se establecen, dentro del sector eléctrico, en beneficio y protección del cliente regulado, quien se encuentra imposibilitado de demostrar la culpabilidad de alguno de los operadores del sistema, relacionándose contractualmente sólo con su distribuidor y siéndole inexigible el conocimiento de materias estrictamente técnicas, propias de la ciencia de la ingeniería y del derecho.

Con todo, para evitar provocar desincentivos económicos a las actividades de los sectores donde existen regímenes de responsabilidad objetiva, el modelo suele ser moderado con ciertas formas de limitación de la misma. Esto porque, si bien el régimen es considerado como necesario para ciertos casos concretos, materialmente es una fórmula anormal e injusta, pues el causante del daño debe responder, aun cuando dicho perjuicio se haya producido sin su culpa.¹⁹⁴

Así, una típica limitación de esta especie de responsabilidad es la tarificación del monto de la indemnización reclamable, tal como ocurre con la cifra que se debe compensar, la cual si bien no tiene la naturaleza jurídica de una indemnización, de todas formas —en su sustrato más elemental—, implica un valor pecuniario que se debe pagar al usuario final.¹⁹⁵

De esta manera, la ley no sólo protege al consumidor de energía, sino que también evita que quien asume el riesgo de la actividad pueda ver comprometido ilimitadamente su patrimonio¹⁹⁶ —amparando así, de forma directa, la competencia de los operadores, la libertad en el desarrollo de la actividad económica y, en último término, al mercado eléctrico en general—, tal como esboza el propio artículo 16 B al señalar que la compensación será:

“Equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.”

¹⁹³ CORRAL, Hernán (2004), p. 101.

¹⁹⁴ YUSEFF, Gonzalo. “Fundamentos de la responsabilidad civil y la responsabilidad objetiva”. Santiago: Editorial La Ley, 2000, p. 209.

¹⁹⁵ CORRAL, Hernán. “Lecciones de Responsabilidad Civil Extracontractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 221.

¹⁹⁶ DÍAZ, Regina (2007), Op. Cit., p. 94; YUSEFF (2000), p. 210.

Lo mismo ocurre con el artículo 72°-20 de la LGSE, el cual limita los montos a compensar dependiendo del segmento y los ingresos que este perciba (viene limitada a un máximo de 20.000 UTA para cada operador).

A similares conclusiones respecto de que se está en presencia de un régimen de responsabilidad objetiva llegan OLMEDO, DE LA FUENTE, CHIFFELLE¹⁹⁷ y RODRÍGUEZ.¹⁹⁸

IV. Fuente

Ya se tuvo la oportunidad de observar que el esquema propio del mercado eléctrico no contempla una noción económica de la indisponibilidad, esto es, de una falla en el sistema que origina, a su vez, una falla en el mercado.

¹⁹⁷ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 365. “Además, se desprende de la propia norma del artículo 16 B que la obligación de pagar compensaciones a los usuarios finales afectados, prescinde absolutamente a la causa determinante de la suspensión del servicio, lo cual nos acerca mucho a una norma de responsabilidad objetiva” (...) “el fundamento de dichas compensaciones, radicaría en que la obligación de prestar el servicio en continuidad constituye para los usuarios de los servicios eléctricos el derecho a la exigibilidad y disponibilidad de un bien que en la vida moderna es indispensable”.

¹⁹⁸ RODRÍGUEZ, Pablo. “Responsabilidad Contractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, p. 160 – 161. “Fácil resulta comprender que tanto la sequía como las fallas en las centrales eléctricas pueden ser causa de hechos imprevistos, ajenos al generador e imposibles de resistir, sin embargo, de lo cual los daños que de ellas provienen son asumidos por este último, por disposición expresa de la ley. Respecto de la sequía se ha discutido cuándo ella puede ser considerada imprevista, ya que existen cálculos y cuadros que detallan el comportamiento de esta variable a través del tiempo, siendo previsible sólo en algunos casos excepcionales, un pronóstico relativamente certero. Con todo, la ley no contiene distinción alguna e impone responsabilidad al generador cualquiera que sea el comportamiento de los índices pluviométricos históricos. Se trata, entonces, de un caso de responsabilidad objetiva en que, para reclamar la reparación ordenada y fijada en la ley, sólo es necesario probar la falta de suministro, independientemente de la posición subjetiva del generador y de las circunstancias que hayan determinado el incumplimiento. Más aún, en este caso es la misma ley la que fija la reparación, mediante un sistema también objetivo consagrado en la misma disposición (artículo 99 bis de la Ley Eléctrica).” Se debe entender que esta referencia viene hecha al actual artículo 163 de la LGSE. Además, se ha citado en este punto, por cuanto las compensaciones por indisponibilidad de suministro y por dictación de decretos de racionamiento comparten este aspecto fundamental aquí tratado, relativo a la responsabilidad del operador que la tiene a su cargo.

La consecuencia práctica de lo anterior es que el sistema y el mercado dejan, en primera instancia, completamente desprotegido al usuario final, quien no recibirá un bien esencial, pero igualmente seguirá atado a un contrato con su concesionario distribuidor, debiendo pagarle la tarifa correspondiente.

Aquí es necesario recordar que, en atención a la existencia de economías de escala, infraestructuras costosas, facilidades esenciales y condiciones propias de los monopolios naturales, no concurren las condiciones características de la Libre Competencia dentro de todas las actividades del mercado eléctrico —específicamente la distribución y la transmisión—, por lo que la ley ha reemplazado la dinámica del mercado por la regulación directa de buena parte de la actividad:

- a- A través de la calificación de algunas actividades como servicios públicos;¹⁹⁹
- b- Estableciendo deberes y obligaciones para los operadores (v.gr. el acceso abierto, la coordinación);
- c- Regulando algunas de las tarifas;
- d- Dictando normas técnicas y regulatorias para el sector

Esta intervención del Estado se conoce como la regulación económica de aquellos mercados²⁰⁰ donde no concurren las condiciones típicas de competencia, cuyo objetivo primordial responde a la prevención y corrección de las potenciales fallas y abusos de los competidores, de forma tal que, al regular la actividad económica específica, se crean y

¹⁹⁹ SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 50.

²⁰⁰ Que una vez intervenidos adoptan el carácter de “mercados regulados”.

concretizan normas para el ejercicio eficiente (y no abusivo²⁰¹) de la misma, tal como ocurre con la actividad de suministro de energía eléctrica.²⁰²

Lo relevante de la actividad reguladora económica es que sus objetivos “(...) están en directa relación con los problemas de mercado, cuyas fallas se intenta corregir”, en tanto, al servicio de estos se encuentra (...) el cúmulo de competencias y potestades que el ordenamiento reconoce a las Administraciones reguladoras^{203 204}, sin dejar de lado el marco de la Libre Competencia que permea a todos los mercados económicos regulados²⁰⁵ y que los reguladores,²⁰⁶ igualmente, están llamados a proteger y fomentar, para amparar, en último término, a los más afectados por los problemas que se puedan suscitar en los mercados: los usuarios – consumidores.

²⁰¹ Hay que recordar que, tanto el Estado como los particulares, deben enmarcarse en un contexto de la “no discriminación arbitraria” en el ejercicio de sus actividades, propio de las garantías de los artículos 19 N°2 y N° 22 de la Constitución Política de la República. Un interesante ejercicio sobre la no discriminación arbitraria entre particulares se encuentra en DÍAZ, José. “La prohibición de una discriminación arbitraria entre privados”. En: Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso N° 42, 2014, p. 159: “Una razón adicional para prohibir la discriminación entre particulares emana del “principio de obligatoriedad” de las normas constitucionales. Es así como nuestra Constitución señala en su artículo 6° que aquella vincula no sólo a los órganos del Estado, sino también a “toda institución, persona o grupo”. De esta forma, la Constitución proclama que los privados también quedan obligados por sus disposiciones, varias de las cuales mandatan la igualdad de trato y la no discriminación (Vgr., artículos 1 y 19 N°s 2, 16, 20 y 22). Recurrimos entonces a la idea de la constitución no sólo como un instrumento de limitación al poder, o incluso como un pacto social acerca de ejercicio del poder y sus límites, sino más bien a la noción de constitución en cuanto programa de configuración de la sociedad”.

²⁰² SEPÚLVEDA, Enrique (2010), Op. Cit., p. 7.

²⁰³ CAMACHO, Gladys (2010), Op. Cit., p. 308.

²⁰⁴ CAMACHO, Gladys (2010), Op. Cit., p. 145 – 146. El mercado eléctrico es uno de los sectores económicos fiscalizados más relevantes, por su gran significación económica y social. En este sentido, es natural que en estos sectores las industrias que intervienen “demanden gran capital y tiendan a las concentraciones, caracterizándose por la presencia de grupos o conglomerados de gran poder económico, cuyo poder de mercado se multiplica. Es claro que, en materia de servicios financieros, servicios sanitarios, energía, telecomunicaciones, entre otros, el volumen de inversión inicial es significativo, por lo que sólo grupos empresariales poderosos tienen la capacidad económica para ingresar”. Más patente aparece en los llamados servicios de utilidad pública, como la transmisión y distribución eléctrica, los cuales dificultan “el logro de los objetivos de competitividad y eficiencia, configurando una situación desafiante para la regulación de la competencia”.

²⁰⁵ CAMACHO, Gladys (2007), Op. Cit., p. 156. Precisamente, la actividad de regulación, prolífica a partir de la liberalización de la economía y la subsidiariedad del Estado, se ha dado “a fin de asegurar que la actividad económica se realice con arreglo a la libre competencia, para lo cual utiliza técnicas diversificadas que combinan aquellas clásicas con otras de nueva factura, caracterizadas por su adaptabilidad al fin perseguido”.

²⁰⁶ En una tarea conjunta con los órganos específicamente creados para proteger la competencia. En nuestro país: la Fiscalía Nacional Económica y el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Así, dentro del mercado eléctrico, la indisponibilidad es una de las tantas fallas del mismo, ya que afecta directamente a los consumidores de energía eléctrica, en tanto el producto esencial del mercado eléctrico no se encuentra disponible.²⁰⁷

De esta forma, el mecanismo elegido — como una vía que entrega a lo menos un mínimo de protección en caso de que ocurran estas situaciones²⁰⁸ y que permita rellenar este vacío regulatorio—, fue una institución que toma la forma de un gravamen que debe soportar pecuniariamente quien suministra la energía (y luego, por repetición, quien haya ocasionado la falla), respondiendo frente a una responsabilidad legal y objetiva, cuyo núcleo fundamental es la corrección de una falla del mercado.

Finalmente, se descarta en este aspecto relativo a la fuente de la compensación —para despejar toda duda y posibles interpretaciones erradas que pretendan hacer extensivas las instituciones y principios del Derecho Civil—, que ella tenga su origen o fuente en el contrato de suministro del cliente con la distribuidora o que constituya una suerte de responsabilidad contractual, como ha pretendido buena parte de la doctrina.

²⁰⁷ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), p. 1.

²⁰⁸ Desde luego, se debe atender a la idea de que los “clientes libres” suelen ser grandes empresas, las cuales, naturalmente, cuentan con una mejor asesoría jurídica y económica que les permite una mejor defensa de sus intereses, de ahí que la propia LGSE no contenga una regulación para la comercialización directa con los clientes libres, a quienes se les permite negociar su propia tarifa (SEPÚLVEDA, Enrique (2010), p. 55).

CAPÍTULO II. LA REGULACIÓN LEGAL

Ya comprendida la forma del mecanismo compensatorio y sus especiales características, toca analizar ahora su aspecto normativo.

I. El contexto normativo legal y reglamentario

Lo primero que se debe observar al tratar la regulación legal de ambas compensaciones, es que en su análisis no se atenderá solamente al texto del artículo 16 B de la LSEC o al texto del artículo 72°-20 de la LGSE, que se limitan a esbozar algunas estimaciones poco concretas respecto de a qué equivaldrá la compensación, de su valorización y del cómo se efectuará, sino que resulta necesario tener a la vista, también, el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante RLGSE);²⁰⁹ la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante “NTSyCS”);²¹⁰ el Anexo Compensaciones Dx de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (En adelante “anexo compensaciones Dx” o “el anexo”), contenido originalmente en el Oficio Circular N° 4096 de 2005; la Ley General de Servicios Eléctricos²¹¹ y el Decreto

²⁰⁹ Es en el RLGSE donde se desarrolla una materia de singular relevancia para la temática de las compensaciones, al aclarar y delimitar las denominadas “indisponibilidades aceptables” en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, cuestión que se analizará en la aplicación de la normativa.

²¹⁰ COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio de enero de 2016” [en línea] http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2016/02/NTSyCS_Ene16.pdf?c8a750 [consulta: 2 de octubre de 2016].

²¹¹ En el Anexo de la SEC “Proceso Compensaciones Dx”, se detalla, define y concretiza el mecanismo compensatorio, para efectos de ordenar la forma en que aplica la normativa. (SEC. Anexos Proceso Compensaciones Dx [en línea] SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES. “Anexos Proceso Compensaciones Dx” [en línea] http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_DX/ANEXO_PROCESO_COM_PENSACIONES_DX.PDF [consultado el 12 de junio de 2016]). Sobre este último, hay que notar que constituye una manifestación de una discutible potestad normativa (que debería ser privativa de los órganos estrictamente reguladores) que tiene la SEC, en tanto le corresponde la interpretación de la normativa sectorial. Que sea un Anexo, implica que complementa y especifica otro Acto Administrativo que emanó de esta Superintendencia. De esta forma, el Anexo “Compensaciones Dx”, creado mediante la Resolución Exenta N° 9134 de 2015, que “reemplaza el proceso de entrega de información denominado compensaciones Dx”, establecido en la Resolución Exenta N° 5337 de 2014, que implementó el proceso STAR (El proceso STAR es aquel utilizado en el envío de

Supremo N° 31 del 6 de abril de 2017 del Ministerio de Energía que “Aprueba el Reglamento para la Determinación y Pago de las Compensaciones por Indisponibilidad de Suministro Eléctrico” (en adelante “reglamento de las compensaciones” o “DS N° 31 ME”), publicado en el Diario Oficial el 21 de julio de 2017; textos de carácter reglamentario que concretizan la aplicación técnico normativa de ambas disposiciones legales.

II. La compensación del artículo 16 B de la Ley N° 18.410

1. La aplicación

i. Conceptos relevantes de la normativa técnica y reglamentaria: interrupción, suspensión, indisponibilidad de suministro, energía no suministrada

De la lectura del artículo 16 B de la LSEC,²¹² se pueden constatar las siguientes particularidades y presupuestos básicos para lo que sigue:

información regulatoria y de fiscalización en el área energética a la SEC, denominado “Compensaciones Dx” (STAR significa “Sistema Tecnológico de Apoyo a la Regulación”), que a su vez reemplazó al proceso “Compensaciones II” contenido en el Oficio Circular N° 4096 de 2005 que “Establece un procedimiento de cálculo y de pago de compensaciones, asociadas a las interrupciones de suministro de origen interno y externo a nivel de distribución, que afectan a los usuarios sometidos a regulación de precios de los concesionarios de servicio público de distribución de energía eléctrica del país”, complementa a este último Acto Administrativo (el Oficio Circular N° 4096 de 2005) en lo que dice relación con el procedimiento a seguir relativo a las compensaciones del artículo 16 B de la LSEC (Para todos los efectos, este Oficio Circular N° 4096 de 2005, que establece el procedimiento de compensaciones, será referido como el Anexo Compensaciones Dx o el Anexo).

²¹² 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 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.”

- a) El artículo tiene como fin la compensación a los usuarios de precios regulados, esto es, aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, bajo una serie de circunstancias;
- b) Opera en los casos de interrupciones de suministro eléctrico que no se encuentren autorizadas por las leyes o reglamentos, según lo determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- c) El criterio que el legislador tiene a la vista, para que la compensación opere, es la interrupción o suspensión no autorizada, no refiriendo al lugar donde la falla se produjo ni quien la produjo;
- d) Imputa la responsabilidad del pago directamente a la concesionaria de distribución;
- e) Las compensaciones se abonan “de inmediato”, es decir, automáticamente;
- f) Deja a salvo el derecho de repetir contra terceros responsables, por parte del concesionario.

Como se podrá observar, en la aplicación práctica, estas conclusiones no son absolutas, existiendo ciertos alcances y excepciones.

En cuanto al análisis normativo propiamente tal, el inciso I de la norma del artículo 16 B establece el siguiente supuesto de hecho:

“(...) 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 (...)”.

Así, lo primero que toca dilucidar es qué se entiende por interrupción o suspensión.

La referencia concretizada de ambos conceptos se encuentra dentro del RLGSE, donde se prescribe lo siguiente (en lo referente a los valores de las suspensiones e interrupciones del suministro):

“Artículo 245.- 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:

a) En puntos de conexión a usuarios finales en 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 en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

(...)

Artículo 249.- En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión inferior a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión.

En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas en ninguna ocasión.”

Del análisis de ambas normas, se puede colegir que una interrupción es todo aquel evento o falla no autorizada que supera los estándares mínimos de disponibilidad del suministro, en conformidad a las normativas técnicas y reglamentarias.

Una suspensión, por su parte, es aquella interrupción del suministro eléctrico, de carácter programada (autorizada) en conformidad a la normativa técnica y reglamentaria vigente.

Enseguida, se puede observar que en el literal c) se agrega el concepto de indisponibilidad, que refiere, genéricamente, a todas aquellas interrupciones o suspensiones del suministro eléctrico que afecten a los usuarios finales.

Esta indisponibilidad, según se desprende del artículo 5-58 de la NTSyCS, puede ser de dos clases (denominadas “índices” en el concepto técnico):

a- Programada: aquella interrupción que toma la forma de la suspensión recién referida (esto es, una interrupción autorizada del suministro eléctrico);

En nuestro ordenamiento jurídico, son tales aquellas contenidas en el grupo “AUTOPRODUCIDOS” del Oficio Circular N° 2385 del año 2003, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Operaciones o maniobras en media tensión; operaciones o maniobras en baja tensión; normalización de reconexión provisoria; prestación de servicios de escolta, evento o apoyo; incorporación de nuevos clientes; obras nuevas o modificaciones de ingeniería; mantenimiento preventivo y cortes programados (fuera de los mantenimientos preventivos).

b- Forzada: aquella interrupción no autorizada.

A su vez, de la norma del artículo 245 del RLGSE, se podrá constatar que existen indisponibilidades programadas y forzadas de dos tipos:

a- Aceptables: “límites propios que individualmente las empresas de generación, transmisión o subtransmisión deben cumplir en cada nudo del sistema”.^{213 214}

b- No aceptables: aquellas que sobrepasan los límites o estándares normativos mínimos y que deben, por ello, ser incluidas en el cálculo de la compensación.

²¹³ VUCHETICH, Esteban. “Conceptos Para una Norma Técnica de Compensaciones”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, 2002, N°2, p. 345.

²¹⁴ la NTSyCS, en sus artículos 1-15; 5-68; 5-69; 5-70 y 5-72, se encarga de concretizar los parámetros de las indisponibilidades aceptables en generación y transmisión, materia altamente técnica y compleja.

La NTSyCS establece un criterio de horas - año para el cálculo de indisponibilidades aceptables para las empresas de generación y transmisión, y de la suma de ambas, se obtiene una indisponibilidad total, que es aquella que refiere el literal c) del artículo 245 y el artículo 10 – 3 de la NTSyCS.²¹⁵

Para efectos de calcular las compensaciones del artículo 16 B —y por aplicación literal de estas reglas—, se deben considerar, en el cálculo, como prescribe en específico la letra c) del artículo 245 del reglamento, las indisponibilidades aceptables a nivel de transmisión y generación, es decir, “se ajusta la magnitud del monto de compensaciones que han de pagarse al tiempo, por cuya disponibilidad de servicio, han pagado dichos clientes”,^{216 217} teniendo presente el funcionamiento de todos los operadores: a las indisponibilidades aceptables forzadas (no autorizadas) y programadas se le descuentan los valores de la indisponibilidad total (indisponibilidad autorizada que supera los estándares, sumada a la indisponibilidad forzada).

Por su parte, en cuanto al segmento distribución en específico, la NTSyCS trata la temática de la continuidad del suministro eléctrico (“Índices de continuidad” del artículo 5-62). Las variables que se tienen en cuenta son la duración (denominado “tiempo” en el Anexo Compensaciones Dx”) y la frecuencia de las interrupciones o suspensiones del suministro eléctrico²¹⁸ (artículos 245, 246, 247 y 249 del reglamento) y se toman como bases —para realizar un “estudio de continuidad de suministro”— las indisponibilidades aceptables, las inversiones suficientes de los operadores y la operación (más) segura.

Estos preceptos reglamentarios y técnicos configuran los parámetros o rangos de los indicadores generales de continuidad de servicio, esto es: los valores máximos que se deben

²¹⁵ En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada “Indisponibilidad Total” (esta columna es una suma las indisponibilidades de los otros dos segmentos).

²¹⁶ QUINTANILLA, Jorge, (2014), Op. Cit., p. 228.

²¹⁷ *Ibíd.*, p. 229. Ello incentiva a evitar las fallas que generen cortes no autorizados, para no incurrir en la responsabilidad estricta por el daño que siempre generan.

²¹⁸ VUCHETICH, Esteban (2002), Op. Cit., p. 344.

cumplir a nivel de usuarios finales (interrupciones en sentido estricto), sumados a la duración de las desconexiones programadas (suspensiones) que superan los patrones técnicos aceptables.

Todos estos valores aquí tratados, permiten determinar el supuesto de hecho de la norma: la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio (que constituya una indisponibilidad no aceptable en una ventana anual: 12 meses calendario inmediatamente anteriores al mes proceso, que es aquel utilizado como base para el cálculo de las compensaciones²¹⁹).

Por ello, lo que se compensa es todo aquello que exceda de los límites establecidos por la indisponibilidad total (suma de las indisponibilidades aceptables) y por el artículo 245 (para instalaciones de distribución, en cuanto a interrupciones y suspensiones que superen esos márgenes): esto es, aquella que sufre el cliente en cuanto a la prestación del suministro proveniente de fallas de las instalaciones de todos los operadores, englobando los indicadores de calidad de suministro en la generación y transmisión (artículo 5-58 NTSyCS),²²⁰ por una parte, y especialmente los indicadores de continuidad en el segmento distribución, por la otra, todos los cuales se redirigen a los conceptos de frecuencia y duración de la interrupción no autorizada y las suspensiones temporales no programadas (autorizadas que superan los márgenes permisibles).

De ahí que calidad y continuidad son partes del atributo más esencial del sistema eléctrico: la confiabilidad, que constituye el fundamento último de las compensaciones por indisponibilidad, como lo se refirió con anterioridad.

²¹⁹ Conceptualización creada por la SEC, en uso de unas discutibles facultades normativas para concretizar preceptos de la NTSyCS (p. 9 y 10 del Anexo Compensaciones Dx).

²²⁰ “Artículo 5-58. La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de los índices de Indisponibilidad de las instalaciones de generación y de transmisión. A estos efectos la DP deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión (...)”.

ii. Aplicación práctica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a través del Anexo Compensaciones Dx en la distinción de las fallas

Lamentablemente, la SEC ha utilizado dudosos e injustificados criterios para la aplicación de la normativa relativa a los índices de indisponibilidades y de continuidad.

El fiscalizador sostiene que, para efectos del cálculo, no procede descontar las indisponibilidades aceptables de generación y transmisión.²²¹

La SEC ha confirmado su interpretación en las causas judiciales donde se ha requerido su intervención, tal como ocurrió, por ejemplo, en el informe del recurso de reclamación Rol N° 2150-2012, deducido por la Compañía Eléctrica del Litoral S.A, donde señaló al tribunal que:

“Cabe consignar que las disposiciones sobre indisponibilidad relativas a la calidad de suministro que afectan a las interrupciones de suministro de origen interno y externo dentro del nivel de distribución, que se encuentran contenidas en los artículos 245, 249 y 25 transitorio del decreto N° 327, de 1997, de Minería, se refieren a parámetros de calidad de suministro del señalado texto normativo y establecen estándares y normas de calidad de servicio que deben ser cumplidos por las empresas fiscalizadas en el nivel distribución (...)

Pero ese es un tema distinto del pago de compensaciones, porque de acuerdo con la norma del artículo 16 B, de la Ley 18.410, el pago de la compensación, sin perjuicio de las sanciones que correspondan, es siempre procedente e inmediato, cuando se trate de interrupciones no autorizadas de suministro de energía eléctrica (...).²²²

Si bien la SEC separa correctamente las compensaciones de las sanciones por infringir la normativa con un corte no autorizado (sosteniendo que estas se refieren a parámetros relativos a la calidad de suministro, cuestión que sería distinto al pago de las compensaciones mismas), no se explica por qué sólo se deberían considerar las indisponibilidades en cuanto se traten de interrupciones con origen en instalaciones de distribución, sin observar las de los otros dos segmentos, a efectos de realizar el descuento entre energía efectivamente suministrada v/s energía no suministrada (Como se verá, de la propia interpretación del Anexo Compensaciones

²²¹ QUINTANILLA, Jorge, (2014), Op. Cit., p. 226.

²²² En esta causa, la Superintendencia basa su exposición evacuando traslado en el Oficio Ord. N° 10855 de 2012.

Dx de la SEC, se puede colegir que estas igual deben incluirse a efectos de calcular la compensación).

QUINTANILLA critica la hermenéutica del fiscalizador, señalando que resulta manifiestamente ilegal y excede sus potestades, por cuanto deja sin efecto, mediante un acto administrativo, una parte singular de la disposición reglamentaria, decidiendo no aplicarlo discrecionalmente, no obstante que en el periodo anterior al año 2010 sostenía lo contrario.²²³

224

²²³ Es muy probable que el criterio que ha seguido nuestra Superintendencia se deba a razones de carácter más bien político que jurídico, en atención a los apagones ocurridos en el año 2010, donde se terminó removiendo a la Superintendente de aquel entonces, Patricia Chotzen (ESTURILLO, JESSICA. Raineri: "Chotzen no fue lo Suficientemente Proactiva en la Sec" [en línea] <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=76472> [consulta: 2 de enero de 2016]). En el entendido de que las Superintendencias son organismos esencialmente fiscalizadores y sancionadores (OCDE (2016), Op. Cit., p. 71; 73), y que si bien son instituciones con “un alto grado de autonomía —ya que se las considera órganos desconcentrados”, dice el informe (aunque más bien son descentralizados)— y tienen estatuto y entidad jurídica propios, fallan en un aspecto fundamental de un “buen regulador”: la independencia. Así, en el marco de la evaluación de las instituciones reguladoras de Chile, el estudio de la OCDE sobre la “Política Regulatoria” en nuestro país, sostiene que el derecho contemporáneo —y la necesidad de especialización— exige la existencia de órganos reguladores independientes que se distingan de los simples organismos administrativos, creados por la directiva de las administraciones estatales. Estos órganos se caracterizan, principalmente, por ser responsables e independientes y contar con competencias y miembros ajenos a la interferencia política de corto plazo, capaces de resistirse a ser captados por grupos de interés (Ibíd., p. 78). En concreto, en materia de superintendencias, el informe afirma que estas —no obstante su autonomía y personalidad jurídica— “están vinculadas al ministerio que encabeza el sector económico en que actúan, lo que reduce su autonomía”, existiendo, en definitiva, en el nombramiento y remoción de los miembros, y en especial de la máxima autoridad: “dependencia política del Ejecutivo”, tal como quedó demostrado en el caso en comento (Ibíd., p. 86 – 87).

²²⁴ Si bien lo que señala Quintanilla es correcto, en tanto la SEC ha inaplicado una disposición reglamentaria, sin justificación racional alguna, la distinción que propone para solucionar el problema es inadecuada, cual es la de distinguir la responsabilidad culposa (en interrupciones “por culpa”) y las indemnizaciones por sanción, ya que, —como se analizó en relación a la naturaleza jurídica de la compensación— estas constituyen verdaderas cargas o gravámenes para la distribuidora. De ahí que el autor confunda los conceptos y explique la materia como si existiese un régimen de responsabilidad civil al compensar, sin atender a la calidad que detenta quien produce la falla (no menos son operadores del sistema eléctrico), de suerte que, si bien es efectivo que el régimen de compensación del artículo 16 B no constituye una sanción administrativa, no es correcto sostener que: “la historia de la Ley N° 19.613, que introdujo esta disposición, (...) 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 experimenten los clientes regulados por la interrupción o suspensión de suministro eléctrico”. (QUINTANILLA, Jorge (2014), Op. Cit., p. 223). En este sentido, no obstante la norma efectivamente establece una “evaluación legal” (típica de los regímenes de responsabilidad objetivos), no son perjuicios los que se compensan o avalúan, sino la indisponibilidad, limitándose a corregir un desequilibrio o falla del mercado y no a reparar daños (DIAZ, Regina (2007), Op. Cit., p. 93. “Frecuentemente, cada vez que el legislador ha objetivizado la responsabilidad, ha fijado un límite de los perjuicios que se indemnizarán.”).

Finalmente, para la materialización práctica de todas estas normas técnicas y reglamentarias antes referidas, el “Anexo Compensaciones Dx” de la SEC realiza una distinción entre dos tipos de interrupciones no autorizadas, de lo cual se puede constatar que, dentro del cálculo de las compensaciones, de todas formas se deben incluir las indisponibilidades de las actividades de generación y transmisión:

- a) Interrupciones internas: aquellas interrupciones que tienen su origen dentro de las instalaciones de la concesionaria de distribución correspondiente;
- b) Interrupciones externas: aquellas interrupciones que tienen su origen fuera de las instalaciones de la concesionaria de distribución correspondiente.

En este lugar, se deben precisar algunas cuestiones técnicas, según el mismo Anexo, para concretizar la disposición del artículo 16 B.

Las interrupciones no autorizadas y que dan lugar a una compensación automática (aquí aparece un alcance de la automaticidad que pregona el artículo 16 B) para los usuarios finales regulados, son sólo unos tipos específicos de interrupciones dentro del sistema eléctrico, como se observa a partir de esta distinción:

I- Primer Grupo de Interrupciones Imputables Dx:²²⁵

- 1) Interrupciones que sí se consideran para el cálculo de compensaciones a los clientes finales:

²²⁵ Estas interrupciones deben ser identificadas por las concesionarias mismas, de forma mensual, tomando una ventana de tiempo de 12 meses calendario inmediatamente anteriores al mes de cálculo, como detalla el anexo. Cuando haya identificado todas las interrupciones no autorizadas, si encuentra alguna que no ha sido compensada con anterioridad (en meses anteriores), debe hacerlo en ese mes que compensa. Una vez que una interrupción que supera los estándares fue compensada, no puede ser nuevamente compensada. Para estos casos, cada suministrador debe entregar una lista con las interrupciones, teniendo un plazo que vence los días 15 de cada mes. Cuando las interrupciones están en la etapa de identificación, se denominan “interrupciones en proceso”. Luego, la concesionaria debe señalar cuales son los clientes finales afectados, dividiéndolos en grupos de baja y media tensión, según la tarifa, y luego se hacen las identificaciones de las interrupciones (detalladas en las páginas 10 y 11 del Anexo Compensaciones Dx), distinguiendo entre aquellas no autorizadas por criterios de frecuencia y tiempo y suspensiones temporales programadas no autorizadas.

- a) Las interrupciones internas ocurridas dentro de instalaciones del distribuidor que compensa;
 - b) Las interrupciones externas a nivel de distribución de duración superior a 3 minutos (de suerte que hace más patente la responsabilidad objetiva al compensar, haciéndolo responsable de los problemas que estén fuera de su ámbito de control, excluyendo la posibilidad de exonerarse mediante caso fortuito o fuerza mayor), esto es, aquellas interrupciones ocurridas en instalaciones de otro distribuidor – suministrador, informadas como externas por el distribuidor que compensa a su respectiva área de concesión;
 - c) Las suspensiones temporales programadas (hay que recordar que ella, a efectos técnicos, son interrupciones autorizadas, pero cuando superan los márgenes permisibles, pasan a ser no autorizadas igualmente), referidas en el artículo 248 del RLGSE.
- 2) Interrupciones que no se consideran para el cálculo de las compensaciones a los clientes regulados:
- a) En principio, se excluyen las interrupciones calificadas como casos fortuitos o fuerza mayor, pero si la SEC las recalifica como internas, esto es, que tienen su origen dentro de las instalaciones de la distribuidora, de todas formas se deben recalcular y compensar (ahora no automáticamente, sino previa instrucción). A su vez, si la interrupción ocurrida a nivel de generación o transmisión es calificada como caso fortuito o fuerza mayor, la interrupción a nivel de distribución también lo será: si no lo fuere, también se deberá compensar, previa instrucción (confirmando así, contrario sensu, que las indisponibilidades aceptables si se deberían tomar en consideración para calcular el monto final de la compensación, excluyéndola del monto a compensar cuando es calificada como caso

fortuito o fuerza mayor, teniéndose así como una indisponibilidad que no supera los márgenes, a efectos prácticos);

- b) Aquellas ocurridas al interior de las instalaciones de los clientes y que no afecten al resto de los usuarios conectados a la red (entre las cuales se consideran los suministros impagos).

Este primer grupo de interrupciones imputables Dx hace operar “automáticamente” al mecanismo compensatorio.

II- Segundo grupo de interrupciones imputables no Dx:²²⁶

- 1) Las interrupciones externas a nivel de generación;
- 2) Las interrupciones externas a nivel de transmisión.

Estas son interrupciones que tienen su origen fuera de las instalaciones de distribución. Se llaman no imputables, al tener que excluirse de forma necesaria del ámbito de control de las concesionarias distribuidoras, en atención a que la NTSyCS (5-68) señala que será responsabilidad de cada propietario (en relación a la generación y transmisión) tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a los estándares de disponibilidad.

No obstante, esta exclusión no implica que este segundo grupo de interrupciones no se compensen, pudiendo dar lugar a la aplicación del mecanismo del artículo 16 B cuando se afecte la disponibilidad de suministro, bajo la forma de una “compensación instruida”.

²²⁶ En el caso de este tipo de interrupciones, la SEC debe emitir el instructivo de cálculo y pago de la compensación, donde se debe indicar la fecha, hora y subestaciones, y cada distribuidora deberá identificar las interrupciones que deba incorporar en el cálculo y pago de compensaciones. En estos supuestos, las concesionarias deben determinar el tiempo de la indisponibilidad de cada usuario afectado.

Lo anterior ocurre sólo una vez que la Superintendencia realiza la investigación respectiva, determinando al culpable de la falla e instruyendo la operación del mecanismo,²²⁷ teniendo presente que dicha culpa no equivale a una conducta infraccional o no, sino a la inexistencia de un caso fortuito o fuerza mayor, lo cual resulta concordante con lo señalado respecto del grupo de compensaciones Dx.

Cabe destacar que este último grupo de indisponibilidades es el incluido expresamente en el nuevo artículo 72°-20 de la LGSE (como fallas propias de esas instalaciones no concesionarias de distribución), cuya compensación igualmente corresponde al distribuidor, quien, una vez acreditado el pago, requerirá los montos a los operadores que sean individualizados como responsables de la falla o evento que genera indisponibilidad. De ahí que, transcurrido el 31 de diciembre del año 2019 —fecha hasta la cual se aplicará la reglamentación del artículo 16 B para el cálculo de las compensaciones de artículo 72°-20—, se debe entender que los criterios referidos a fallas ocurridas fuera de las instalaciones del segmento distribución, es decir, aquellas de carácter externo, deben abandonarse, toda vez que la legislación que entrará a regir en un segundo periodo transitorio conllevará la aplicación directa de la norma citada de la LGSE (con la limitación del monto a compensar, valorado en 10 veces el valor de la energía vigente, conforme señala el artículo diecinueve transitorio de la Ley N° 20.936).

Por último, es menester señalar que, como consecuencia de la distinción sanción-compensación, el hecho de que existan “recursos o plazos pendientes para impugnar las sanciones definidas al respecto por la autoridad, en modo alguno constituye algún impedimento para que, en tanto se encuentre acreditado que la interrupción de suministro no es de aquellas autorizadas por la ley o los reglamento, se haga efectivo, desde ya, el derecho de los usuarios a ser compensados.^{228 229}

²²⁷ Estas son las compensaciones instruidas, tratadas en el “Anexo N° 3: interrupciones a compensar” (dentro del Anexo Compensaciones Dx). Ellas se pagan previo instructivo de cálculo o de pago, indicando fecha, hora y subestación.

²²⁸ Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Oficio Ord. N° 10855.

²²⁹ El cual, como ya se ha dicho, debe cumplirse mediante el abono inmediato de las compensaciones a los usuarios afectados, “sin perjuicio de las sanciones que correspondan”.

2. Determinación de la falla

Corresponde ahora determinar cuáles son los criterios para saber cuándo se está en presencia de una falla.

La respuesta aparece, simplificada, en el sustrato de la norma: cuando la interrupción o suspensión no sea autorizada.

A la regla de la falta de autorización se llega por descarte. Así, son casos de interrupciones o suspensiones autorizadas los siguientes:

- a- La del artículo 141 de la LGSE (ex artículo 84), que opera para los supuestos en que el cliente regulado se encuentre en incumplimiento del pago de la tarifa del contrato de suministro eléctrico:²³⁰

“Artículo 141°. - En caso de servicios que se encuentren impagos, el concesionario podrá suspender el suministro sólo después de haber transcurrido 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga.”

- b- El caso de los llamados “Decretos de Racionamiento”, que proceden en el supuesto de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, contemplado en el artículo 163 de la LGSE.
- c- El del artículo 248 del Reglamento de la LGSE, que contempla el caso de suspensión o interrupción autorizada para efectos de realizar reparaciones o mantención por parte del distribuidor:

²³⁰ Es interesante señalar que algunas compañías distribuidoras hicieron caso omiso a esta norma hasta el año 2006, ante lo cual la Superintendencia señaló que la misma se encontraba establecida en beneficio de los propios consumidores: “Dicha norma, a juicio de esta Superintendencia, constituye una de orden público, establecida en beneficio y protección de los consumidores de energía eléctrica frente al mayor poder de empresas que prestan una función de servicio público a la comunidad” (Oficio Circular N° 3200 de 2006).

“Cualquier concesionario de distribución podrá programar la suspensión temporal del servicio en alguna parte de la red, cuando sea necesario para mantenimiento, reparación, ampliación o conexión de nuevos clientes, informando a los consumidores finales con un mínimo de 72 horas de anticipación. Estas suspensiones no se podrán efectuar en horas de punta y se realizarán, siempre que ello sea posible, en los días y horas que menos afecten a los consumidores finales.”

- d- El del mismo artículo 248 del Reglamento de la LGSE, en su inciso tercero, cuando señala que puede haber suspensiones o interrupciones autorizadas provenientes de las empresas generadoras o del transmisor:

“Las suspensiones programadas de las empresas generadoras y de transporte, que afecten a empresas distribuidoras, deberán ser avisadas a éstas por el CDEC correspondiente con una anticipación mínima de 120 horas.”

Con todo, es menester recordar que las suspensiones programadas (letras c y d), cuando superen los estándares técnicos normativos exigidos para el periodo de la ventana anual, también deben ser compensadas (por ello se incluyen en el grupo de interrupciones imputables, con compensación automática).

- e- Finalmente, el regulador ha creado un nuevo caso práctico en el artículo 76 del nuevo reglamento de Servicios Complementarios,²³¹ a propósito de las denominadas “reducciones de demanda”, cuyo texto sostiene que:

“Las interrupciones de suministro que afecten a Usuarios Finales, que se produzcan debido a reducciones de demanda por la prestación de Servicios Complementarios, no serán contabilizadas como indisponibilidad de suministro de energía eléctrica no autorizada a efectos de lo establecido en la normativa vigente”.²³²

²³¹ Decreto Supremo N° 113 de 2017 que “Aprueba reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

²³² El análisis detallado de este novedoso supuesto, se encuentra tratado en el reporte de este trabajo.

De esta forma, todos los supuestos no contemplados en estos casos aparecen como aquellas interrupciones o suspensiones no autorizadas.²³³

3. Análisis pormenorizado del caso fortuito o fuerza mayor

La aplicación de la institución del caso fortuito o fuerza mayor, en este tipo de compensaciones, posee un tratamiento especializado y concretizado por la reglamentación de la SEC. Ello se debe, especialmente, al reconocimiento que ha hecho el organismo fiscalizador de la existencia de un régimen de responsabilidad objetiva.

En el Anexo Compensaciones Dx, se sostiene que, respecto del “segundo grupo de interrupciones imputables no Dx”, cuáles son las interrupciones externas a nivel de generación y de transmisión (interrupciones forzadas no aceptables), no opera automáticamente la compensación, sino que lo hace sólo cuando la Superintendencia realiza la investigación respectiva y determina al culpable de la falla, instruyéndola (teniendo presente que dicha culpa no equivale a una conducta —o subjetividad— infraccional o no, sino a la inexistencia de un caso fortuito o fuerza mayor que destruya el nexa causal de la responsabilidad).

Así, de no proceder el caso fortuito o fuerza mayor, deberá compensar el distribuidor, quien luego podrá repetir contra el que ocasionó la falla externa y aparece sindicado como responsable.

A su vez, en el grupo de “interrupciones imputables Dx”, se le puede permitir al distribuidor excusarse de su responsabilidad objetiva de compensar, bajo un caso fortuito o fuerza mayor

²³³ Una cuestión relevante, que podría tener a la vista el regulador, es confeccionar una lista de casos en que existan interrupciones no autorizadas o autorizadas (así como lo ha hecho para determinar los supuestos de caso fortuito o fuerza mayor) —más allá de que en nuestro país son tales cuando superan ciertos estándares— tal como ocurre en la típica casuística del derecho anglosajón, cuestión que también se plasma en materia de compensaciones. Así, en un folleto informativo de la distribuidora eléctrica inglesa “UK Power Networks”, se detallan algunos de los casos más relevantes de cortes de suministro energético (UK POWER NETWORKS. “¿Corte De Energía? Suministrar Energía Es Nuestra Prioridad” [en línea] http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/es/useful-information/UKPN08514%20Domestic%20CS%20A5%20V7_Spanish.pdf [consultado el 4 de enero de 2016]).

que destruya el nexo causal con el gravamen de compensar (lo cual resultará prácticamente imposible de acreditar, como se verá).

Cabe recordar, en este punto, que la responsabilidad objetiva no excluye al caso fortuito o fuerza mayor, sino que lo limita o restringe a ciertos supuestos, por cuanto la ley coloca el riesgo de cargo de quien realiza cierta actividad (que por regla general será un experto en dicha materia).

En este sentido, la SEC ha elaborado una serie de criterios para los hechos constitutivos de caso fortuito o fuerza mayor, los cuales se han plasmado en el Oficio Circular N° 5337 del 18 de mayo de 2012, que recoge los estándares que históricamente se han elaborado y establecido en la Resolución Exenta N° 1283 de 2007, en el Oficio Circular N° 2385 de 2003 y en el Oficio Circular N° 2157 de 2004.

El fundamento del cómo se ha aplicado la institución del caso fortuito o fuerza mayor radica en los mismos principios y directrices que guían a las compensaciones.

Así, hay que recalcar, primeramente, en la definición del artículo 225 de la LGSE, relativa a la calidad de suministro como el “componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.”

A su vez, el artículo 223 del RLGSE particulariza que “La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.”

Finalmente, el artículo 224 del mencionado reglamento, señala que “La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en este reglamento, compete a cada concesionario (...) La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro será también exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico. Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del

suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.”

Es así como la propia ley reconoce la institución del caso fortuito o fuerza mayor, por la sencilla razón de que si todos los hechos fuesen imputables a los operadores del Sistema, el costo de operación del mismo sería infinito²³⁴ y atentaría, en último término, contra la competencia en el sector, objetivo primordial que deben tener el legislador y los reguladores de un mercado regulado.

Evidentemente que el mecanismo compensatorio que más aplicación práctica ha tenido es el del artículo 16 B, ya que el sistema eléctrico puede fallar de muchas formas no autorizadas (y en la generalidad de los casos no se proyectan déficits energéticos, que hacen operar la otra compensación objeto de este trabajo, bajo un supuesto de interrupción autorizada).²³⁵

Es por ello que se le dedica este apartado especial a esta institución clásica de la responsabilidad, sin perjuicio de que los mismos criterios deberían aplicarse a la norma nueva del artículo 72°-20 de la LGSE, no obstante, lo más adecuado sería que, de aquí al 31 de diciembre del año 2019, cuando se deje de aplicar la fórmula de cálculo del artículo 16 B para los casos del artículo 72°-20, se elabore una lista actualizada con los criterios, divididos por cada operador,²³⁶ incluidas las instalaciones de distribución, para dar así un entendimiento e interpretación transversal a la institución del caso fortuito o fuerza mayor respecto de ambos tipos de las compensaciones por indisponibilidad de suministro).

Según lo tratado, y que confirma los criterios que ahí se expusieron (de calificación interna y externa), la SEC señala, en el mencionado acto administrativo —relativo al caso fortuito o fuerza mayor—, que el objeto de esta clasificación es “disminuir los altos costos que tiene, tanto para la labor fiscalizadora de la Superintendencia como para las empresas concesionarias, el tener que aportar en cada evento reportado como caso fortuito o fuerza mayor, todos los

²³⁴ ATS ENERGÍA S.A. “Informe Final: Propuesta Metodológica Para Análisis y Clasificación de Interrupciones Provocadas por Fuerza Mayor o Caso Fortuito. Informe preparado para el Ministerio de Energía y SEC”. Santiago, 2015. p. 1.

²³⁵ Sin perjuicio de que dentro de las interrupciones no autorizadas se incluyen las suspensiones (en principio autorizadas) que superan los márgenes anuales permisibles (deviniendo en no autorizadas).

²³⁶ En cuanto estos se refieran también a instalaciones de generación, transmisión o las que operen servicios complementarios.

antecedentes que así lo acrediten”, por ello “ (...) esta Superintendencia elaboró una Tabla de Causas de Interrupciones, donde se indica el código, clasificación, descripción y calificación (externa, interna o fuerza mayor) de cada causa.”

Entonces, los tipos de interrupciones no autorizadas pueden ser:

- a- Internas o causadas en equipos de la concesionaria de distribución;
- b- Externas o causadas en equipos de generación o transmisión;
- c- Producidas por caso fortuito o fuerza mayor, cuando así sea recalificado por la SEC, a partir de los antecedentes que se acompañen.

Estas últimas interrupciones, tratadas en el literal c), son una excepción al principio de la calidad y continuidad de servicio, de ahí el hincapié a su referencia en párrafos anteriores.

Lo primero que se debe notar es que la SEC confirma la dificultad probatoria que subyace a las distribuidoras, quienes responden objetivamente al compensar en los casos de las fallas internas —que se encuentran dentro de su ámbito de control—, a tal nivel que para “aquellos hechos causantes de una interrupción que no posean medios probatorios, o éstos fuesen insuficientes para acreditar su ocurrencia, imprevisibilidad o irresistibilidad, automáticamente serán considerados como interrupciones internas, de responsabilidad de la empresa”.²³⁷

Esto equivale a decir que la ley establece, a lo menos, una presunción de responsabilidad de falla interna ante la falta de antecedentes probatorios.

Ello implica, además, reconocer que la Superintendencia ha decidido guiarse por los requisitos tradicionales del caso fortuito, consagrados en el artículo 45 del Código Civil, no obstante ha dado a los mismos una particular implementación.

²³⁷ Oficio Circular N° 5337 de 2012, p. 2.

Sobre el caso fortuito o fuerza mayor, en relación a las distribuidoras, la SEC ha estratificado las interrupciones propuestas, según la familia de la causa y el alimentador afectado, fijando, para cada grupo, un estándar de frecuencia.

Cuando una interrupción esté por sobre ese estándar, será aceptada como caso fortuito o fuerza mayor, siempre y cuando se logre acreditar con los medios probatorios suficientes (esto es lo que será altamente complejo).

Cabe destacar, también, que son las divisiones jurídicas de las Direcciones Regionales de la SEC, las encargadas de recalificar una interrupción como caso fortuito o fuerza mayor, generando el problema de la falta de uniformidad de los criterios.²³⁸

La tabla actual de la causa del caso fortuito considera criterios que distinguen otras subclasificaciones, como por ejemplo:

- a- Con causa externa y que se califican como interrupciones externas: esto es, no provenientes del hecho del distribuidor, aunque igual pueden dar origen a la compensación de no ser tenidas por caso fortuito o fuerza mayor: baja frecuencia, falla en el sistema de control, falla en subestación, intempestivas de generación y transmisión, obstrucción por parte de algas del agua refrigerada, entre otras;
- b- Con causa interna e imputables al distribuidor: condiciones atmosféricas en general (particulariza: temperatura extrema alta, hielo, lluvia, nieve, granizo, etc.), salvo las descargas eléctricas por rayos, (que son tenidas por caso fortuito); actos vandálicos que no sean alambres lanzados a los cables, disturbios, robo de un conductor, robo de equipo, hurto de energía, entre otras;
- c- Fuerza mayor o caso fortuito: los causados por vehículos de altura mayor a 4.50 metros que botan un cable de distribución, los árboles que ocasionen daño en casos de faenas forestales, los accidentes (choque de vehículo a poste, accidente aéreo, deslizamiento, etc.), los racionamientos eléctricos con decretos vigentes, entre otras.

²³⁸ ATS ENERGÍA S.A (2015), Op. Cit., p. 17.

Se puede notar, analizando los criterios, que muchas causas observadas bajo los principios tradicionales de la institución del caso fortuito en el Derecho Civil, constituirían impajaritiblemente uno de ellos. Así ocurre, por ejemplo, con la caída de árboles, la colocación de lienzos, una poda indebida por parte de la Municipalidad, pelletazos, volantines, intervención de animales, condiciones atmosféricas, etc. Sin embargo, en el caso concreto del sistema eléctrico, el organismo fiscalizador ha decidido imputarlos igualmente como fallas internas al concesionario.²³⁹

Esto confirma el carácter de responsabilidad objetiva que este tiene al momento de compensar y, en consecuencia, la especial forma que toma el caso fortuito en este marco de Derecho Administrativo. Lo mismo ocurre con las causas externas, como por ejemplo la entrada de algas a la refrigeración, fallas en los sensores de temperatura en generación, acciones de terceros, errores operativos, etc. muchas de las cuales, sin los estándares especiales que tiene el caso fortuito o fuerza mayor en materia eléctrica, podrían ser tenidas como una causal de exoneración, y por ello, no compensables.

Así, resulta posible afirmar que la implementación del caso fortuito o fuerza mayor en las compensaciones, si bien sigue los requisitos tradicionales de imprevisibilidad, irresistibilidad y externalidad, es bastante particularizada.

En concreto, el caso fortuito se encuentra definido en el artículo 45 de nuestro Código Civil, como aquel hecho:

“(…) imprevisto a que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.”

La interpretación tradicional que se hace de este precepto agrega el requisito de la ajenidad o exterioridad, junto a los mencionados de la imprevisibilidad e irresistibilidad, todos los cuales,

²³⁹ De ahí que se afirma que la ley realmente coloca el riesgo de la actividad en el suministrador, yendo mucho más allá de una mera presunción de responsabilidad.

cuando concurren copulativamente, hacen imposible el cumplimiento de la obligación (si es contractual) o de la conducta esperada, conforme al estándar de cuidado (si es extracontractual).

En este sentido, la ajenidad es la no imputabilidad al deudor, conforme al artículo 1547 del citado código, que señala que “el deudor no es responsable del caso fortuito” (por regla general) cuando este no sobrevenga por su culpa o durante su mora (lo cual se condice con una interpretación subjetivista de la culpa y que tocará probar el caso fortuito, en definitiva, a quien lo alega, en materia contractual).²⁴⁰ Lo mismo ocurre en materia extracontractual, ya que si el sujeto activo alega que el hecho dañoso ha sido constitutivo de caso fortuito o fuerza mayor, corresponderá a él acreditarlo.²⁴¹

Respecto de la imprevisibilidad, se ha señalado que esta consiste en lo que se sustrae a un cálculo de probabilidades efectuado por un hombre medio.²⁴²

Finalmente, la irresistibilidad es entendida en términos absolutos, como una forma de imposibilidad de superar el obstáculo representado por el caso fortuito.²⁴³

Esta interpretación tradicional observa la materia sólo desde un punto de vista netamente tradicional, resultando del todo descontextualizado en el marco normativo que rige a las compensaciones, por ello toca analizar los requisitos del caso fortuito desde una perspectiva actual —y más propia del Derecho Público—, atendiendo al especial rol que juega la empresa suministradora, en el caso particular del artículo 16 B de la LSEC, los demás operadores del sistema..

Respecto de la “exterioridad”, se sostuvo que tradicionalmente esta ha tenido una visión subjetiva, como un hecho que afecta al cumplimiento por motivos ajenos a la voluntad del deudor, o también como una suerte de inimputabilidad o exclusión de la culpa. En la actualidad, se ha introducido un concepto objetivo de esta exterioridad o ajenidad, donde se construye no

²⁴⁰ ALESSANDRI, Arturo; SOMARRIVA, Manuel y VODANOVIC. “Tratado de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 279.

²⁴¹ ALESSANDRI, Arturo (1943), Op. Cit., p. 600.

²⁴² BRANTT, María. “El Caso Fortuito y su Incidencia en el Derecho de la Responsabilidad Civil Contractual. Concepto y Función del Caso Fortuito en el Código Civil Chileno”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 11.

²⁴³ ALESSANDRI, Arturo; SOMARRIVA, Manuel y VODANOVIC, Antonio (2004), Op. Cit., p. 280.

en relación con la voluntad o conducta culpable, sino respecto de los bienes y personas que integran un establecimiento determinado.²⁴⁴ Por ello, se ha vinculado a la noción de riesgo de empresa, donde se toman en cuenta los peligros del espacio físico de la misma y los que involucra la actividad de preparación y ejecución de la prestación.²⁴⁵

Estos riesgos son propios de la actividad empresarial en particular y deben recaer sobre quien tiene el control del funcionamiento del negocio —en este caso, la empresa distribuidora—, dando lugar a una responsabilidad objetiva en relación a los accidentes comprendidos dentro del mismo. Por ello, a propósito de la compensación, el Anexo Compensaciones Dx de la SEC hace responsable de forma automática, esto es, objetivamente, al distribuidor, de toda falla proveniente del ámbito interno de su funcionamiento. De ahí que las causales de caso fortuito contenidas en la tabla del proceso de interrupciones del Oficio Circular de la SEC N° 5.337 de 2012, señalen materias que tradicionalmente serían constitutivas de caso fortuito o fuerza mayor, como hechos internos por los cuales debe igualmente responder el distribuidor, como consecuencia del riesgo que presenta el desarrollo de su actividad: caídas de árboles, aves, volantines, hechos de terceros como las Municipalidades, el traslado de medidores, postes inclinados, corrosión, vientos fuertes, etc.

Respecto del requisito de “imprevisibilidad”, la doctrina tradicional la ha identificado con las precauciones (y sólo restringido a estas) que deben adoptarse por quien realiza alguna actividad, de suerte que se hablaría de ella cuando el deudor hubiese hecho un cálculo de probabilidades adecuado y el hecho ocurriese aun con esas prevenciones.²⁴⁶ En este aspecto, la doctrina clásica efectúa un vínculo con la inevitabilidad del hecho, cuestión que, en la práctica, es distinta a la imprevisibilidad propiamente tal.

Enseguida, el sentido actual que se le da, dice relación con la previsión: se anticipa la realización de algo que no ha ocurrido, pero que es probable que ocurra, es decir, se establecen

²⁴⁴ BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 64.

²⁴⁵ *Ibíd.*, p. 66.

²⁴⁶ FUEYO, Fernando. “Cumplimiento e Incumplimiento de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1991, p. 401.

las expectativas plausibles de que un determinado hecho impida el cumplimiento fiel y oportuno del deudor.²⁴⁷

La previsibilidad exigible va a depender del modelo de conducta esperado. Se debe recordar que el distribuidor es calificado como un experto en la operación de su negocio, además de tener a su cargo la actividad esencial de suministro eléctrico, bajo la forma de un servicio público, estar regido por una serie de principios y por estrictas normas propias de una relación de consumo con el usuario.²⁴⁸

Un nivel de certeza óptimo en la previsión de conducta implica, por ejemplo, que la empresa distribuidora tenga presente que en cualquier momento la generadora puede fallar en el suministro de energía, por ello su deber es anticiparse a licitar otros contratos con otras generadoras para respaldar la seguridad y continuidad del suministro que entrega al usuario final (hay que recordar que aquí estaría previniendo una interrupción externa, las cuales también pueden dar lugar a compensación).

Esto confirma su obligación de prever actividades que, si bien parecieran estar fuera de su ámbito de control normal, por el papel y grado de importancia que tiene —al erigirse como un servicio público—, se le exige la diligencia máxima en su conducta, teniendo que prever también aquellos hechos o circunstancias que pueden no ser tan frecuentes.^{249 250 251}

Finalmente, en relación al último requisito del caso fortuito, la “irresistibilidad”, se la ha relacionado tradicionalmente con el hecho de que el deudor debe hacer todo lo humanamente

²⁴⁷ BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 127 – 128.

²⁴⁸ De modo tal que este tiene siempre la expectativa de que la interrupción del suministro no ocurrirá, pudiendo desarrollar su vida normalmente, haciendo uso de la energía eléctrica.

²⁴⁹ Piénsese, por ejemplo, en el corte de las ramas de los árboles cercanos a la estación; el trabajo permanente para anticipar todos los riesgos que pueda sufrir una instalación: la colocación de carteles y avisos, el uso de personal de seguridad que vigile permanentemente los principales puntos de distribución, que la dirección de vialidad de la municipalidad mantenga en buen estado las calles por donde pasen los postes, para evitar choques, o que corte las ramas de los árboles sin pasar a llevar el cableado, etc.

²⁵⁰ BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 138.

²⁵¹ Por ejemplo, en el hipotético caso de los distribuidores de energía en Valdivia, donde el clima es del tipo oceánico (que lo caracteriza, dentro de la clasificación de Köppen, como del tipo Cf, es decir: templado húmedo, con precipitaciones durante todo el año), de suerte que deberá proteger los transformadores del agua o impedir que ingrese esta a las instalaciones. (WORLD CLIMATE. “Climate Data For 39°S 73°W Valdivia, Chile” [en línea] <http://www.worldclimate.com/cgi-bin/grid.pl?gr=S39W073> [consultado el 20 de abril de 2017]).

posible para satisfacer al acreedor, pues mientras exista un obstáculo que sea salvable, no hay caso fortuito.²⁵²

La doctrina moderna afirma que esta noción, con un alcance tan absoluto, debe ser moderada, de forma que el deudor haga lo necesario para cumplir (cuál es su objetivo último), impidiendo así que el hecho afecte el desarrollo de su prestación y que, si a pesar de ello, la inejecución igualmente se produce, la resistencia implicaría sobreponerse para cumplir de igual manera, aunque sea con posterioridad y en una forma distinta de la originalmente pactada, evitando a toda costa las consecuencias del incumplimiento.²⁵³

Sobre este punto, hay que detenerse nuevamente en la particularidad que posee la energía eléctrica: una vez producida, su consumo debe ser inmediato, conforme se demande la misma. Por ello, no se puede hablar de que el distribuidor está habilitado para cumplir con posterioridad y de forma distinta a la que la ley le impone (bajo estándares de seguridad, continuidad y calidad de suministro), ya que ello resulta imposible, toda vez que cualquier inejecución de esta prestación implicará una interrupción no autorizada del suministro.

Es especialmente el requisito de la irresistibilidad la razón por la que se sostiene que resulta casi imposible la exoneración de la responsabilidad de compensar para el distribuidor, respondiendo siempre objetivamente.

Estos criterios especiales para la institución del caso fortuito o fuerza mayor —aplicados en un mercado regulado, y en un marco propio del Derecho Administrativo— han sido recogidos por nuestra propia Corte Suprema, en un fallo donde reconoce que la actividad que realizan los operadores del sector eléctrico reviste un grado de responsabilidad, diligencia y expertiz mayor, debiendo prever hechos que, bajo una óptica estrictamente civil, no serían tenidos por caso fortuito o fuerza mayor.²⁵⁴

²⁵² BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 143.

²⁵³ BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 148.

²⁵⁴ Corte Suprema, Rol N° 822 – 2012. En el considerando Trigésimo Séptimo, el máximo tribunal señala “Que en relación a la alegación de caso fortuito o fuerza mayor debe tenerse presente que en virtud del principio de la continuidad del servicio público eléctrico, la prestación del mismo debe realizarse sin black out, salvo que se trate de una interrupción aceptada y prevista en la regulación por motivos de seguridad o instalación. Desde ese punto de vista el análisis de la causal de justificación debe ser realizada de manera excepcional o restrictiva. Por ello verificado el black out, el cual, si bien es un hecho poco común en cuanto a su magnitud, no por ello

4. La información base, el cálculo del valor definitivo de la compensación y su pago

i. Determinación de la información base del cálculo

El artículo 16 B de la LSEC señala que el valor de la compensación será:

“Equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento”.

A efectos de concretizar la norma, el Anexo establece que las empresas distribuidoras deberán recabar antecedentes y remitirlos a la SEC, los cuales servirán de base para el cálculo de las compensaciones.

Los antecedentes se envían según un determinado “periodo de información”, que equivale al mes y año que se usa como referencia para el pago (la ventana anual), mientras que el “cálculo

imprevisible o fortuito, ni atribuible a fuerza mayor, las empresas debieron tener previsto con antelación un protocolo de actuación para antes, durante y después de producirse una situación de ese tipo y no lo tenían. Existían fallas en los planes de recuperación del servicio, las que fueron detalladas en las resoluciones de multa que se reclaman y que no fueron desvirtuadas por las reclamantes”.

Continua en el considerando Trigésimo Octavo: “Que, en cuanto a los efectos del terremoto, no constituye un caso fortuito o fuerza mayor, atendido que no concurre el requisito de la imprevisibilidad por cuanto al día 14 de marzo de 2010 la existencia de continuas réplicas configuraba un fenómeno natural probable, sobre todo en la zona del epicentro, donde está emplazada la subestación eléctrica Charrúa. En las condiciones referidas no resulta atingente sostener que las empresas que integran los segmentos del CDEC-SIC se vieran enfrentados a un imprevisto imposible de resistir. De hecho, frente a la existencia del terremoto –oportunidad en que también se produjeron apagones- debió necesaria e inmediatamente planificarse una operación especial, lo que no se hizo. Precisamente era previsible que el desastre natural causara estragos en las instalaciones y sistemas de transmisión, sin embargo, ante ello, nada hizo el Directorio del CDEC-SIC. En fin, si bien los daños de los transformadores de la subestación eran desconocidos para el CDEC-SIC, lo cierto es que la actividad después del terremoto, era de una alta peligrosidad y los hechos pudieron haber ocurrido a raíz de otras fallas particulares, sin embargo, se podrían haber evitado o mitigado las consecuencias lesivas para el sistema eléctrico, si se hubieran adoptado las medidas de seguridad.”

Finalmente, en el considerando cuadragésimo séptimo, concluye “Que sobre la base de lo antes explicado, esta Corte considera que a la totalidad de las empresas sancionadas con multa en consideración particular al daño causado (número de horas del apagón) y la entidad de la infracción, teniendo en cuenta, que aun cuando el terremoto respecto del black out sub lite no configura un caso fortuito, al menos en este caso, reviste características que permiten presumir que sus efectos perduraron a través del tiempo, afectando gravemente la producción y transporte de la energía eléctrica, por lo que parece justificado que un generador o transmisor vea atenuada su responsabilidad. En esas circunstancias se hará una rebaja proporcional de las multas aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, respecto de los apelantes que así lo hubieren solicitado”.

definitivo” se hace en base a un mes proceso, que significa el mes y año que se utiliza como referencia específica para el cálculo dentro de la ecuación compensatoria.

En cuanto a la entrega de información misma, cabe destacar que ella es indivisible, debiendo la suministradora entregar aquella relativa a cada mes proceso de forma conjunta y en una oportunidad única (completitud de entrega), sin perjuicio de la posibilidad de recalificaciones, reenvíos por corrección o recálculo de las compensaciones.

Las compensaciones automáticas (interrupciones imputables Dx) tienen como mes proceso (el “mes de cálculo”) aquel en que se envía la información misma a la Superintendencia.

Las compensaciones que tienen el carácter de “instruidas”, se calculan según los antecedentes del mes y año en que ocurrió la falla en la instalación de la generadora o el transmisor respectivo, siempre y cuando la SEC hubiese instruido, ese mismo mes, el cálculo y pago respectivo, de lo contrario se tendrá por mes de cálculo el de la instrucción del fiscalizador.

En cuanto a las “compensaciones automáticas”, es obligación de las distribuidoras efectuar su cálculo y pago sin intervención alguna del fiscalizador, debiendo ellas mismas determinar, si a su juicio, concurren o no los requisitos de un caso fortuito o fuerza mayor (excluyéndola del pago, de ser así). No obstante, esta información debe ser igualmente recabada por las direcciones regionales de la SEC, donde el fiscalizador puede determinar que no procede la causal de exoneración e instruir una recalculación de la compensación al distribuidor, para que la pague al mes siguiente de la nueva determinación. En tal supuesto, procede que la operadora reenvíe la información a la SEC, considerando los nuevos antecedentes de ese mes proceso particular que se utiliza para recalcular la información, debiendo, de todas formas, enviar nuevamente la información original asociada, toda vez que la remisión de antecedentes es indivisible.

Estos nuevos antecedentes remitidos se numeran de la forma correspondiente según el mes proceso más alto, esto es, aquellos antecedentes nuevos (y completos) que se envían de forma posterior, deben tener un número “más alto” que aquellos enviados la primera vez, antes de la recalificación por la SEC (de lo contrario, la Superintendencia la tendrá por información inválida).

Si el distribuidor no envía información relativa a algún punto de consumo (“punto de consumo con valor cero”), se tendrá por no informado y la Superintendencia estimará que no procede compensación para ellos, sin perjuicio de las sanciones que correspondan por la omisión de antecedentes o la instrucción posterior del pago, en base a una posible recalificación de las fallas internas o externas no consideradas como constitutivas de caso fortuito o fuerza mayor.

ii. Cálculo y pago

A efectos del cálculo y pago se debe distinguir:

I- Compensaciones automáticas

1) Interrupciones internas:

Toca a las distribuidoras determinar sus propias interrupciones imputables Dx correspondientes y luego compensarlas.

Para ello, deben determinar mes a mes una ventana de tiempo de 12 meses inmediatamente anteriores al mes de cálculo y señalar las interrupciones imputables dentro de ese periodo que serán compensadas.

Si existiesen compensaciones de meses anteriores que no fueron compensadas, deben agregarse a estas otras (con el correspondiente reenvío de información).

Una vez que se ha compensado, no procede jamás un doble pago por el mismo mes de cálculo, salvo en aquellos casos en que ciertas compensaciones de ese mes no hubieren sido pagadas y se recalculen en otro mes posterior.

2) Interrupciones externas

En cuanto a las interrupciones externas ocurridas en una instalación de otro distribuidor - suministrador, cada distribuidora deberá entregar a la correspondiente concesionaria su lista de interrupciones, dentro de los primeros 15 días de cada mes.

La información corresponde a las interrupciones del mes anterior a la entrega.

II- Compensaciones Instruidas

1) Interrupciones imputables no Dx

Para su cálculo y pago, la Superintendencia emitirá un instructivo que indicará la fecha, hora y subestación donde la distribuidora debe incorporar, en el cálculo y pago, aquellas interrupciones ocurridas a nivel de generación y transmisión, no calificadas como caso fortuito o fuerza mayor.

Una vez realizadas las distinciones, se realiza una segunda clasificación, dependiendo del tipo de cliente a compensar (que es la clasificación propia del artículo 245 del RLGSE) y, dentro de cada grupo, se subdistinguen las interrupciones no autorizadas que superan los estándares de frecuencia, tiempo y aquellas suspensiones programadas que superan los márgenes técnico- reglamentarios, y, a su vez, dentro de cada subgrupo, se realiza una nueva clasificación, dependiendo si el cliente es urbano o rural (todas las subsiguientes a las norma del artículo 245 en el RLGSE):

I. Clientes finales en baja tensión

Son clientes con líneas de voltaje de baja tensión (en adelante, indistintamente, “BT” o “baja tensión”), aquellos que se encuentran conectados con su empalme eléctrico a líneas de voltaje inferior a 400 Volts

1) Interrupción no autorizada por frecuencia

En primer lugar, se ordenan las interrupciones, para cada cliente en BT, con un criterio cronológico.

Se identifican las primeras 22 interrupciones ocurridas para clientes urbanos y las primeras 42 interrupciones para clientes rurales.

Todas aquellas que superen estos márgenes, esto es: 23 o más para clientes urbanos o 43 o más para clientes rurales, serán no autorizadas.

2) Interrupción no autorizada por tiempo

Se ordenan las interrupciones, para cada cliente en BT, con un criterio cronológico.

Para clientes urbanos, se identifican las primeras interrupciones que, sumados sus tiempos de interrupción, no superen las 20 horas. Para clientes rurales, se identifican las primeras interrupciones que, sumados sus tiempos de interrupción, no superen las 30 horas.

Las que excedan de las sumas respectivas, serán tenidas por no autorizadas.

3) Suspensión temporal programada no autorizada

Para cada cliente en BT, se ordenan sus suspensiones temporales programadas de forma cronológica.

Se identifican las primeras suspensiones temporales programadas que, sumados sus respectivos tiempos, no superen las 12 horas de interrupción autorizada.

Las que excedan de 12 horas, son no autorizadas.

Además, si existen suspensiones de estas características que han ocasionado una indisponibilidad de suministro por más de 8 horas consecutivas, se tendrán igualmente por no autorizadas.

II. Cientes finales en media tensión

En sentido estricto, en nuestro país, una instalación de media tensión se califica como de alta tensión.²⁵⁵ ²⁵⁶ Con todo, para estos efectos, serán clientes de media tensión (en adelante, indistintamente, “MT” o “media tensión”) aquellos conectados a líneas cuyos empalmes sean superiores a 400 Volts (con el tope en 23 Kv para la distribución).

1) Interrupción no autorizada por frecuencia

En primer lugar, se ordenan las interrupciones, para cada cliente en MT, con un criterio cronológico.

Se identifican las primeras 14 interrupciones ocurridas para clientes urbanos y las primeras 26 interrupciones para clientes rurales.

Todas aquellas que superen estos márgenes, esto es: 23 o más para clientes urbanos o 43 o más para clientes rurales, serán no autorizadas

2) Interrupción no autorizada por tiempo

Se ordenan las interrupciones, para cada cliente en MT, con un criterio cronológico.

Para clientes urbanos, se identifican las primeras interrupciones que, sumados sus tiempos de interrupción, no superen las 10 horas. Para clientes rurales, se identifican las primeras interrupciones que, sumados sus tiempos de interrupción, no superen las 15 horas.

²⁵⁵ Según la Norma Técnica NSEG 8.75, que “Estipula los niveles de tensión de los sistemas e instalaciones eléctricas”. (MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN. “NSEG 8.75: Estipula los niveles de tensión de los sistemas e instalaciones eléctricas” [en línea] “http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/NSEG8_75v3.pdf [consultado el 15 de octubre de 2017])

²⁵⁶ Artículo 330 RLGSE “Artículo 330.- Para los efectos de la aplicación del presente reglamento, se entenderá por: 1) Alta tensión en distribución: Tensión superior a 400 Volts. e inferior o igual a 23.000 Volts (...) 27) Media tensión: Tensión superior a 400 Volts e inferior o igual a 23.000 Volts.”

Las que excedan de las sumas respectivas, serán tenidas por no autorizadas.

3) Suspensión temporal programada no autorizada

Para cada cliente en MT, se ordenan sus suspensiones temporales programadas de forma cronológica.

Se identifican las primeras suspensiones temporales programadas que, sumados sus respectivos tiempos, no superen las 8 horas de interrupción autorizada.

Las que excedan de 8 horas, son no autorizadas.

Además, si existen suspensiones de estas características que han ocasionado un indisponibilidad de suministro por más de 6 horas consecutivas, se tendrá igualmente por no autorizadas.

Una vez determinadas las indisponibilidades, se compensará a los clientes, no obstante se hayan superado cualquiera de los límites de cada categoría (por ejemplo: podría compensarse a un cliente BT por ocasionar una interrupción que supera los márgenes por tiempo y, a su vez, por frecuencia).

La compensación, en los casos del criterio temporal y suspensión temporal, recae sólo en el rango de duración que excede el estándar permitido (si un cliente MT urbano tiene un tope de 10 horas en el criterio temporal para interrupciones y se ocasionó una indisponibilidad de suministro de 12 horas en la ventana de cálculo, procede compensar sólo 2 horas).

En cuanto a las interrupciones imputables no Dx que instruya la SEC, corresponderá al distribuidor determinar la indisponibilidad temporal de cada usuario y pasaran a formar parte de la lista de interrupciones no autorizadas.

En lo que dice relación con el cálculo final de las compensaciones, el Anexo N° 4 del Anexo Compensaciones Dx señala las fórmulas matemáticas necesarias para determinar la valoración.²⁵⁷

III. La nueva regulación legal

1. Gestación del mecanismo en el proyecto de ley que establece “Nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”

La compensación por indisponibilidad de suministro, que se plasmó en el artículo 72°-20 de la LGSE, tuvo como antecedente un mecanismo con notables diferencias, contemplado en el que fuera el artículo 72°-18 del proyecto de la ley N° 20.936.²⁵⁸

En el mensaje del proyecto, se hace alusión a la “Agenda de Energía”, cuyo objetivo es determinar un plan de acción claro para lograr que el país cuente con “energía confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables”, además de haber tenido como punto de análisis y diagnóstico, la denominada “seguridad, tecnologías, continuidad y calidad de servicio.”

Esto confirma que, para el legislador, sigue siendo una preocupación fundamental la idea de contar con un servicio de mejor calidad, potenciando la eficiencia y continuidad del mismo, lo cual incluye, naturalmente, evitar que el sistema falle mediante cortes o suspensiones no autorizadas del suministro.

Teniendo presente estas nociones fundamentales de cualquier sistema eléctrico, el mensaje concretiza, en el denominado “contenido del proyecto”, una serie de adecuaciones a la LGSE,²⁵⁹

²⁵⁷ La ecuación final para el cálculo es la siguiente: “Compensación k = Función compensación (Cliente k, Interrupciones, Costo de falla).

²⁵⁸ Mensaje N° 731 – 363/.

²⁵⁹ Proyecto: Ítem III, N°5.

destacando, para efectos del tema de este trabajo, los nuevos artículos 72°-1 y 72°-2, que recogen las materias tratadas en los derogados artículos 137 y 138.

El ex artículo 137° era cardinal dentro del sistema eléctrico chileno, habida cuenta que consagraba los principios de seguridad, operación más económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión y subtransmisión, además de señalar la obligación de interconectarse y coordinarse conforme a las instrucciones impartidas por el CDEC respectivo, cuestión que singularizaba el artículo 138°.

Estos principios, como se observó, constituyen parte del fundamento de la existencia de la compensación.

Dando aplicación práctica a todos ellos, en el artículo 72-18 se estableció “un nuevo y expedito esquema de compensaciones para los usuarios afectados” (cuyo texto final y enteramente reformado se consagró en el artículo 72°-20 de la ley N° 20.936).

Si bien, la ley señaló esta materia dentro del ítem de modificaciones a la LGSE (siendo que esta última no regulaba ningún aspecto de la temática de las compensaciones por fallas no autorizadas), la inclusión definitiva, dentro del título de la “coordinación y la operación del sistema”,²⁶⁰ viene precisamente a responder al orden de ideas relativo a la seguridad y calidad del servicio —señalado en los fundamentos del mensaje—, denotando la preocupación por reforzar y mejorar el sistema de satisfacción a los usuarios en caso de que el sistema falle.

En el ítem siguiente, que analiza la norma definitiva de las compensaciones por indisponibilidad de suministro, se detallan en paralelo los aspectos que se consideran más relevantes y modificados del proyecto de ley originario, en relación a la nueva norma del artículo 72°-20 de la LGSE.

²⁶⁰ Más aun, se podrá observar como el Coordinador juega un papel fundamental en las nuevas compensaciones, lo que explica la personalidad jurídica y las nuevas atribuciones que le otorga la LGSE, ya no sólo propias de la coordinación, sino que también de fiscalización, de control, normativas, entre otras.

2. Análisis del texto definitivo fijado por la Ley N° 20.936

La ley N° 20.936 fijó un texto con grandes modificaciones, en relación a aquel que se planteaba en el artículo 72°-18 del proyecto:

i. Encabezado de la norma. Aplicación del mecanismo

“Artículo 72°-20.- Compensaciones por indisponibilidad de suministro”

La norma definitiva comienza señalando que el contenido de artículo trata acerca de las “compensaciones por indisponibilidad de suministro”.

Resulta adecuado que el legislador haya cambiado la nomenclatura utilizada en el proyecto, cuál era la del “estándar normativo de disponibilidad”, porque no se compensa precisamente la disponibilidad, sino la indisponibilidad.

Además, se eliminó la mención a la “indisponibilidad de instalaciones” como diferenciada de la “indisponibilidad suministro” (originaria del proyecto²⁶¹), ya que lo que se les compensa

²⁶¹ Lo que el legislador había plasmado en el artículo 72°-18, era un mecanismo que recogía la idea del artículo 16 B —que se entiende referido a la indisponibilidad de suministro— toda vez que, como tal, sólo los suministradores —esto es distribuidores (para clientes regulados) y generadores (para clientes libres, aun cuando estos no eran gravados con la compensación en este artículo 16 B)— pueden otorgar “suministro”. Cuando se habla del suministro, el mismo no existe si no hay energía que suministrar, y esta es la que deja de ser entregada al suministrador y luego a los clientes si es que existe una indisponibilidad en la instalación que la genera o que la transmite. A estos efectos, se había distinguido, en el precepto original del 72°-18, que las fallas en una instalación de distribución serían tenidas por indisponibilidad de suministro (en sentido estricto), siendo estas consideradas interrupciones internas a nivel de una instalación de distribución, mientras que las fallas o eventos en instalaciones de generación o transmisión, no eran tenidas por indisponibilidades de suministro —ya que en sentido estricto no lo son— y se las trató como fallas o eventos —de forma genérica y sin otra calificación— en esas instalaciones respectivas (esto es, las llamadas interrupciones externas a la distribución en el Anexo Compensaciones Dx). No obstante lo anterior, a los usuarios se les compensaba, en esa norma, sólo por concepto de “indisponibilidades” (inciso III), pero para ellos, en la práctica, cuando se habla de ella, la indisponibilidad es sólo una: la de suministro, ya que sólo ahí se verán afectados por una suspensión o interrupción no autorizada del mismo, aun cuando indirectamente hagan uso de instalaciones de generación y transmisión. La indisponibilidad en una instalación, cualquiera sea, provoca la indisponibilidad del suministro. Haber realizado una distinción adicional entre ambos conceptos —donde uno es necesariamente consecuencia del otro— habría complejizado de sobremanera el sistema, en especial teniendo presente que se planteaban dos cálculos distintos para las supuestas compensaciones diferenciadas, lo cual podría haber ocasionado problemas de doble compensación a los clientes regulados. Además, no tiene sentido que a los usuarios se les compense por una indisponibilidad en una instalación de generación o transmisión si esta no provoca indisponibilidad de suministro (o lo que es lo mismo: no se compensa por aquellas

a los clientes es la indisponibilidad del servicio que contratan con su suministrador, no obstante ésta provenga de una falla en alguna instalación de generación, transmisión (indisponibilidades no aceptables, en el concepto de la NTSyCS) o que preste servicios complementarios o de almacenamiento de energía, lo que equivale a decir que no se compensa propiamente tal la indisponibilidad de la instalación, sino aquella que es consecuencia de esta (que siempre será de suministro).

Para efectos de esta compensación, en el artículo 10 del “Anexo Técnico: Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”,²⁶² se está en presencia de una indisponibilidad cuando:

“(…) se ha producido una disminución total o parcial en la capacidad de una instalación, producto de una desconexión o falla, respecto de su valor máximo declarado”.

Por otro lado, se debe observar que se utiliza —por primera vez a nivel de la ley común— la conceptualización de “indisponibilidad”, propia de la normativa técnica del sector.

En cuanto a la noción de “instalación”, hay que remitirse al concepto del artículo 9 del Anexo referido precedentemente:

“Las instalaciones de generación y transmisión para los efectos del presente Anexo serán todos aquellos tramos de transmisión y de transformación, equipos de compensación reactiva, inductiva y capacitativa, centrales o unidades generadoras sujetas a la coordinación del Coordinador”.

indisponibilidades que no sobrepasan los estándares técnico – normativos). De ser así, se generaría un desincentivo para la actividad de la empresa distribuidora, quien debería compensar en innumerables oportunidades, y luego repetir contra los responsables, en tanto resulta imposible concebir un sistema eléctrico sin fallas, aun cuando, por los principios de confiabilidad, seguridad y coordinación, se deba propender a evitarlas o minimizarlas. Incluso, si se observan los incisos subsiguientes del proyecto, se podrá notar que las indisponibilidades de instalaciones eran referidas en términos amplios, dejando a un reglamento su concretización, cuestión que también generaba falta de certeza económica para los operadores del sistema y daba paso a la discrecionalidad administrativa para fijar las fórmulas de cálculo. Más, la aplicación que se daba a artículo 16 B, confirma que las indisponibilidades de suministro siempre eran consecuencia de una indisponibilidad ocurrida en una instalación, sea a nivel interno (distribución) o externo (generación y transmisión).

²⁶² Esta materia se profundiza en el ítem relativo a la normativa técnica de esta especie de compensación.

De ello, puede deducir que es condición *sine qua non* que la instalación que falla —y que causa una indisponibilidad— requiere estar interconectada, esto es, sujeta a coordinación.²⁶³

Finalmente, cabe destacar que se ha definido que se entiende por “compensación”—cuestión que resulta del todo novedosa en la legislación—, dentro del artículo 2 del D.S N° 31 ME:

“Compensación: Monto a pagar por empresas de transmisión, generadoras o empresas que operan instalaciones para la operación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, a usuarios finales, sometidos o no a regulación de precios, relacionado con la energía no suministrada durante un determinado evento o falla ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución que produzca indisponibilidad de suministro no autorizado en conformidad a la Ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los Estándares, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley, con independencia de las sanciones que corresponda aplicar con motivo de dicho evento o falla”.

²⁶³ Hasta tal punto se expande esta exigencia, que el nuevo reglamento de SSCC (Decreto Supremo N° 113 del Ministerio de Energía que “Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”, en adelante, indistintamente, “reglamento de SSCC” o “RSSCC”) —reingresado recientemente a la CGR— confirma que sólo podrán prestar dichos servicios quienes tengan la “calidad de coordinado”. Así, podrán participar “todos los que cumplan” con los requisitos y exigencias (técnicas, económicas y administrativas) definidas por el Coordinador, conforme a la normativa vigente. La norma del ex artículo 29 del borrador, señalaba que podrían participar “todos los coordinados” que cumplieran los requisitos, mención que fue eliminada del reglamento que se envió al trámite de toma de razón (Para estos efectos, específicamente el RSSCC entiende (aun) por coordinados a los sujetos señalados en la definición de la letra f) del artículo 5: “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico así como los pequeños medios de generación distribuida, a que hace se refiere (SIC) el Artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos”). En este sentido, el reglamento definitivo que se envió a la Contraloría General de la República, amplió las posibilidades de participación en estos procesos (e igualmente para las licitaciones). Lo anterior lo confirma el artículo 61 del RSSCC, a propósito de la remuneración de los mismos: “La remuneración de Servicios Complementarios materializados mediante procesos de licitaciones o subastas, corresponderá al valor ofertado por cada uno de los Coordinados o aquellos que no teniendo dicha calidad cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador, y que resulten efectivamente adjudicados en el respectivo proceso”. Con todo, se debe observar, desde ya, que en las referencias efectuadas a la prestación directa (y en otras genéricas del reglamento), se señala que ésta sólo podrá ser llevada adelante por el coordinado que determine el Coordinador, a quién se le instruye tal prestación (por ejemplo: a propósito del contenido del informe del Coordinador y en las referencias de los artículos 47 al 50 del RSSCC).

ii. *Inciso Primero. Requisitos de la compensación por indisponibilidad de suministro*

“Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las compensaciones que señala este artículo.”

Este inciso primero, establece el derecho a las compensaciones por indisponibilidad que tienen los usuarios finales (regulados, primordialmente).

Lo primero que se debe notar es que vuelve a utilizar la nomenclatura “sin perjuicio de las sanciones”, es decir, reconoce que la compensación es diferente a la o las sanciones que se le impongan a la o las empresas como consecuencia de una falla o evento en su instalación.

Por su parte, es en este inciso donde aparecen los requisitos para que se dé lugar al mecanismo legal compensatorio:

I- Que exista un evento o falla

Esto es —atendiendo al tratamiento legal y reglamentario—, aquello que causa la indisponibilidad: una interrupción o suspensión del suministro energético como consecuencia de una falla o evento dentro de alguna instalación que no sea de aquellas que opera la empresa distribuidora (suministrador del usuario final);

II- Que ese evento o falla provoque indisponibilidad a usuarios finales

Ello implica que se deben sobrepasar los “límites propios que individualmente las empresas de generación, transmisión o subtransmisión deben cumplir en cada nudo del sistema”²⁶⁴ (siendo este un concepto técnico tratado y concretizado en la NTSyCS, conforme a lo señalado en la remisión al artículo 72°-19,²⁶⁵ que deberá fijar los nuevos estándares que

²⁶⁴ VUCHETICH, Esteban (2004), Op. Cit., p. 345.

²⁶⁵ El Artículo 72°-19 se refiere a las Normas Técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos.

se tengan en consideración²⁶⁶). Esto resulta plenamente concordante con el tratamiento interpretativo que ha dado la SEC a la compensación del artículo 16 B, viniendo a solucionar definitivamente el vacío regulatorio existente, en tanto el mencionado precepto no hace referencia alguna a la Norma Técnica o al concepto de indisponibilidad. Además, lo anterior confirma que esta indisponibilidad es de suministro y no de instalaciones propiamente tal, no obstante ocurre como consecuencia de una falla o evento en una instalación (esto es, una indisponibilidad de la instalación).

Así, al usuario no se le compensa por la falla en la instalación, ya que si esto ocurriese, pero no provocase la indisponibilidad del suministro —lo que equivale a decir que no se superan los márgenes de indisponibilidades aceptables—, no se dará lugar al gravamen del suministrador.²⁶⁷

La normativa técnica fijó estos márgenes como cualquier disminución total o parcial en la capacidad de una instalación, producto de una desconexión (desconexión o limitación) o falla, respecto de su valor máximo de potencia declarada (artículo 10 del Anexo Técnico: Informe Calidad de suministro y Calidad de Producto).

Cabe destacar que los estándares referidos en el artículo 72°-19 de la LGSE, fueron fijados por la Resolución Exenta N° 427, de fecha 4 de agosto de 2017, de la CNE.²⁶⁸

III- El evento o falla no se debe encontrar autorizado de conformidad a la ley y los reglamentos

Esto corrobora que las compensaciones operarán cuando la interrupción o suspensión del sistema no está debidamente autorizada (o supera los límites), conforme a la normativa (por ejemplo, es autorizada en caso de mantención de las instalaciones y no supera las límites, o cuando se decreta un racionamiento eléctrico).²⁶⁹

²⁶⁶ Tratado en el punto N°3 de este capítulo.

²⁶⁷ En este sentido, el D.S N° 31 del ME confirma esta noción de estándares, al definirlos en el artículo 2 letra f) como los: “Tipos, niveles, modelos, procedimientos, protocolos, estándares de desempeño o patrones de indisponibilidad de suministro establecidos en las normas técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos a que se refiere el artículo 72°-19 de la Ley”.

²⁶⁸ Cuyos puntos más relevantes se tratan en la parte final de este análisis de la nueva compensación por indisponibilidad.

²⁶⁹ Todas estas ideas son reiteradas en el artículo 3 del D.S N° 31 del ME.

Finalmente, la exclusión de las “instalaciones de distribución” es la razón por la cual el legislador no derogó el precepto del artículo 16 B de la LSEC, ya que este mantiene una compensación por fallas a dicho nivel, como hizo presente la personero de la CNE, en la tramitación legislativa, en relación al que fuera el artículo 2 transitorio de la ley N° 20.936

“ARTÍCULO 2°. - Suprime el artículo 16 B de la ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Indicación N° 1065 Del Honorable Senador señor Girardi, para eliminarlo. Consultado el personero de la CNE respecto de esta indicación, fue contrario a suprimir el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Enseguida, la Jefa del Departamento Jurídico de la CNE recordó que, en circunstancias que en este proyecto de ley sobre transmisión ya se regulan las compensaciones para las empresas de generación y transmisión, es necesario mantener el artículo 16 B en comentario, porque regula la compensación para empresas de distribución.”²⁷⁰

Confirma esta hipótesis el reglamento de las compensaciones, señalando que las del artículo 16 B se siguen rigiendo por la “normativa aplicable” de carácter paralela, debiendo efectuarse su determinación, procedencia y cálculo “de forma simultánea al desarrollo del procedimiento para la determinación de las Compensaciones tratado en el presente reglamento” (artículo 3, inciso II).²⁷¹

iii. Inciso Segundo y Tercero. Monto a compensar

“En el caso de los usuarios finales sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo.

²⁷⁰ BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N ° 20.936” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadela ley/nc/historia-de-la-ley/5129/> [consultado el 20 de abril de 2016]. Página 665 del archivo PDF que contiene la totalidad de los trámites de la ley.

²⁷¹ Se ha dedicado un apartado específico a esta materia, dentro del reporte final de este trabajo.

En el caso de usuarios no sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo. Para estos efectos, se entenderá por componente de energía del precio medio de mercado el precio medio de mercado a que se refiere el artículo 167° descontada la componente de potencia del precio medio básico definida en el artículo 168°. Con todo, no procederá el pago de la compensación que regula este artículo, en caso que el cliente contemple en sus contratos de suministros cláusulas especiales en relación a la materia que regula este artículo.”

Estos incisos señalan la forma de calcular el monto de la compensación y son completamente innovadores, en relación al artículo 16 B de la LSEC.

En primer lugar, la ley consagra una compensación no sólo para los usuarios regulados, incluyendo también a los llamados clientes libres, quienes tienen por suministrador una empresa generadora (por ello habla de lo que deba compensar el “suministrador” y ya no el distribuidor únicamente, como lo hace el artículo 16 B), con la limitación de que si en el contrato de suministro se reguló expresamente qué ocurriría en los casos de eventos o fallas que generen indisponibilidad de suministro, no aplicará este régimen legal de carácter supletorio a dicha cláusula.

En segundo lugar, esta parte de la norma se aparta de toda la construcción legal del artículo 16 B y del proyecto original de la Ley N°20.936, instituyendo una fórmula para el cálculo que tiene como base la tarifa que el usuario paga por la prestación de suministro eléctrico que recibe.

En este aspecto, el proyecto proponía como base el uso del “costo de falla”²⁷² para el cálculo del monto —tal como aún se valoriza la energía no suministrada en el artículo 16 B—, pero los

²⁷² “Costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la interrupción del suministro y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en [US\$/Mwh], y el monto de ENS.” (Artículo 1-7 N°28 NTSyCS).

suministradores se opusieron tajantemente a esta idea. Así, en sus exposiciones, dentro del contexto del debate parlamentario, sostuvieron que:

“El proyecto considera que el costo de falla de corta duración será de 14 mil dólares aproximadamente el Mwa/hora, valor que no refleja la naturaleza del costo de suministro que se ve afectado. Por ello, proponen que se definan los valores de compensación, que sean coherentes con la naturaleza del costo del suministro que se ve afectado. Explicó que de esta manera no se impondrá una carga financiera a los proyectos, particularmente a los pequeños y medianos, que podrían llegar a tener problemas financieros ante la imposibilidad de pagar estas sanciones.”

En cuanto al nuevo sistema de cálculo de las compensaciones, el reglamento señala, en su artículo 4 inciso II, que:

“Para estos efectos, la tarifa de energía vigente corresponderá al precio de nudo de energía promedio en nivel de distribución para cada concesionaria”.²⁷³

Por su parte, el reglamento de las compensaciones concretiza, en el artículo 5, que para los usuarios no sometidos a regulación de precios (esto es, los clientes libres que no contemplen en sus contratos de suministro cláusulas especiales en relación a la materia de compensación):

²⁷³COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Tarificación” [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/> [consultado el 30 de mayo de 2017]. Este precio de nudo promedio es el que está compuesto por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro: a. Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas; b. Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160° de la Ley. Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial. Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones: 1-Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año; 2- Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente y 3-Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

“(…) la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante el evento a compensar, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo de precio de nudo de corto plazo, al que se refiere el artículo 169° de la ley, vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar que corresponda aplicar (...). Para estos efectos, se entenderá por componente de energía del precio medio de mercado el precio medio de mercado (SIC) a que se refiere el artículo 167° de la Ley descontada la componente de potencia del precio medio básico definida en el artículo 168° de la Ley”.

El artículo 18 del reglamento de las compensaciones señala la fórmula para el cálculo de la energía no suministrada de cada usuario final, sometido o no a la regulación de precios.²⁷⁴

De esta forma, la ley dejó de lado el método del costo de falla, por un mecanismo nuevo y simplificado, que sólo tiene presente la tarifa que pagan los usuarios y no otras variables (no por ello menos relevantes).

Hay que recordar que el costo de falla se erige como un sistema netamente técnico, contemplando criterios que se han desarrollado internacionalmente, además de que hace varios años se ha estudiado y utilizado dentro del mercado eléctrico nacional.

Este descartado método de cálculo adiciona factores relativos al interés propio de los consumidores menores (esencialmente clientes BT residenciales) y el que tengan los prestadores del área comercial o los servicios que se vean afectados por la indisponibilidad (pudiendo ser BT e incluso MT, en el caso de complejos esquemas industriales, construcciones, etc.),²⁷⁵

²⁷⁴ “ENS = Hr * PotNS”. Donde: 1) ENS es la energía no suministrada de cada usuario final; 2) Hr es la duración del evento o falla expresada en horas; 3) PotNS es la potencia no suministrada calculada de acuerdo a lo dispuesto en la instrucción señalada en el artículo 16 del presente reglamento, en consistencia con la información disponible al momento de efectuar los cálculos.

²⁷⁵ SYNEX. “Informe Final: Consultoría Estudio Costo De Falla De Corta Y Larga Duración Sic, Sing Y Ssmm”, 2012, Santiago: Comisión Nacional de Energía, p. 58 – 64. Hay que recordar que contempla diferentes variables, entre ellas: “1- El momento en que ocurre la falla. Aquí también se diferencian tres dimensiones temporales: el momento en el día en que ocurre la falla (día o noche), el día de la semana en que ocurre la falla (día laboral o fin de semana/festivo) y, finalmente, la temporada o estación en que ocurre la falla (primavera-verano u otoño-invierno); 2- La frecuencia de la falla. Si la falla intempestiva ocurre una o más veces dentro de un periodo de tiempo; 3- La duración de la falla. Si la falla intempestiva dura una o más horas antes de que se repone el suministro normal y 4- La profundidad de la falla. Si la falla reduce total o parcialmente el consumo. Por ejemplo, respecto de la valoración del tiempo.

teniendo a la vista no sólo el precio que pagan por la energía suministrada efectivamente en una determinada ventana de tiempo, sino también la actividad y los objetivos concretos para la cual se usa, los rangos horarios y la frecuencia de uso.

Además, el costo de falla, al ser tan elevado, incentiva a los operadores coordinados a tomar medidas preventivas para evitar toda clase de fallas en sus respectivas instalaciones, fomentando de mejor manera la competencia dentro del mercado y la operación coordinada, interconectada y más segura del sistema.

En este sentido, si bien las compensaciones ceden en beneficio de los clientes más desprotegidos, no dejan de ser un mecanismo complejo que pretende solucionar una falla de mercado, de ahí que, la simple decisión del legislador de valorizar 15 veces la tarifa por energía no suministrada, no responda a ningún criterio con estándares objetivos (tales como la realidad técnica del sistema y del mercado, como sí lo hacía la valorización a costo de falla), sino más bien a una pretendida confusión de ánimo sancionatorio, propio de una mala regulación.²⁷⁶

En el informe, que sirvió de base para elaborar la NTSyCS del año 2013, se consideró el caso concreto de la Valoración del Tiempo para Chile. En este aspecto, la información que se utilizó para el caso de Chile proviene de la Encuesta Experimental sobre Uso del Tiempo en el Gran Santiago (EUT) tomada el año 2009, que es la única encuesta disponible para Chile de este tipo. Esta encuesta es acerca del empleo del tiempo de las personas y se centra en todas las actividades que éstas realizan durante el día. Siguiendo las mismas directrices del estudio de Nooij, et. al (2007), para este estudio las actividades que se consideraron como actividades de ocio fueron: 1) Vida social y participación en actividades comunitarias, cívicas y religiosas (con familiares, amigos, fiestas, etc.); 2) Asistencia a acontecimientos culturales, de entretenimiento, deportivos y visitas culturales (Museos, Teatros, Cine, Parques, acontecimientos deportivos, etc.); 3) Actividades artísticas (Artes Plásticas, Artes escénicas, Taller de Literatura), aficiones técnicas, juegos y otros pasatiempos.; 4) Práctica y aprendizaje de Deportes y actividades al Aire Libre (Caminatas, Deportes de invierno, Deportes acuáticos, etc.); 5) Lectura, Ver/escuchar TV y video, Audición de radio, Uso de tecnología informática, Uso de bibliotecas.; 5) Hacer nada (descansar, relajarse), fumar, reflexionar, pensar, planificar, orar y meditar.

Además, distingue las actividades empresariales, con una subdistinción de costos: Los costos en que puede incurrir la planta debido al corte intempestivo pueden ser catalogados en tangibles (Vgr: ventas, salarios, operación y mantenimiento etc.) e intangibles (Vgr: daño al medio ambiente).

²⁷⁶ Se puede sostener que la compensación tiene una similitud con el esquema de los “daños punitivos”, pero sólo en el ánimo sancionatorio que subyace a la regulación, ya que, como se vio, está lejos de constituir una sanción en sus términos estrictos y está, aún más lejos, de reparar realmente los daños más allá de lo que en la práctica se hubiese sufrido por el sujeto pasivo a quien se le repara (esto es la punición o castigo en el daño punitivo). Este esquema queda claro en el fragmento de la Memoria de Prueba, para optar al Grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, de José Azar (AZAR, José. “Los Daños Punitivos y Sus Posibilidades en el Derecho Chileno”. Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Santiago: Universidad de Chile, 2009, p. 28.): “Como se señaló en el capítulo anterior, los daños punitivos no deben ser entendidos en el sentido clásico de la expresión. Es decir, hablar de daño punitivo no equivale a hablar de daño emergente, lucro cesante o daño

iv. *Inciso Cuarto, Quinto, Sexto y Final. Límites de los montos a compensar*

“Las compensaciones pagadas por una empresa de transmisión no podrán superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. En el caso que la empresa transmisora no tenga ingresos regulados de acuerdo a la presente ley, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En ambos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales.

En el caso de las empresas generadoras, el monto de las compensaciones no podrá superar por evento el 5% de los ingresos del año anterior, por los conceptos de energía y potencia en el mercado nacional —esto es, en el “mercado de corto plazo”, de conformidad a lo estudiado en la parte introductoria de este trabajo— obtenidos por la empresa generadora, de acuerdo a sus balances auditados y con un máximo de veinte mil unidades tributarias anuales.

Tratándose de empresas que operen instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En estos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales

(...)

moral ya que ellos son una subdivisión de los daños compensatorios y ponen su atención en perjuicios efectivamente ocurridos. Y eso pasa, como se destacó en su momento, por una diferencia en los significados de los conceptos *damage* y *damages*. Mientras el primero se refiere a un daño como perjuicio real, el segundo apunta al monto económico que debe pagar el victimario al momento de indemnizar y su clasificación atiende a la finalidad de la responsabilidad civil a la que quiere dar respuesta. La primera forma de adentrarse al concepto de los daños punitivos es a través de aquella que hace referencia a ellos como una modalidad de castigo al victimario por conductas particularmente reprochables, y que ha sido desarrollada principalmente a través de la jurisprudencia, además de algunos autores que formulan juicios descriptivos de la institución. En ese sentido, se ha dicho que los daños punitivos son “la pérdida inflingida a título de sanción punitiva en los casos especificados por ley al autor de actos fraudulentos, cuyo provecho va a la víctima de esos actos, la que recibe una ventaja finalmente superior al daño que había sufrido.” Peter Cane, por su parte, define los daños punitivos como los montos indemnizatorios adicionales a aquellos que buscan compensar a la víctima”.

En caso que una empresa que deba pagar compensaciones en conformidad al presente artículo no registre ingresos durante todo el año calendario anterior en atención a su reciente entrada en operación, el monto máximo de las compensaciones será de dos mil unidades tributarias anuales.”

Estos incisos complementan el monto a compensar, en cuanto establecen límites, dependiendo del operador de la instalación en que se produjo la falla.

Además, se ha creado una norma de clausura relativa al pago de los montos definitivos (cuya ubicación natural debió ser inmediatamente después del inciso VI y no al final del artículo).

En este punto, se debe observar que el monto a compensar, a contar del 1 de enero del año 2024 (artículo decimonoveno transitorio de la ley N° 20.936) para los usuarios regulados, será equivalente a quince veces la tarifa que estos pagan al momento en que ocurre la indisponibilidad de suministro.

Como este monto podría provocar enormes costos económicos para las empresas relativamente pequeñas y medianas (por ejemplo: PMGD's prestando servicios complementarios o directamente inyectando energía al sistema) que operan en el mercado eléctrico, se encuentra sujeto a una doble limitación: por ingresos y por el total a pagar.

Antes de tratar sobre la limitación de los ingresos en particular, es necesario entender el momento en que esta opera: cuando se hubiere acreditado el pago de la compensación (que siempre es un gravamen para el suministrador) y la SEC instruya al responsable de la falla en la instalación —específicamente estas empresas que tienen límites de pago al suministrador y no propiamente de compensar—, mediante el Coordinador, que le reembolse el total de lo pagado al suministrador.

En este sentido, no es el transmisor, el generador o la empresa que opera servicios complementarios o de almacenamiento de energía quien “efectivamente compensa” al usuario regulado por la indisponibilidad ocurrida en su instalación —como parece desprenderse del lenguaje utilizado en los incisos IV, V y VI, donde se señala que “Las compensaciones pagadas por una empresa de transmisión (...)”—, ya que, del inciso VIII de este mismo artículo 72°-20,

y de la lógica que sigue el artículo 16 B de la LSEC, la compensación es siempre de cargo del suministrador, opere este como una empresa distribuidora o una generadora.

En cuanto a las limitaciones en los montos a compensar, la ley distingue dependiendo de la instalación dónde se produce la indisponibilidad:

I- Instalación de transmisión

El operador de la instalación de transmisión deberá pagar el monto que compensó el suministrador (pagando al suministrador), no pudiendo superar, por evento de indisponibilidad de suministro consecuencia de una indisponibilidad de la instalación en particular, el 5% de sus ingresos en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. Además, si el transmisor no tiene ingresos regulados de acuerdo a la LGSE, el monto a compensar no podrá superar, por evento, el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva en el año de calendario anterior.

Como se vio en la primera parte del trabajo, la LGSE, mediante la reforma introducida por la Ley N° 20.936, creó nuevos segmentos en la transmisión, a saber:²⁷⁷ Transmisión Nacional. (Ex Troncal); Transmisión Zonal. (Ex Subtransmisión), Sistemas Dedicados (ex transmisión adicional) y Transmisión para Polos de Desarrollo.²⁷⁸

El Título III de la LGSE, denominado “De los Sistemas de Transmisión Eléctrica”, regula las tarifas y la remuneración del segmento transmisión.

Estas tarifas permiten establecer las bases para poner en práctica la fórmula limitativa de los montos a compensar.

²⁷⁷ Esta sustitución se lleva a efecto en el artículo décimo transitorio de la Ley N° 20.936.

²⁷⁸ Nuevo segmento de transmisión que permitirá, a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde Polos de Desarrollo energéticos.

Con todo, lo que se señale en este apartado es susceptible de severas modificaciones, ya que la reformada LGSE encarga la concretización de las complejas normas a la reglamentación del órgano regulador, materia que aún está en proceso.²⁷⁹

Por remuneración de la transmisión, la LGSE entiende (artículo 114) que es aquella suma de dinero que perciben las empresas de transmisión, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo²⁸⁰ (en adelante “VATT”), correspondiente a cada uno de los sistemas de transmisión ya mencionados.

En este aspecto, cabe destacar que la ley eléctrica contiene un complejo sistema para el cálculo del denominado VATT.²⁸¹

Ahora bien, para efectos de determinar cuáles de estos sistemas de transmisión tienen ingresos o una remuneración de carácter regulada y cuáles no, el inciso I del artículo 114 señala lo siguiente:

“Artículo 114°. - Remuneración de la Transmisión. Las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas, definido en el artículo 103°. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Asimismo, los propietarios de las

²⁷⁹COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Avanza Proceso de Elaboración de Reglamentos de la Ley de Transmisión” [en línea] <https://www.cne.cl/prensa/noviembre-2016/avanza-proceso-elaboracion-reglamentos-la-ley-transmision/> [consulta: 28 de noviembre de 2016]. El regulador señala que los reglamentos de “Los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” y de “Los Servicios Complementarios” están en su etapa de elaboración del borrador, para las posteriores consultas.

²⁸⁰ La determinación de este VATT, se efectúa siguiendo las normas de los artículos 103 y subsiguientes de la ley eléctrica. El Valor Anual de la transmisión por tramo está compuesto por el valor de inversión del tramo (VI), adicionando los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (COMA). De todas formas, es un Reglamento el encargado de concretizar estas materias que escapan a la temática de la presente investigación.

²⁸¹ La tarifa que la ley reconoce a los transmisores regulados a cobrar, por ley, es aquella que fijará el Decreto tarifario emitido por la CNE.

Ya se comprendió, en la nota anterior, que el VATT está compuesto por el denominado VI y el COMA, no obstante, otra particularidad que consagra la reformada LGSE, es que el costo de esta remuneración ahora será exclusivamente del usuario final, quienes, mediante un cargo o costo único (CU), sumado o complementado a un ingreso tarifario (IT) —percibido por el transmisor en tiempo real (en tanto este nace a raíz de las pérdidas reales del sistema, como efecto de las diferencias de precios entre dos nudos como consecuencia de las pérdidas de transmisión)— generarán el VATT. El IT, en este contexto, constituye un anticipo del VATT y la diferencia, que no se alcanzó a cobrar por este IT, se cobra en el CU a los usuarios finales.

instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deberán percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.”

Por tanto, las empresas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo tienen ingresos regulados, en tanto perciben el VATT. Así, en caso de que la falla, o el evento que genera indisponibilidad, se produzca en alguna de sus instalaciones, y deban pagar al suministrador el monto que este debió compensar a los usuarios regulados, no podrá superar, por cada evento o falla, el 5% de los ingresos regulados en el año calendario anterior.

En lo referente a las transmisoras del segmento dedicado, estas no tienen sus ingresos regulados por ley, sino contractualmente, al negociar directamente con los clientes libres. En estos casos, el monto también se encuentra sujeto a una limitación de un 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado (no a través del contrato en particular), en el año calendario anterior.²⁸²

Resulta pertinente recordar que la compensación es de cargo de los suministradores, incluyendo así a las empresas generadoras que contratan directamente un PPA con sus clientes libres, quienes muchas veces utilizan estos sistemas de transmisión dedicados.

Además, si se da el caso en que el segmento dedicado lo utilicen usuarios regulados—como contempla el citado inciso I del artículo 114, según la posibilidad que abre el artículo 76 inciso 4 de la LGSE—, se estará ante una tarificación y remuneración regulada, ya que esta última norma prescribe que el pago por uso de estas instalaciones, en este particular supuesto, se regirá conforme a las normas de los artículos 102 y siguientes, que regulan el valor anual de la transmisión, entendiéndose aplicable el límite de la primera parte de este inciso 4 del artículo 72°-20.

Finalmente, para ambos casos, el monto máximo a compensar será de 20.000 UTA.

²⁸² En el artículo 76 se definen estos sistemas de transmisión.

II- Instalación de generación

Cuando la indisponibilidad se hubiere producido a consecuencia de una falla o evento en una instalación de generación, la limitación del monto que el generador debe traspasar al distribuidor, para que este compense, no puede superar, por evento o falla, el 5% de los ingresos del año anterior, por los conceptos de energía y potencia en el pseudo mercado spot —de conformidad a lo señalado en la parte introductoria de este trabajo—, lo cual se acredita conforme a los balances auditados, teniendo un tope de 20.000 UTA.

En este punto, hay que recordar que las empresas generadoras pueden actuar como productores de energía (en su rol de generador, propiamente tal) y como comercializadores de energía y potencia dentro del mercado de corto plazo.

III- Instalación de servicios complementarios o de sistemas de almacenamiento de energía

Por último, el inciso VI regula la hipótesis en que una falla o evento se produzca en una instalación de una empresa de prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía.

La ley eléctrica define los Servicios Complementarios (artículo 225 letra z), como aquellas:

“Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.”

Precisamente, es en cuanto al principio de la “seguridad del servicio”, donde los servicios complementarios (en adelante, indistintamente, “servicios complementarios” o “SSCC”) tienen un papel preponderante.²⁸³ Por ello, el artículo 72°-6 de la LGSE, señala dentro de las facultades del Coordinador, la de exigir a los coordinados la prestación de los SSCC, como uno de los aspectos propios de la seguridad del sistema eléctrico en general (en conjunto, por ejemplo, con el cumplimiento de la normativa técnica y los estándares prescritos por ella).²⁸⁴

En cuanto a la concretización misma de los SSCC, una vez que la LGSE trata las atribuciones genéricas del Coordinador en materia de seguridad, contempladas en el ya referido precepto, inmediatamente (en el artículo 72°-7) regula los SSCC, encargando la generalidad de las materias que ahí se tratan a la regulación de una norma de rango reglamentario,²⁸⁵ cuyo texto se materializó en el Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, indistintamente “RSSCC” o “reglamento”), recientemente reingresado a CGR para el trámite de toma de razón.

Actualmente se identifican los siguientes Servicios Complementarios en nuestro país²⁸⁶:

- 1) Control de Frecuencia;
- 2) Control de Tensión;
- 3) Esquemas de Desconexión Automática o Manual de Carga (EDAC) y

²⁸³ Al igual que en el texto anterior de la reformada LGSE, a través de la ley N° 20.936, los SSCC tenían un rol exclusivo orientado al aspecto de la seguridad en la coordinación del sistema (conforme al ex artículo 150 de la LGSE), pero restringido únicamente a los operadores coordinados materializados en los clásicos “segmentos” del mercado (generación, transmisión y distribución) y clientes libres, mientras que la nueva normativa permite la prestación por parte de empresas que cumplan los requisitos técnicos, sin necesidad de encasillarlos en alguna de estas categorías (artículo 40 del RSSCC).

²⁸⁴ En este aspecto, en el RSSCC se podrá observar que los SSCC pueden imponerse directamente a los coordinados, cuando el sistema eléctrico lo requiera y cuando se cumplan ciertas condiciones de procedencia.

²⁸⁵ Entre las materias más relevantes: 1- Resolución que determina los SSCC; 2- Informe de SSCC; 3- Estudio de Costos; 4- procedimiento de licitaciones y subastas; 5- remuneración; etc.

²⁸⁶ CDEC-SING. “Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios. Marzo de 2016”. Santiago: Dirección de Operación, 2016, p. 13.

4) Planes de Recuperación de Servicio (PRS)

No obstante, pueden ser muy variadas las formas en que dichos SSCC se llevan a la práctica, cuestión que dependerá, esencialmente, del servicio que se trate, del operador que lo preste y de un análisis de la factibilidad económica de la instalación.²⁸⁷

En este sentido, dos son los esquemas que el regulador, a través del RSSCC, se preocupó de tratar: la participación de los usuarios regulados y de los sistemas de almacenamiento de energía en la prestación de SSCC (art. 73 y ss. RSSCC).²⁸⁸

Esta es la razón por la cual el legislador trata a los sistemas de almacenamiento en conjunto con los SSCC, ya que su prestación, mediante los primeros, configura una sus aplicaciones prácticas más relevantes (y la única por la que un operador de sistema de almacenamiento recibe remuneración).²⁸⁹

²⁸⁷ MAGNERE, Camilo y BERNASCONI, Franco. “Tecnologías maduras para almacenamiento en centrales hidroeléctricas de pasada ¿Cómo aprovechar esta oportunidad?” [en línea] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/sscc.html> [consultado el 3 de abril de 2018]

²⁸⁸ Por ello, el almacenamiento de energía no es un servicio complementario en sí mismo. Son pocas las normas de la LGSE que se refieren a ellos. Aparecen tratadas, en los mismos términos, en el artículo 8 bis, 72°-20 y en su nuevo concepto, del artículo 225 ad): “Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento. Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros”. De esta conceptualización, se puede observar su orientación hacia el esquema clásico del almacenamiento: el “hydro pumped storage” o reservas de embalse y las baterías. Con todo, como se aprecia en la nota que sigue, actualmente existen muchísimas (y variadas) aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.

²⁸⁹ Otras aplicaciones relevantes de los “sistemas de almacenamiento” aparecen retratadas en la ponencia de Systep, en el VIII Congreso Bienal Internacional del CIGRÉ (SYSTEP. “Almacenamiento de Energía” [en línea] www.cigre.cl/wp-content/uploads/2017/10/5_-_Hugh_Rudnick_Systep.pdf [consultado el 13 de mayo de 2018]): 1) arbitraje temporal de energía (capacidad de trasladar MWs hora en el tiempo para aumentar los ingresos del mercado de energía); 2) adecuación de la capacidad (habilidad de cumplir los requisitos de capacidad del sistema de manera económica y fiable); 3) servicios complementarios, en particular los relacionados con el equilibrio del sistema (en diversas escalas de tiempo), reservas y control de frecuencia (aunque también se incluyen el voltaje y el control de la potencia reactiva); 4) alivio de la congestión de la red y aplazamiento de inversión de la red (incluida seguridad de la red y pérdidas térmicas); 5) valor de opciones (capacidad de proporcionar una cobertura contra futuro incierto).

Sobre el límite a la compensación, la norma prescribe que el monto que la prestadora del servicio deberá traspasar al suministrador, no podrá ser superior al 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación en el año calendario anterior, con el mismo tope de 20.000 UTA para el monto máximo de la compensación.

Actualmente, los servicios complementarios aún se encuentran regulados en el Decreto N° 130 del año 2012 del Ministerio de Energía “Que aprueba Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada Sistema Eléctrico para la Coordinación de la Operación del Sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de La Ley General De Servicios Eléctricos.”

Se debe notar que esta regulación ha quedado desactualizada con la reforma introducida por la Ley N° 20.936. Basta con señalar que el artículo 137 de la ley, particularizado por este Decreto, se encuentra actualmente derogado.

Con todo, el artículo decimoctavo transitorio de la ley N° 20.936, señala que los servicios complementarios que se estuviesen prestando a la fecha de publicación de ella (20 de julio de 2016) se seguirán remunerando conforme a las normas del Decreto N° 130/2012 del Ministerio de Energía, hasta el 31 de diciembre de 2019.

En este sentido, la remuneración de estos servicios, dentro de la regulación contenida en el antes citado Decreto, corresponde a las empresas “que efectúen inyecciones o retiros de energía del sistema” (artículo 16).

No obstante la hipótesis anterior, para aquellos prestadores que hubieren entrado a operar en una fecha posterior a la publicación de la ley N° 20.936 —y para el sistema único y transversal aplicable a los servicios complementarios, con posterioridad al 31 de diciembre de 2019—, mediante las reformas a la ley eléctrica, se cambió en aspectos sustanciales el sistema de remuneración de los servicios complementarios.²⁹⁰

²⁹⁰ En el borrador del Reglamento de Servicios Complementarios, se regula la temática de las remuneraciones en los artículos 58 a 68. (COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Aprueba Reglamento De Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General De Servicios Eléctricos” [en línea]

En este sentido, la nueva regla general sostiene que se remuneran las “prestaciones específicas y los atributos” que determine la “Resolución de SSCC”.²⁹¹

Con todo, forma parte integrante de los “principios generales” que rigen a la prestación de los SSCC, evitar en todo momento el doble pago, sea por la prestación misma o la infraestructura (artículo 8 RSSCC e inciso XI del artículo 72°-7 de la LGSE), debiendo tenerse un especial cuidado, en esta materia, en aquellos casos en que alguna instalación del sistema preste de forma simultánea, o en distintos tiempos, más de un servicio complementario (artículo 17 RSSCC). En tal caso se tendrá que remunerar cada servicio prestado (esto es: se remuneran de forma independiente (artículo 60 RSSCC).

Cabe destacar que los servicios que se remuneran, en definitiva, son los que efectivamente se hubieran prestado y/o estuvieran disponibles en el periodo requerido, estando sujetos a la evaluación de desempeño, propia del “proceso de desempeño y disponibilidad de SSCC” (artículo 57, en relación al artículo 87 y ss.).

La resolución de SSCC deberá establecer las prestaciones específicas y atributos que habrá que remunerar para cada uno de los SSCC (artículo 59 RSSCC), debiendo considerar, según corresponda a la naturaleza²⁹² de dicho servicio (esto es: instalación v/s prestación):

http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/consulta/Reglamento-SSCC-12-octubre-2017-consulta.pdf
[consultado el 15 de octubre de 2017]).

²⁹¹ Cabe recordar que esta “Resolución de SSCC” aparece referida en el contexto de la definición y categorización de los SSCC, dentro del RSSCC, cuestión que excede la temática de este trabajo.

²⁹² Sin perjuicio de estas reglas, el RSSCC contempla ciertas hipótesis especiales de la remuneración: 1) Caso de la remuneración de la componente de disponibilidad: Esta se remunerará cuando, en la prestación de un servicio existan costos de oportunidad y/o habilitación e implementación del servicio respectivo; 2) Caso de la remuneración de la componente de activación: Esta se remunerará cuando se identifiquen, entre otros, costos variables y/o costos de oportunidad, así como costos de mantenimiento adicionales, en que se incurrierán por la prestación del servicio; 3) Caso especial: servicios de control de frecuencia no prestados por infraestructura materializada producto de una licitación: En tal caso, la remuneración deberá contemplar una componente por la disponibilidad del recurso técnico y/o una componente por la activación del servicio. Si la prestación del servicio de control de frecuencia involucra la inyección de energía al sistema, por parte de una instalación, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada para la prestación del referido servicio, valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

- 1- Componentes asociadas a los CI y COMA de las instalaciones para la prestación de dichos servicios;
- 2- Componentes asociados a la disponibilidad y/o activación de los mismos.

En lo que dice relación con la evaluación de desempeño, el artículo 88 del RSSCC señala que se remunerarán (sólo) aquellos cuya activación y/o disponibilidad se hubiere verificado durante el periodo respectivo y que comprueben un adecuado desempeño y disponibilidad, conforme a los estándares que aquellas reglas señalan (art. 87 y ss. RSSCC).

Ahora bien, lo más relevante de estas reglas es la forma en que se remuneran los SSCC, que va a depender de como estos se materialicen, en la práctica.

Para los SSCC materializados en “licitaciones o subastas”, su remuneración corresponde al valor ofertado por cada uno de los coordinados y que resulte efectivamente adjudicado en el proceso respectivo (artículo 61 RSSCC). El periodo de remuneración (para las licitaciones, conforme señala expresamente el texto de la norma), esto es, el término durante el cual reciben la misma, corresponde a todo el periodo de duración del contrato de SSCC. No obstante, la remuneración está sujeta a la evaluación de desempeño (A través del “proceso de desempeño y disponibilidad de los SSCC”) (artículo 62, en relación al artículo 87 y ss. del RSSCC).²⁹³

Cabe destacar que no existe, ni en la ley ni en el reglamento, posibilidad alguna de revisión de la remuneración (del valor adjudicado en la oferta de la licitación o la subasta); tampoco se remuneran desde el momento de “inicio de la prestación”, como parece desprenderse de las normas del RSSCC (debiendo restringirse tal afirmación sólo al caso de la prestación directa), operando exclusivamente el momento que señale su respectivo contrato o las condiciones de adjudicación; y no les corresponde, en ningún caso, la retribución en la remuneración del artículo 68 del RSSCC.

²⁹³ Con todo, el periodo de remuneración para los servicios subastados, debería entenderse que es aquel correspondiente a la duración señala en las condiciones respectivas de la prestación (artículo 36 RSSCC), en tanto no se señala esta materia dentro de las normas propias del título relativo a la remuneración.

Para los SSCC materializados mediante “prestación o instalación directa”, la remuneración corresponderá a los precios máximos que se fijen para los procesos o los que fije la CNE.²⁹⁴

Respecto de los SSCC instruidos por “instalación directa”, el RSSCC establece una norma especial para su remuneración (artículo 67 RSSCC e inciso IX del artículo 72°-7 LGSE), donde se señala que:

“(…) las inversiones asociadas a una nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente, contemplados en el informe de SSCC, serán remunerados durante un periodo equivalente a su vida útil identificada en dicho informe y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118° de la Ley. Asimismo, el coordinador deberá señalar en el informe SSCC, la fórmula que aplicará para determinar la anualidad de inversión”.

Continuando con el análisis de fondo de los límites a compensar, el reglamento de las compensaciones, en su artículo 10, señala la fecha en que se determinan los límites para las diversas empresas, prescribiendo que estas deberán enviar a la SEC, a más tardar dentro del mes de mayo de cada año, copia de los estados financieros y balances auditados correspondientes al año calendario inmediatamente anterior, acompañando un documento que distinga, cuando corresponda, los ingresos percibidos por la prestación de los servicios individualizados en los artículos 6°, 7° y 8° del reglamento.

²⁹⁴ No queda claro si esta referencia a los “precios máximos” viene hecha al “valor máximo de las ofertas” de las subastas (artículo 36 RSSCC) o licitaciones (artículo 45 RSSCC), evidentemente antes de que se declaren desiertas, o si es un valor particularizado y especial para este caso concreto de la deserción, como parece desprenderse del inciso II del artículo 63, a propósito del supuesto en que la CNE misma fije directamente el precio máximo para la remuneración: “En caso que la Comisión fije un precio distinto a los valores máximos de las licitaciones y subastas declaradas desiertas, ésta deberá declarar dicho valor mediante resolución”.

Adicionalmente, el inciso II del mismo precepto reglamentario, señala que, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la firma de un nuevo contrato de suministro eléctrico, extensión, renovación o adecuación del mismo, las empresas generadoras y los clientes no sometidos a regulación de precios, deberán informar a la Superintendencia, de acuerdo a los formatos que ésta defina, si dichos contratos contemplan cláusulas especiales en relación a la materia que regula el artículo 72°-20 de la ley, debiendo acompañar copia de las cláusulas respectivas (lo cual, evidentemente, les permitirá sustraerse de la aplicación supletoria de las normas legales que aquí se tratan).

En el supuesto de haberse alcanzado los montos máximos a compensar, las compensaciones individuales de cada usuario final afectado se determinarán en proporción a las compensaciones individuales que hubieren correspondido de no haber alcanzado los montos máximos a compensar (artículo 19 del reglamento de las compensaciones).

v. *Inciso Séptimo. Estudio de Análisis de Falla*

“Para efectos de lo dispuesto en este artículo, producido el evento o falla que provocó la indisponibilidad de suministro, el Coordinador deberá elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla, en adelante EAF, en el cual, a lo menos deberá identificar al o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o aquellos que exploten a cualquier título, la o las instalaciones en las que se produjo el evento, el origen de la falla, su propagación, sus efectos, los planes de recuperación y las conclusiones técnicas respecto a las causas del respectivo evento o falla. La Superintendencia podrá definir el formato y los demás contenidos del referido Informe.”

En este inciso se regula el procedimiento a seguir una vez que ocurre la indisponibilidad.

El primer paso consiste en la elaboración, por parte del CISEN, de un Informe de Estudio de Análisis de Falla (en adelante “EAF”), cuyo objetivo será identificar al o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o aquellos que exploten a cualquier título, la o las instalaciones en las que se produjo el evento o la falla, su propagación, sus efectos, los planes de recuperación y las conclusiones técnicas respecto de las causas.

Se debe destacar que estos EAF no son nuevos en el marco del sistema eléctrico, siendo esta mención una mera consagración a nivel legal ordinario.

Así, la NTSyCS contempla, en el Título 6-12, el “Estudio Para Análisis De Falla”,²⁹⁵ cuya concretización se encuentra en el “Anexo Técnico N°3: Informe de Fallas de Coordinados”, elaborado por el antiguo CDEC-SING.

Por su parte, es necesario mencionar que este inciso VII encomienda a la SEC, y no al CISEN, la elaboración del formato y el contenido del EAF, tarea que resulta manifiestamente contraria al papel que debe tener la entidad fiscalizadora y el Coordinador dentro del sistema, donde la primera debe ser la encargada de la supervisión del sector y de aplicar las sanciones, mientras que el segundo es el organismo técnico regulador que debería tener a su cargo, precisamente, la definición de los formatos que técnicamente parezcan más adecuados.²⁹⁶

vi. Inciso Octavo y Noveno. Procedencia, pago, reembolso y reclamación del monto de las compensaciones

“Dentro del plazo que determine el reglamento, el Coordinador deberá comunicar el EAF a la Superintendencia, a objeto que dicho organismo determine si procede el pago de compensaciones en conformidad a lo establecido en el inciso primero del presente artículo. Los Coordinados, dentro de los diez días siguientes a dicha comunicación, podrán presentar a la Superintendencia sus observaciones al EAF y acompañar los antecedentes que estimen pertinente. En caso que la Superintendencia determine que procede el pago de compensaciones, deberá instruir a las empresas suministradoras de los usuarios finales afectados, sean estas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras, su pago en la facturación más próxima, o en aquella que determine la Superintendencia. Asimismo, y una vez acreditado el pago de las compensaciones correspondientes, la Superintendencia instruirá a

²⁹⁵ Artículos 6-74; 6-75; 6-76 y 6-78 de la NTSyCS.

²⁹⁶ La propia LGSE retrata al CISEN como un organismo de carácter técnico e independiente que se encarga de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas del sistema, de ahí que, si ocurren fallas en el mismo, será él quien conocerá de primera fuente el origen y las razones que dieron lugar a ellas (artículo 212°-1 LGSE).

través del Coordinador a los propietarios o a quien opere las instalaciones donde se produjo la falla, evento o su propagación, el reembolso total e inmediato a las empresas suministradoras del monto pagado por éstas por concepto de compensaciones a usuarios finales, de acuerdo a las normas que determine el reglamento o la Superintendencia a falta de éstas.

Con todo, una vez efectuado el reembolso de las compensaciones de que tratan los incisos precedentes, las empresas propietarias o que operen las instalaciones de donde se produjo la falla o el evento correspondiente podrán reclamar ante la Superintendencia la improcedencia de su obligación de pago, su monto o la prorrata asignada, según corresponda. Lo anterior es sin perjuicio de lo que se resuelva en las impugnaciones judiciales que se puedan interponer, ni de las acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables, en cuyo caso y de existir diferencias, éstas deberán ser calculadas por el Coordinador, quien instruirá el pago de las reliquidaciones que correspondan. Tratándose de diferencias o devoluciones que correspondan a usuarios finales, la Superintendencia determinará la forma y condiciones del reintegro o devoluciones conforme lo determine el reglamento.”

Lo primero que se debe observar, al examinar el inciso VIII, es que la ley deja a criterio del órgano fiscalizador el hecho de determinar si proceden o no los requisitos para compensar, de ahí la remisión al inciso primero del mismo artículo. Resultaba más claro, en este aspecto, el precepto del proyecto —al momento de evitar futuras confusiones—, porque señalaba que la compensación se haría sin perjuicio del o los actos administrativos de la Superintendencia que determinasen la responsabilidad por la interrupción (dividiendo así los requisitos de procedencia del aspecto de la responsabilidad).

En este sentido, se elimina de esta norma la polémica referencia a la automaticidad en el pago de las compensaciones, que tiene el no derogado precepto del artículo 16 B de la LSEC. Con todo, ella debe entenderse subsistente para los casos de indisponibilidad de suministro a consecuencia de fallas o eventos en instalaciones del distribuidor.

El plazo al que se refiere la ley, en cuanto a la comunicación del EAF a la SEC —ya fijado por el artículo 12 del DS N° 31 del ME—, es de 15 días hábiles contados desde la ocurrencia del evento o falla.

Naturalmente que los coordinados podrán observar el EAF y acompañar los antecedentes que, a su criterio, permitan determinar específicamente las responsabilidades por la falla.

Para ello, la ley les concede un plazo de 10 días hábiles, contados desde la comunicación que el CISEN haga a la SEC y a los coordinados respecto del EAF. Cabe destacar que el reglamento de las compensaciones concretiza que, a estos últimos, se los comunicará de este EAF mediante “técnicas y medios electrónicos” (artículo 12 inciso II).

La ley habla de los coordinados —esto es, se refiere a todas las actividades del sistema y no sólo a quienes deben compensar (quienes siempre serán los suministradores)— como una aplicación del principio de operación interconectada y coordinada, y una singularización de la norma del artículo 72°-2 de la LGSE.

Confirma lo anterior la definición de “coordinados” que entrega el artículo 2 letra b) del D.S N° 31 del ME²⁹⁷:

“Coordinados: todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico nacional, y los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, de acuerdo a lo señalado en el artículo 72°-2 de la ley.”

La investigación que lleva adelante la SEC, tiene por objeto determinar los supuestos de hecho del inciso I del artículo 72°-20, tal como queda de manifiesto en el artículo 13 del DS N° 31 del ME (y en ningún caso sancionar al operador).

Es necesario agregar que, en esa investigación, no sólo se tienen en cuenta los criterios normativos de las reglas técnicas, sino que también los antecedentes aportados por los coordinados y los que recabe la misma SEC en uso de sus facultades requisitorias²⁹⁸ e

²⁹⁷ Que se enmarca armónicamente con la definición de quienes están sujetos a la coordinación del CISEN, en el artículo 72°-20 de la LGSE, no obstante excluir esta definición reglamentaria a las concesionarias de distribución, por cuanto estas se rigen por el mecanismo del artículo 16 B de la LSEC.

²⁹⁸ Esta es la facultad consagrada específicamente en el artículo 3° A: “La Superintendencia podrá requerir, a las personas y empresas sometidas a su fiscalización y a las relacionadas que mantienen transacciones con aquéllas, la información que fuere necesaria para el ejercicio de sus funciones.”

inspectivas, respecto de las instalaciones asociadas al origen de la falla y su propagación. (artículo 13 del D.S N° 31 ME).

Cuando la SEC haga uso de su atribución para visitar las instalaciones, debe emitir un informe técnico sobre los hechos de que se trata y agregarlos al expediente de la investigación (artículo 13 del D.S N° 31 ME, parte final).

La segunda parte del inciso VIII, señala que si la SEC individualiza algún responsable y no procede una eximente de tal responsabilidad (no referidas expresamente ni en la ley o el reglamento, pero sí tácitamente en cuanto señala que la falla es o no autorizada²⁹⁹), procederá el pago de las compensaciones, el cual se le instruye al suministrador en la facturación más próxima (artículo 16 del D.S N° 31 del ME).

Por su parte, también permitió que sea en otra facturación que determine discrecionalmente el órgano (lo cual resulta esencial para evitar potenciales desequilibrios económicos para algún suministrador de menor tamaño), cuestión que no se permitía en el artículo 72°-18 del proyecto de ley.

En esta facturación, luego de haberse determinado todos los costos, cargos e impuestos a pagar por el usuario final, deberá descontarse la compensación que a éste le corresponda (artículo 16 inciso II del reglamento de las compensaciones).

²⁹⁹ Resulta lamentable que el D.S N° 31 del ME no haya hecho referencia alguna a este aspecto, aun cuando la generadora Colbún S.A haya hecho presente esta circunstancia, a propósito de la etapa de observaciones al reglamento (Planilla de observaciones, p. 15. Disponible en MINISTERIO DE ENERGÍA. “Observaciones y Comentarios al Reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico” [en línea] http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/reglamentos/Planilla_observaciones_regCompensaciones.pdf [consultado el 30 de mayo de 2017]). Respecto del Artículo 2°, literal f), pretende “Precisar la ventana de tiempo en que se contabilizarán los estándares o bien dejar referida a la NTSyCS (que los contabiliza anualmente). Por otra parte, hace falta precisar que no contabilizarán a las indisponibilidades permitidas aquellos eventos que no sean imputables al suministrador o en caso de fuerza mayor.” Así, adicionalmente al texto del referido artículo, se le debería agregar un inciso segundo que señalara “La contabilidad de dichos estándares se realizará en la ventana de tiempo que indique la norma técnica, y cada suministrador será responsable del suministro que entrega, salvo en aquellos casos que la falla no sea imputable al suministrador y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.”

En el aspecto tributario de la facturación, el inciso II del referido artículo 16 —de forma muy cuestionable—, señala que:

“Las compensaciones reguladas en el presente reglamento no se encontrarán gravadas con el impuesto al valor agregado”.³⁰⁰

Si efectuado el descuento, existiere un remanente en favor del usuario final, se le deberá abonar en la facturación inmediatamente siguiente (Artículo 16 inciso final del reglamento de las compensaciones).

Finalmente, en esta materia, la resolución del término de la investigación efectuada por la SEC, es “título suficiente” para el pago de la compensación que deben efectuar los suministradores a los usuarios (artículo 17 en relación al artículo 14 del reglamento de las compensaciones) y, una vez que este se efectúe, las suministradoras, dentro de los 15 días

³⁰⁰ Esta exención tributaria que consagra el referido artículo, a la luz de la normativa de rango constitucional y legal de nuestro país, resulta gravísima. El Profesor de Derecho Tributario Pedro Massone (MASSONE, Pedro. “Principios de Derecho Tributario. Tomo I”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2016, p. 145.) señala que una de las características que tienen los tributos es su legalidad. En este aspecto, “la legalidad de la tributación en la forma de reserva legal significa: el poder ejecutivo y el poder judicial no pueden crear impuestos. Todo impuesto requiere un fundamento legal”. Nuestra propia constitución reconoce el principio antes mencionado en una interpretación sistemática de las disposiciones de los artículos 63 N° 14, 65 inciso IV N°, 65 Inciso II, 19 N° 20, 6 y 7. Si bien, en el aspecto que se trata, el reglamento de las compensaciones no crea un tributo, sino que señala, para todos los efectos, que “X” no es tributo (lo excluye de la tributación: en el caso, del Impuesto al Valor Agregado), dicha atribución legal, que se enmarca en la interpretación, sólo corresponde al órgano creado por ley al efecto: El Servicio de Impuestos Internos (Artículo 1°.- Corresponde al Servicio de Impuestos Internos la aplicación y fiscalización de todos los impuestos internos actualmente establecidos o que se establecieron, fiscales o de otro carácter en que tenga interés el Fisco y cuyo control no esté especialmente encomendado por la ley a una autoridad diferente. Artículo 7°.- b) Interpretar administrativamente las disposiciones tributarias, fijar normas, impartir instrucciones y dictar órdenes para la aplicación y fiscalización de los impuestos —ambos preceptos del D.F.L N° 7 del Ministerio de Hacienda que “Fija texto de la Ley Orgánica del Servicio de Impuestos Internos y adecua disposiciones legales que indica”—. En específico, el Decreto Ley N° 2224 de 1978, que “Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía”, en ningún caso consagra atribuciones de carácter tributario para este último organismo, de suerte que la vulneración al artículo 1 de la Ley Orgánica del Servicio de Impuestos Internos y a las disposiciones constitucional ya mencionadas es manifiesta —al irrogarse atribuciones y competencias que no le ha sido otorgada por ley y privativas del órgano tributario por excelencia—. Máxime, cuando el criterio tributario en materia de compensaciones —al estar vigente únicamente el artículo 16 B de la LSEC— fue evidentemente consagrado de forma única y exclusivamente por oficios del SII (Oficio N° 2080, de 20.07.2016; Oficio N° 2585 de 2004; Ord N° 2491 de 2005, entre otros). Con todo, cabe destacar que el criterio del órgano tributario, en esta materia, ha sido el siguiente: “Respecto del Impuesto al Valor Agregado que afectaría a estas indemnizaciones, este Servicio ha señalado reiteradamente que ellas no se encuentran gravadas con el tributo en comento, toda vez que no se configura respecto de ellas el hecho gravado “servicio” en los términos dispuestos en el Art. 2°, N° 2 y Art. 8°, del D.L. N° 825.” (Ord N° 2491 de 2005).

hábiles siguientes a haberlo hecho, deben acreditarlo ante la SEC, entregando un listado con la información respecto de la individualización del usuario final que señala el mismo precepto reglamentario (artículo 17 inciso II del reglamento de las compensaciones).

La tercera parte de este inciso indica el procedimiento de reembolso o reliquidación de las compensaciones pagadas a las empresas suministradoras.

Así, una vez que se acredita el pago, la SEC, mediante el Coordinador, instruirá a los propietarios, o a quien opere las instalaciones donde se produjo la falla, evento o su propagación—esto es, quienes sean sindicados como responsables (alguno o algunos de los operadores de los incisos IV, V, y VI: Empresas de transmisión, generadoras, operadores de instalaciones de servicios complementarios)— para que reembolsen, de forma inmediata, a los suministradores, el monto que estos hubieren pagado, conforme a las normas que determine el reglamento (artículos 21 al 23 del D.S N° 31 del ME).

El proyecto de ley regulaba esta materia de otra forma, ya que era el suministrador quien debía informar al Coordinador los montos y la cantidad de usuarios compensados y éste último, en uso de sus facultades, debía requerir de pago a los responsables.

La norma definitiva dejó las materias de la determinación de los montos (como se observó según la fórmula tratada en el apartado II del este análisis, a propósito del artículo 18 del reglamento de las compensaciones) y la cantidad de usuarios efectivamente compensados (según la información que deberá entregar la suministradora a la SEC, detallada en el inciso III del artículo 17 del reglamento de las compensaciones) a las normas reglamentarias particulares que se dicten, evitando utilizar una regulación vaga y excesiva como la del proyecto. Además, en uso del rol que le corresponde al organismo fiscalizador del sistema, es este quien debe requerir de pago a los responsables, lo cual resulta del todo lógico, atendiendo al papel que la ley le otorga.³⁰¹

³⁰¹ Hay que recordar que el Coordinador es un organismo que se pretende dotar de independencia en la ley eléctrica, sumado a una serie de atribuciones y funciones que lo recargarán enormemente de trabajo (piénsese en el hecho de Coordinar de forma única todo el sistema eléctrico nacional), mientras que es la Superintendencia es el organismo fiscalizador y con la potestad coercitiva para exigir el cumplimiento de las normas y reglamentos a los operadores del sector eléctrico.

En cuanto a los aspectos específicos más importantes del reembolso, el reglamento detalla el contenido de la instrucción (que radica, esencialmente, en la identificación de los operadores y los montos) que deberá dar la SEC a los propietarios u operadores de la instalación donde se produjo la falla, evento o su propagación (artículo 20), destacando —para estos efectos— que el plazo máximo para realizar los reembolsos (que ya no es “inmediatamente”, como prescribe la ley), no podrá ser superior a 10 días hábiles.

Paralelamente, el CISEN, dentro de los 3 días hábiles siguientes a la recepción de la instrucción de la SEC, deberá comunicar a los propietarios o a los operadores de las instalaciones donde se produjo la falla, evento o su propagación, las transferencias económicas que correspondan, conforme a las instrucciones de la SEC. Además, es este organismo el encargado de velar, en definitiva, por el reembolso total dentro del plazo que defina la instrucción (artículo 21 del reglamento de las compensaciones), para lo cual puede adoptar todas las medidas que estime pertinentes y comunicar a la SEC, informándole en tiempo y forma, cualquier incumplimiento de la obligación de pago de los reembolsos.

Las sumas a las que tienen derecho las suministradoras que hubieren pagado, están sujetas a las normas de reajustes e interés corriente, contados desde la fecha del pago de las compensaciones, hasta el día del reembolso efectivo (Artículo 22 del reglamento de las compensaciones).³⁰²

Finalmente, el inciso IX se encarga de la “posibilidad de reclamar”, permitiendo que los responsables que hubieren reembolsado el pago al suministrador (los propietarios u operadores de las instalaciones donde se produjo la falla, evento o su propagación) lo hagan de dos maneras —no excluyentes y no del todo específicas— de ahí la utilización del término “sin perjuicio”:

- a- Reclamando administrativamente, ante la Superintendencia, la improcedencia de su obligación de pago, su monto o la prorrata asignada;
- b- Impugnando judicialmente y/o repitiendo en contra de quienes “finalmente” resultaren responsables.

³⁰² Se debe entender que esta referencia viene hecha a las normas consagradas en la Ley N° 18.010 de 1981 que “Establece Normas para las Operaciones de Crédito y Dinero”.

La no especificidad a la que se hace mención se observa en el segundo supuesto, cual es la llamada impugnación judicial, toda vez que no se indica si esta radica en la reclamación en los términos del artículo 19 de la LSEC (ante la Corte de Apelaciones correspondiente al domicilio del reclamante) o si constituye una impugnación en sentido amplio, incluyendo también la acción cautelar de protección del artículo 20 de la CPR³⁰³ o las impugnaciones por requerimientos de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional,³⁰⁴ tal como ha ocurrido en la práctica aplicada, por parte de los distribuidores, en relación con el artículo 16 B de la LSEC. Más, el reglamento de las compensaciones no soluciona ni se pronuncia sobre esta especie de reclamación.

En cuanto a la reclamación ante la misma Superintendencia, el reglamento de las compensaciones efectúa algunas menciones en el artículo 23. Sobre esta materia, debe entenderse que este inciso del artículo 72°-20 constituye un recurso de reposición especial creado por la LGSE, toda vez que, en el caso concreto, no aparece una sanción administrativa en los términos del artículo 18 A de la LSEC,³⁰⁵ debiendo regirse —en lo no regulado por el

³⁰³ Un ejemplo aplicado de esta forma de impugnación aparece en la Sentencia de la Corte de Apelaciones de Santiago, Rol N° 39.682-2012:

“Primero: Que a fojas 18, comparece don Aristóteles Cortés Sepúlveda, abogado, en representación de las reclamantes CGE Distribución S.A., Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A, y Empresa Eléctrica De Talca S.A., quien recurre de protección en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por el acto ilegal y arbitrario contenido en el Oficio Circular N° 9896 de 16 de octubre de 2012, recibido por correo el 19 del mismo mes y año, y por la omisión en que incurrió al no adoptar las medidas tendientes a dar eficacia al ordenamiento jurídico en un marco de razonabilidad según se le ha solicitado expresamente. Indica que el acto y omisión ilegales y arbitrarios contra los que se recurre, afectan los derechos constitucionales de las recurrentes a no ser juzgadas por comisiones especiales y sin un debido procedimiento, al desarrollo de su actividad económica conforme a la normativa legal vigente y sin ser discriminada arbitrariamente, y a la propiedad, reconocidos en el artículo 19 N°s 3° inciso cuarto, 21° en relación con los números 2° y 22°, y 24° de la Constitución Política de la República”.

³⁰⁴ Resulta necesario recordar que, para presentar un requerimiento ante el Tribunal Constitucional, uno de los requisitos que exige la Constitución es que exista una gestión judicial pendiente. En este sentido no existe tal con la sola reclamación ante la SEC, siendo necesario que quienes sean declarados responsables deban reclamar ante la Corte de Apelaciones o recurrir de Protección para poder presentar un requerimiento ante esta Magistratura.

³⁰⁵ “Artículo 18° A.- En contra de las resoluciones de la Superintendencia que apliquen sanciones, se podrá interponer el recurso de reposición establecido en el artículo 9° de la ley No. 18.575, en el plazo de cinco días hábiles contado desde el día siguiente a la notificación de la resolución. La Superintendencia dispondrá de diez días hábiles para resolver.

La interposición de este recurso suspenderá el plazo para reclamar de ilegalidad, siempre que se trate de materias por las cuales procede dicho recurso.”

referido artículo 23— por las reglas generales de los procedimientos administrativos (en particular el artículo 59 de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos N° 19.880).

En el aspecto regulado, el artículo 23 del D.S N° 31 del ME señala que el plazo para presentar el reclamo ante la SEC es de 10 días hábiles, contados desde la fecha en que se efectuó el reembolso efectivo de las compensaciones, mediante solicitud fundada y adjuntando los antecedentes que correspondan. Más adelante, la norma refiere la ya señalada ley N° 19.880, pero no se puede determinar si la referencia fue hecha sólo a efectos de la posibilidad de dictar medidas provisionales (que así parece ser, según su redacción³⁰⁶), por parte de la SEC (en tanto esa ley general de los procedimientos administrativos regula este aspecto en su artículo 32), o a una posible aplicación supletoria expresa en otras materias no reguladas en la norma.

En este último caso, ante la falta de regulación, se genera otro problema, ya que no se explica si dicha reclamación se debe interponer directamente ante una de las direcciones regionales de la SEC o ante la oficina central ubicada en la Región Metropolitana, pudiendo generar el mismo conflicto que ocurre respecto de la determinación del caso fortuito o fuerza mayor, para los supuestos de compensaciones por indisponibilidad del artículo 16 B de la LSEC (interrupciones no imputables Dx e internas recalificadas), donde existen criterios disímiles, dependiendo de cada representante regional desconcentrado del organismo central.³⁰⁷

Por último, en lo que dice relación con el hecho de quienes “finalmente resulten responsables,” la ley pareciera abrir la puerta para que los órganos jurisdiccionales se pronuncien sobre cuestiones de hecho determinadas por la propia SEC.³⁰⁸

Esto no debería ocurrir, no sólo para dar cumplimiento a las garantías procedimentales mínimas, donde, en “instancias especiales”³⁰⁹, el tribunal sólo podrá pronunciarse de las

³⁰⁶ “No obstante lo dispuesto en la Ley N° 19.880, en el tiempo que medie entre la interposición del reclamo a que hace referencia el presente artículo y la resolución definitiva de la Superintendencia, ésta podrá ordenar medidas provisionales (...).”

³⁰⁷ ATS ENERGÍA S.A (2015), Op. Cit., p. 17 – 18.

³⁰⁸ Haciendo uso de su papel de fiscalizador especializado y con el conocimiento de la compleja normativa técnica del sector eléctrico, ante quien se han rendido las pruebas y siendo ella quien se relaciona directamente con el Coordinador.

³⁰⁹ Cabe destacar que el concepto de instancia, dentro del Derecho Procesal, está restringido, por regla general, a la única, primera o segunda instancia, donde se permite conocer tanto los hechos como el derecho. En este sentido,

cuestiones de hecho y de derecho discutidas en la instancia anterior —esto es, aquellas fijadas por la SEC—, ³¹⁰ sino que también por el hecho de que los tribunales ordinarios carecen de criterios técnicos, propios de la ingeniería, y del desarrollo de una perspectiva del Derecho Administrativo Económico, para resolver este tipo de conflictos, aplicando, la mayor parte del tiempo, normas del Código Civil, para suplir los vacíos.

Con todo, de impugnarse judicialmente o ante la SEC, y de existir diferencias en los montos compensados, estas deberán ser recalculadas por el Coordinador, quien instruirá el pago de las reliquidaciones, y si esas diferencias o devoluciones corresponden a usuarios finales, la SEC determinará la forma y condiciones en que ellas se reintegrarán, conforme lo determine el reglamento.

Finalmente, sobre este punto, el reglamento de las compensaciones prescribe que (artículo 24) el pago de las reliquidaciones que correspondan se instruirá sólo una vez que se encuentren firmes o ejecutoriadas las resoluciones respectivas.

Se debe entender que las referidas resoluciones no se reducen a las impugnaciones judiciales —como parece desprenderse de la ubicación de la referida norma (inciso II del artículo 24, que trata sucintamente de las impugnaciones judiciales)—, sino que también la referencia viene lógicamente hecha a las impugnaciones de carácter administrativo ante la propia SEC.

El CISEN deberá informar a la SEC, en un formato que ésta defina, y dentro del plazo de 15 días hábiles contados desde la instrucción de pago de las reliquidaciones, la identificación del evento o falla que produjo la indisponibilidad de suministro a usuarios finales, las compensaciones finales correspondientes a cada empresa suministradora y las diferencias o devoluciones correspondientes a estas últimas, producto de la reliquidación (artículo 24, inciso final del reglamento de las compensaciones).

si faltase, por ejemplo, el conocimiento de los hechos, no se puede hablar de la existencia de una “instancia”, en sentido estricto.

³¹⁰ En este sentido, la reclamación ante la Corte respectiva no constituye una segunda instancia en los términos de un recurso de apelación, sino una “instancia especial”, debiendo seguir los principios de los recursos especiales, como ocurre con el denominado recurso de casación. En este sentido Maturana y Mosquera (MOSQUERA, Mario y MATURANA, Cristián. “Los Recursos Procesales”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, p. 240.), sostienen que “en el recurso de casación no se rinde prueba por regla general, por cuanto los hechos son los que se han establecido en la instancia anterior a su conocimiento”.

Tratándose de diferencias o devoluciones que correspondan a usuarios finales (artículo 25 del reglamento de las compensaciones), conforme a las reliquidaciones determinadas según el artículo 24, la SEC, mediante resolución, determinará la forma y condiciones del reintegro y/o devoluciones, para lo cual considerará, a lo menos, que las diferencias que deban ser pagadas por los usuarios finales a su respectiva empresa suministradora, deberán ser cargadas en cuotas en las siguientes facturaciones mensuales. La SEC determinará el número máximo de cuotas, las cuales no podrán superar el número de meses completos que duró el periodo sujeto a la reliquidación.

Cabe destacar que a las reliquidaciones también se le aplican las normas del reajuste al interés corriente vigente a la fecha de su determinación, contado desde la fecha de pago del reembolso de las compensaciones hasta el día en que se efectúe el reintegro o devolución que corresponda por concepto de reliquidaciones.

3. Normativa técnica relativa a las indisponibilidades compensables

El inciso primero del artículo 72-20 de la LGSE señala que:

“Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las compensaciones que señala este artículo.”

En lo relativo a la “falta de autorización”, hay que remitirse a los criterios ya reseñados en el tratamiento de la compensación del artículo 16 B de la LSEC, en específico a las indisponibilidades no aceptables de instalaciones de generación o transmisión, propias del esquema “interrupciones no imputables Dx” (no imputables al distribuidor), sin perjuicio de aquellas nuevas normas de rango reglamentario que pueda dictar la Superintendencia o el Coordinador, una vez que se cumplan los plazos legales para la entrada en vigencia del artículo 72°-20.

En aquello que dice relación con los estándares del artículo 72-19° de la LGSE, la Resolución Exenta N° 427, de fecha 4 de agosto de 2017, de la CNE, que “Aprueba modificaciones en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio e incorpora anexos que indica”, agregó tres anexos técnicos a la NTSyCS. En aquello que interesa al tema de este trabajo, se adicionó el anexo técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto” y se modificaron varias disposiciones de la misma.

De esta manera, dentro de las modificaciones pertinentes al sistema compensatorio, los nuevos textos de los artículos 6-15 y 6-18 de la NTSyCS, establecen una serie de registros que corresponde llevar los Coordinados mismos y que deberán detallar, entre sus contenidos más relevantes: la cantidad, duración y profundidad de las interrupciones en el sistema eléctrico, con la finalidad de informarlos —de acuerdo a los Anexos Técnicos “Informes de Falla de Coordinados”³¹¹ (en adelante “Anexo EAF”) e “Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”³¹² (en adelante “Anexo de CSyCDP”)— al CISEN, quien tendrá la responsabilidad de consolidar todos los meses la información de las instalaciones de generación o de transmisión y determinar los valores acumulados de indisponibilidad para cada instalación (y para cada tipo de instalación, según los operadores), conforme a los criterios del artículo 5-58 de la NTSyCS (que constituyen los mismos estándares relativos a los índices de indisponibilidad programada o forzada —suspensiones o interrupciones no autorizadas— utilizados para la norma del artículo 16 B de la LSEC), con la particularidad de que ya no es sólo el fiscalizador quien recaba la información cada vez que se deba compensar, sino que ahora será el Coordinador el encargado de obtenerla, mes a mes.

A efectos de la indisponibilidad, el Anexo EAF, de forma concordante con la norma del artículo 5-58 de la NTSyCS y con el Anexo de CSyCDP, resume que una instalación se encontrará afectada por un evento o falla cuando,³¹³ en su Estado Operativo (que significa: “la

³¹¹ Este anexo define la información y los formatos del EAF que se debe enviar al actual Coordinador y ya existía a la fecha de la publicación de la Ley N° 20.936 (COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Anexo Técnico: Informes de Falla Coordinados” [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Anexo-NT-Informes-de-Falla-de-Coordinados.pdf> [consultado el 15 de octubre de 2017]).

³¹² COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Anexo Técnico: Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto” [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/INFORME-DE-CALIDAD-DE-SUMINISTRO-Y-CALIDAD-DE-PRODUCTO.pdf> [consultado el 15 de octubre de 2017]

³¹³ En este aspecto, el Anexo de CSyCDP define una serie de Estados Operativos para las instalaciones de generación y transmisión, que vienen a responder a alguna de estas tres clasificaciones. Para las instalaciones de

clasificación que identifica el estado en que se encuentra una instalación de generación o transmisión, considerando las restricciones técnicas internas o externas, las restricciones relativas al suministro y disponibilidad de combustibles, y la conexión o desconexión al Sistema Interconectado, según corresponda”):

- a- Se ha desconectado o ha quedado indisponible totalmente,
- b- Presenta una indisponibilidad parcial;
- c- Ha quedado limitada en su funcionamiento.

En este sentido, el evento o falla que interrumpe el suministro al usuario final puede ser de origen intempestivo, como consecuencia de una desconexión forzada o programada, o una limitación forzada o programada de la instalación, siempre y cuando tenga su origen en una instalación que no sea de distribución (donde será una indisponibilidad compensable bajo las reglas del artículo 16 B de la LSEC).

Todos estos eventos o fallas (Artículo 3 N°3 del Anexo de CSyCDP) pueden tener su origen en instalaciones del generador o transmisor (nacional, zonal, dedicada, de polos de desarrollo u otro), identificando, además, cuando la interrupción responde a las instrucciones de operación de servicios complementarios del Coordinador o las actuaciones de los mismos.

Por su parte, la norma distingue (Artículo 3 N° 4 y N° 5 del Anexo de CSyCDP), en concordancia con el Anexo Compensaciones Dx de la SEC, entre aquellas interrupciones de origen interno —cuando se generan por la necesidad de ejecutar mantenimientos propios de la instalación o por fallas de algunas de sus partes o componentes— y externo —cuando se produce debido a la ocurrencia de una falla o evento en una instalación del sistema que no pertenece al conjunto de equipos propios de la instalación en cuestión (típicamente: causadas por caso

generación son: limitación programada; limitación forzada; limitación de combustible; limitación de combustible por instalaciones; prueba operacional; prueba en mantenimiento mayor; restricción operativa; desconexión con limitación programada; desconexión con limitación forzada; desconexión con limitación de combustibles por instalaciones; mantenimiento mayor; desconexión programada; desconexión forzada; falla externa y desconectada con restricción operativa. Para las instalaciones de transmisión, los Estados Operativos son: Conectada normal; restricción operativa; prueba en puesta de servicio; desconexión normal; desconexión forzada; desconexión programada; falla externa; desconexión con restricción operativa y mantenimiento mayor.

fortuito o fuerza mayor, acciones de terceros, indisponibilidad de otras instalaciones, interrupciones programas para aplicar el acceso abierto, operación de servicios complementarios, expansión de la transmisión, etc.)—.

Enseguida, el periodo de control (Artículo 3 N°6 del Anexo de CSyCDP), para la entrega de información relativa a la indisponibilidad —y evidentemente para compensar a futuro, cuando entre en vigencia el régimen del artículo 72°-20 de la LGSE—, es de un mes completo (partiendo el primer día y culminando el último día del mes, ambos inclusive).

El tiempo de duración de las interrupciones de suministro o “TFSI”, será el comprendido entre el inicio de la interrupción total o parcial de suministro al cliente y el momento en que el CISEN normalice los consumos, previa autorización. Para el caso concreto de los clientes regulados, este será el menor valor entre el instante de inicio de la interrupción y el momento en que el CISEN autorice la normalización o el instante de inicio de la interrupción y el momento en que el suministro se encuentre restablecido a través de las redes de MT del distribuidor.

A efectos de esta compensación, se está frente a una indisponibilidad de la instalación respectiva, definidas y concretizadas en el artículo 9, cuando (artículo 10 del Anexo de CSyCDP):

“(…) se ha producido una disminución total o parcial en la capacidad de una instalación, producto de una desconexión o falla, respecto de su valor máximo declarado”.

Así, para las instalaciones del generador, habrá una disminución total o parcial de la potencia disponible de generación respecto de su potencia máxima declarada, esto es, la indisponibilidad recae sobre la potencia no disponible: “la energía por unidad de tiempo que no es capaz de entregar la unidad, producto de la diferencia entre la potencia máxima declarada y la potencia disponible asociada a la desconexión, limitación o falla”.

En cuanto a las instalaciones del transmisor o para un transformador de poder, se entiende que ha ocurrido un evento que genera indisponibilidad cuando éste no se encuentra en condiciones de transmitir.

Los artículos 12 y 13 del Anexo de CSyCDP se encargan de entregar las fórmulas necesarias para calcular los índices de indisponibilidad en las instalaciones de generación y transmisión.

PARTE III

CAPÍTULO I. LA COMPENSACIÓN POR DÉFICIT DE GENERACIÓN EN CASO DE QUE DECRETE UN RACIONAMIENTO ELÉCTRICO

I. La compensación y el racionamiento eléctrico en nuestro país: Consecuencia de una crisis

El concepto de racionamiento no es una novedad dentro de nuestra legislación eléctrica.

Así, “durante la vigencia de la ley eléctrica original (...) se establecía la posibilidad de dictar un decreto de racionamiento cuando existían fallas de centrales termoeléctricas o sequías, evento en el cual dejaban de regir las normas sobre calidad de suministro, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 83 del DFL N° de 1982”.^{314 315}

Sin embargo, la referencia más importante a este término aparece con la incorporación del artículo 99 Bis —actual artículo 163 de la LGSE— mediante la ley N° 19.959, publicada en el Diario Oficial el 24 de febrero de 1990, que estableció el mecanismo compensatorio objeto de este trabajo.

Sobre el concepto que se trata en esta investigación, EVANS y SEEGER sostienen que una situación de racionamiento eléctrico implica:

³¹⁴ DUNAY, Miguel y RAMIREZ DE ARELLANO, Bernardo. “El Sector Eléctrico en Chile, el CDEC y las transferencias de electricidad entre generadoras”. Memoria de prueba para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales. Santiago: Universidad de Chile, p. 123 – 124.

³¹⁵ *Ibíd.* El concepto de racionamiento se introdujo mediante el “N° 8 del artículo único de la ley 18.922” donde “se incorporó en el cálculo de los precios de nudo y del costo marginal, una suma equivalente a los déficit de más frecuente ocurrencia en el sistema, el que se denominó costo de racionamiento (o costo de falla), valores que las empresas generadoras pasaron a tener derecho a recibir, al cobrar el precio de nudo por la energía suministrada a las empresas distribuidoras o, al cobrar el costo marginal, por la energía vendida en el mercado spot”.

“Un escenario de escasez en generación de electricidad y a las medidas que, como consecuencia de una oferta restringida de energía, la autoridad sectorial ha estimado conveniente adoptar para transitar por dicha situación de escasez.”³¹⁶

En este esquema, y como reacción a la sequía del año 1989, que produjo una grave crisis energética en nuestro país, el legislador creó este sistema compensatorio, mediante el citado artículo, dentro de la LGSE.³¹⁷

Si bien, la norma es de gran relevancia en el sistema y el mercado eléctrico —en tanto permite corregir desequilibrios económicos de este último que afecten a los clientes regulados—, el debate legislativo que se gestó en torno a ella fue bastante breve.³¹⁸

A tal punto que la norma sólo tomó relevancia práctica hacia los años 1998 y 1999, a raíz de otra profunda crisis energética que afectó a nuestro país, consecuencia de la sequía más severa

³¹⁶ EVANS, Eugenio y SEEGER, Carolina (2010), Op. Cit., p. 135.

³¹⁷ DUNAY, Miguel y RAMIREZ DE ARELLANO, Bernardo (2002), Op. Cit., p. 123. En este sentido, “(...) el racionamiento eléctrico siempre estuvo regulado en nuestra legislación” (...) pero “sólo a contar de la ley 18.922 (publicada en el Diario Oficial con fecha 12 de febrero de 1990), las consecuencias de dictarse un decreto de racionamiento pasaron a tener mayor importancia, tanto para los consumidores, como para los agentes económicos que participan en la cadena de producción de energía eléctrica”.

³¹⁸ Siendo la única referencia la contenida en la página 99 de la Historia de la Ley N° 18.959 (BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N° 18.959” [en línea] <https://www.leychile.cl/Navegar/scripts/obtienearchivo?id=recursoslegales/10221.3/34997/3/HL18959.pdf>.

[consultado el 3 de abril de 2016]): “Este artículo fue propuesto por el Ejecutivo bajo el N° 73, número original de la iniciativa y tiene por objeto agregar al decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, un artículo 99 bis, que complementa lo dispuesto en el artículo 99 del mismo cuerpo legal, en el sentido que, si se producen déficits de generación eléctrica que hubieren sido considerados en el cálculo de precios de nudo, cada empresa generadora deberá compensar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios de kilowatt/hora no suministrados. Asimismo, se establece que, en el caso de clientes distribuidores, la compensación recibida deberá traspasarse íntegramente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios. Finalmente, se señala que en el caso de producirse la situación de déficit, el Ministerio de Economía fijará, en el mismo decreto que autorice la aplicación de medidas de racionamiento y con el informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto de los pagos, como así mismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficits, los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez el pago a sus clientes finales. Las Comisiones Segunda y Cuarta recomendaron aprobar la idea de legislar sobre este artículo, en tanto las Comisiones Primera y Tercera están por su rechazo, por lo cual la Comisión Conjunta acordó recomendar a la H. Junta de Gobierno el rechazo de la norma propuesta”.

del siglo XX,³¹⁹ donde se decidió legislar nuevamente sobre el artículo 99 Bis, reformando completamente su contenido.³²⁰

Una publicación del CDEC - SIC retrata lo desastrosa que era la situación energética que se vivía en nuestro país en aquel entonces y como ella afectaba la operación económica, las relaciones de los controladores en los distintos segmentos del sector y la vida cotidiana de la población en general.³²¹

De esta reforma surge el actual artículo 163 (ex 99 Bis) de la LGSE, nuevamente como una respuesta legislativa a la problemática.

³¹⁹ Producida por el “fenómeno de la niña”

³²⁰ MARTÍN, Carlos. “Causas de la Crisis Eléctrica 1998/1999, reacción legislativa y consecuencias en la inversión en el sector eléctrico”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°3, 2001, p. 681.

³²¹ En el aspecto histórico de la gestación de este racionamiento, el CDEC-SIC (CDEC-SIC (2014), Op. Cit., p. 29 – 30) lo refiere como la “peor pesadilla” que puede tener un sistema eléctrico: “En el periodo 1998-1999 se habían acumulado muchas tensiones en el sector eléctrico. No sólo por la grave sequía que se registró en el periodo, que agravó las disputas entre empresas excedentarias y deficitarias respecto de las facturaciones cruzadas y con ello las preocupaciones al interior del CDECSIC. También porque en ese periodo se vivió lo que tal vez es la peor pesadilla para el sistema eléctrico: el racionamiento. Esta fue la condición del sistema eléctrico entre noviembre de 1998 y julio de 1999, aunque combinada con periodos de suministro normal. Ernesto Huber, secretario del Directorio en esa época, recuerda que fue un periodo muy intenso, ‘Por ejemplo, la SEC instruyó al Directorio para que estuviera permanentemente constituido en el Centro de Despacho, que en esos momentos estaba a cargo de Transelec. Hubo mucha conflictividad y varias reuniones de Directorio se realizaron con presencia del superintendente, Juan Pablo Lorenzini, además de otras reuniones en que participó el ministro presidente de la CNE, Óscar Landerretche’. La necesidad de emplear el racionamiento tuvo causas múltiples, que se fueron combinando de manera compleja. La causa de base fue una profunda sequía, que afectó especialmente a un sistema como el SIC, que basa gran parte de su potencial en la hidroelectricidad. Pero a ella se le agregaron diversas discrepancias entre los participantes del sistema eléctrico y también entre expertos y políticos. Por un lado, se argumentó que en 1998 se autorizó a Endesa el uso adelantado de 200 millones de metros cúbicos de agua del Laja, lo que habría restado recursos valiosos para generación en momentos críticos. También se dijo que, a mediados de julio de 1998, el CDEC-SIC dejó de despachar centrales térmicas a petróleo, lo que contribuyó al agotamiento de reservas de agua para el futuro. Adicionalmente en noviembre de ese año algunas centrales térmicas debieron iniciar sus mantenimientos mayores. El escenario se volvió crítico cuando Colbún no pudo cumplir los plazos programados para la entrada en operación de la Central Nehuenco y luego informó una falla en abril de 1999, en pleno racionamiento. Nehuenco era una de las tres centrales de ciclo combinado que existían en ese entonces y era clave para el SIC, al aportar 350 MW, más de 10% del total producido en el sistema. Así, en abril de 1999 el racionamiento eléctrico era una realidad en la mayor parte de la zona ubicada entre Taltal y Chiloé. Esto implicaba entre una y dos horas sin luz cada día en cada ciudad y en los ocho bloques en que se dividió la capital. Las repercusiones en la población eran innumerables: atochamientos debido al corte de semáforos con la consiguiente extensión de los tiempos de viaje, problemas en equipamientos sensibles a las interrupciones de energía, imposibilidad de usar computadoras o cajas registradoras en los comercios, dificultades en el almacenamiento de productos lácteos y alimentos perecibles, entre otros.”

II. Naturaleza Jurídica y fuente de la compensación. Distinción del Decreto como acto administrativo de la compensación, como mecanismo independiente.

Como es sabido, determinar la naturaleza jurídica de una institución consiste en establecer una calificación jurídica de la misma, identificando ciertos elementos que la asimilan con otro instituto o permiten identificar su propia individualidad, la aplicación supletoria de normas, sus requisitos, entre otras materias.

Sobre el particular, en el tratamiento de esta compensación, se debe realizar una precisión fundamental, relacionando su naturaleza jurídica directamente con su fuente: la compensación no proviene de la dictación del decreto de racionamiento, ni menos de los contratos de suministro eléctrico, sino que su fuente es directamente la ley.

De igual manera se ha pronunciado nuestra Corte Suprema, en un fallo del año 2014, donde sostuvo:³²²

“Que teniendo presente lo dicho en el motivo precedente, cabe señalar que esta Corte ha fallado en forma reiterada (causas rol 7103-2007, 8495-2009, 701-2010) que la obligación de compensar a que se refiere el artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos nace por disposición de la ley y en beneficio de los usuarios que se hayan visto afectados por un racionamiento del suministro eléctrico. De tal suerte que la obligación de pago de las generadoras a los clientes finales no tiene su fuente en los contratos celebrados entre aquéllas con las empresas distribuidoras.”

Por ello, cuando se habla de la compensación, resulta necesario entender la diferencia de ella con el decreto de racionamiento propiamente tal. Así, que la primera opere como consecuencia de la dictación del segundo, no implica que éste sea el encargado de fijarla o de instruirla.

³²² Corte Suprema, Rol N° 10613 de 2014.

Enseguida, el decreto de racionamiento es un acto administrativo, en sentido concreto, y completamente diferenciado de la compensación.

Como todo acto administrativo, el decreto debe ser fundado (Art. 42 de la Ley 19.880), pero aquí se exige que dicha fundamentación sea especial:³²³

“(…) debe basarse en fundamentos de hecho concretos y ciertos —para que no adolezca de arbitrariedad— y, además, que sean pertinentes y congruentes con las causales legales que permiten su adopción— para que no adolezca de ilegalidad—”.

El contenido mínimo que se exige, es la inclusión del monto a pagar por cada kilowatt-hora de déficit, como asimismo, las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de estos; los montos y procedimientos que utilizarán las empresas distribuidoras para traspasar, a su vez, las sumas que reciban de las generadoras a sus clientes finales; y las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias³²⁴ para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo.³²⁵

En este sentido, se puede observar que el decreto se orienta únicamente a particularizar la situación de racionamiento, en tanto regula materias tales como los costos, los despachos, las relaciones entre las generadoras y los distribuidores, los horarios de interrupción de suministro, entre otras, mientras que la compensación es una consecuencia, legalmente obligatoria, de su dictación.

Con todo, poco se ha señalado en la doctrina respecto de la naturaleza de esta compensación, siendo la jurisprudencia y las empresas del sector eléctrico quienes han efectuado algunas calificaciones, en donde la mayoría ha estado conteste en entenderla como un símil a la indemnización de perjuicios —incluso con la particularidad de que algunos insisten en su origen contractual—, como una manifestación más de la responsabilidad civil.

³²³ MENDOZA, Ramiro, “Sobre los Requisitos y Efectos de un Decreto de Racionamiento Eléctrico Adoptado en Virtud de lo Dispuesto por el Artículo 99 BIS del DFL 1 de 1982 (Notas Sobre su aplicación antes y después de la Ley 19.613). En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°2, Vol. II, julio – diciembre de 2000, p. 419.

³²⁴ El precepto señala que dichas medidas deben ser decretadas “dentro de sus facultades”. Esto es evidente, toda vez que las autoridades deben sujetarse, en su actuar, a las normas de los artículos 6 y 7 de la Constitución.

³²⁵ En este mismo sentido, calificándolo como acto administrativo, se ha pronunciado MENDOZA. Loc. Cit.

1. La compensación como una indemnización de perjuicios

En el año 2014, la Corte Suprema sostuvo que:³²⁶

“El antiguo texto del artículo 99 bis citado se había incorporado ese texto, en cuanto establecía el derecho a eximirse de la obligación indemnizatoria si el déficit se debía a una sequía mayor que la del año hidrológico más seco considerado al calcular los precios de nudo; y según lo visto, el déficit de que se trata se hallaba en ese caso y, por tanto, no podía ser obligada a pagar la indemnización o compensación.”

En la misma causa, ENDESA S.A, empresa generadora eléctrica, quien debía soportar la carga de compensar, señaló:

“Que resulta pertinente establecer que por medio de este juicio la actora ENDESA S.A. empresa generadora de energía ha demandado a C.S.A., Compañía General de Electricidad S.A. y a Empresa Eléctrica de La Frontera S.A., todas distribuidoras de energía a fin de que se declare la nulidad de derecho público de la obligación indemnizatoria que establece para con las demandadas el artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos “

Incluso, afirmó que, al operar este mecanismo, se vulnerarían normas del Código Civil:

“Aduce vulneración del artículo 578 del Código Civil por falta de aplicación para decidir que los únicos sujetos de la relación jurídica consistente en el derecho personal o crédito de su parte a pedir la declaración de nulidad de derecho público de la obligación indemnizatoria que le impuso el D.S. N° 287 eran su parte y las demandadas.

Sostiene que se infringe el artículo 1567 N° 8 del Código Civil, por no haberse decidido que las únicas partes legitimadas o los únicos legítimos contradictores en el juicio de nulidad de la

³²⁶ Corte Suprema, Rol N° 10613 de 2014.

obligación indemnizatoria eran los sujetos activo y pasivo de dicha obligación y derecho de crédito correlativo.”

Por su parte, en el mismo litigio sostuvieron, en relación a la naturaleza jurídica de la compensación, que:

“En cuanto al régimen de las compensaciones a usuarios, tienen un carácter indemnizatorio, por ser consecuencia de la responsabilidad civil de las empresas eléctricas, el que ha permanecido inalterable a través de las diversas normas que le han sido sucesivamente aplicables.”

Asimismo, el Tribunal Constitucional también falló que esta compensación constituye una indemnización de los perjuicios ocasionados:

“8°. Que en dicha causa, según se expone en el requerimiento, se solicita la “Nulidad de derecho público de la obligación indemnizatoria impuesta a mi parte por el decreto de racionamiento N° 287 de Economía de 10 de Junio de 1999, para con la demandada”(fojas 9) y se deduce también la “Acción de declaración de haber de regirse el contrato hasta su término con prescindencia del artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en subsidio, por el texto primero de ese artículo, introducido por la ley dieciocho mil novecientos cincuenta y nueve, en cuanto a los límites de responsabilidad que ese texto establecía.”(Fojas 11);

9°. Que de los antecedentes reunidos en autos se desprende que la controversia sometida a decisión jurisdiccional se refiere al ordenamiento legal que ha de aplicarse respecto de la obligación indemnizatoria que se le ha impuesto a la requirente para con la Sociedad Austral de Electricidad S.A. por el Decreto Supremo N° 287, del Ministerio de Economía, de 1999, sobre racionamiento eléctrico, en relación con los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos por las partes con fechas 22 de marzo de 1991 y 25 de septiembre de 1992.”

En este mismo sentido se ha pronunciado, doctrinariamente, CIFUENTES:³²⁷

³²⁷ CIFUENTES, Ramón. “Algunos problemas de responsabilidad civil que plantea la legislación eléctrica después de modificarse el artículo 99 bis del DFL N° 1”. En: “Revista de Derecho Administrativo Económico”, N° 3, 2001, p. 713.

"Hasta antes del año 1990 no existían normas legales especiales que establecieran un régimen especial de indemnizaciones derivado de suspensiones o interrupciones en el suministro, con lo cual dicha materia se sujetaba a las reglas del derecho común en materia de responsabilidad contractual. El año 1990 la Ley modificó el DFL N° 1 incorporando por primera vez un artículo 99 bis. Dicha regla consagraba la obligación de las generadoras de compensar (indemnizar) a los usuarios finales por la electricidad no entregada. La mecánica de dicha disposición era similar a la actual, en tanto importaba el pago de la compensación de la generadora a la distribuidora, la que debía "traspasarlo" a los clientes finales sujetos a regulación de precios. La particularidad de dicha regla consistía en que las referidas compensaciones tenían lugar solo en los casos de racionamiento y no en períodos de normalidad, amén de que dichas indemnizaciones se limitaban al déficit considerado en el precio de nudo correspondiente al año más seco"

Sobre la norma, en concreto, el autor señala que esta:

“Mirada desde la perspectiva del derecho civil, lo que resulta del todo propio al tratarse de una regla que fija indemnizaciones respecto de personas vinculadas contractualmente y en el ámbito de dichos contratos, resulta peculiar en muchos aspectos (...) la relación entre la distribuidora, intermediaria de la energía recibida de la generadora, y sus clientes finales, los cuales de acuerdo al artículo citado, son los beneficiarios de la indemnización o compensación, es también una relación contractual.”

2. Un Instituto de su propio género de origen legal

La compensación que consagra la ley se configura como un instituto que no responde y no debe ser subsumido dentro de las clasificaciones tradicionales del Derecho Civil.

De ahí que, el hecho de que la generadora deba realizar el pago de una suma de dinero determinada, no implica que ello se traduzca inmediatamente en una indemnización de los perjuicios que se ocasionen a los usuarios regulados, como plantea ampliamente la jurisprudencia y la reducida doctrina.

En efecto, lo que se compensa no es un daño propiamente tal, y menos los perjuicios contractuales que se siguen de la interrupción de suministro.

Lo que en realidad se compensa al usuario final (regulado) es, básicamente, la imposibilidad de hacer uso de la electricidad durante el periodo de interrupción que dure el racionamiento eléctrico, pero como esto ocurre por problemas en la generación de la misma, esta compensación es exclusiva de cargo de estos operadores y no de quien efectivamente le suministra la energía (el distribuidor), a pesar de que es este último quien le traspasa el monto y con quien detenta la relación contractual.

Si la compensación buscara indemnizar los perjuicios que sufre el usuario regulado, sería manifiestamente injusta, y adolecería de los mismos problemas que tiene el mecanismo de los artículos 16 B de la LSEC y 72°-20 de la LGSE, en tanto resulta imposible lograr determinar, a priori, los verdaderos perjuicios que sufridos por uno u otro usuario.³²⁸

A su vez, las bases y principios del Derecho Administrativo —en donde se enmarca este mecanismo compensatorio— son totalmente contrapuestas a las clasificaciones del Derecho Civil,³²⁹ de suerte que no es adecuado hablar de obligación indemnizatoria, tal como lo ha hecho reiteradamente nuestra jurisprudencia y doctrina. Incluso, aun cuando forzosamente se le quisiera calificar de tal, esta no tiene origen contractual (en base a un posible incumplimiento) ni extracontractual (como un hecho dañoso), siendo la ley su única fuente.

La ley viene a corregir una falla del sistema, consistente en la imposibilidad de generar energía, y del mercado, cuál es la incapacidad que éste tiene de responder a los usuarios regulados cuando, dentro del sistema, ocurre o se proyecta un déficit en la producción de energía eléctrica.

³²⁸ En este sentido, por ejemplo, no es lo mismo que un usuario final regulado doméstico tenga que sufrir el corte de energía (mientras se encuentra en el trabajo o camino a su casa), que una carnicería (que también se sujeta a las tarifas BT), ya que probablemente el local no tendrá suficientes recursos como para generar electricidad mediante otras fuentes de generación alternativas, viéndose obligado a cerrar mientras no tenga suministro (y exponiéndose a multas sanitarias o laborales, en caso de continuar funcionando).

³²⁹ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 90.

Enseguida, cuando existe un problema en el mercado, naturalmente se encarecen los costos para los consumidores, de suerte que el legislador, a través del regulador, debe propender a la protección de los segundos.

La clasificación típica del Derecho Administrativo que responde de mejor forma a la naturaleza jurídica de la compensación es la de un símil a un acto (administrativo) de gravamen.

En este esquema, se debe recordar que se diferencia entre los denominados actos favorables³³⁰ y desfavorables o de gravamen,³³¹ entendiendo estos últimos como aquellos que “limitan la libertad o los derechos de los administrados o bien les imponen sanciones.”³³²

Para el supuesto compensatorio, la limitación viene dada a las generadoras, imponiéndoles un gravamen legal de pagar y no una obligación reparatoria, en los casos en que ellas no puedan desarrollar la actividad que pone en movimiento al mercado y al sistema eléctrico, cual es la generación del principal producto del mismo: la energía.

Aun así, hay que recalcar que éste es impuesto por la ley y no directamente por la Administración, de ahí que no se erige como un acto administrativo de gravamen o desfavorable, propiamente tal, en los términos estrictos de esta clasificación, sino sólo como una carga legal asimilable a esta especie de actos, aun cuando la obligación particular de compensar se materialice en un decreto.

Es por esta razón que, la calificación definitiva de la naturaleza jurídica de esta especie de compensación, es la de una institución sui generis, y la asimilación que se utiliza permitirá llenar los vacíos regulatorios, integrar e interpretar la norma, conforme a la sistemática propia del marco normativo que la rige.

³³⁰ GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás (2011), Op. Cit., p. 615 - 616. Son la “ampliación de su patrimonio jurídico, otorgándole o reconociéndole un derecho, una facultad, un plus de titularidad o de actuación, liberándosele de una limitación, de un deber, de un gravamen, produciendo pues, un resultado ventajoso para el destinatario”.

³³¹ CORDERO, Eduardo (2014), Op. Cit., p. 31.

³³² MUÑOZ, Santiago. “Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General”. Madrid: Editorial Civitas, 2004, p. 121.

En síntesis, la fuente de esta compensación es la ley y su concretización se da en el llamado decreto de racionamiento eléctrico. Así, lo ha fallado en distintas ocasiones nuestra Corte Suprema (no obstante reputarla de indemnización de perjuicios):³³³

“Esta Corte ha fallado en forma reiterada que la obligación de compensar a que se refiere el artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos nace por disposición de la ley y en beneficio de los usuarios que se hayan visto afectados por un racionamiento del suministro eléctrico”.³³⁴

III. Fundamento

El sistema eléctrico nacional se encuentra dividido históricamente en cuatro subsistemas eléctricos: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre Arica y Antofagasta, con un 25.7% de la capacidad instalada; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y Chiloé, cubriendo un 73.4% de la capacidad instalada; el Sistema de Aysén, que atiende el consumo de la XI Región, con un 0.22% de capacidad instalada; y el Sistema de Magallanes, que abastece a la XII Región, con un 0.62% de la capacidad instalada.³³⁵

Naturalmente que el SIC, al comprender un mayor porcentaje de capacidad instalada (más del 50% a nivel nacional), es el principal sistema eléctrico nacional, entregando suministro eléctrico a más de 90% de la población (clientes esencialmente regulados).³³⁶

³³³ Corte Suprema, Roles N° 8495-2009 y N° 701-2010.

³³⁴ Corte Suprema, Rol N° 10613-2014.

³³⁵ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 152.

³³⁶ *Ibíd.*, p. 153.

Este sistema, en el segmento de generación, se encontraba constituido, hace once años atrás, por un 60.13% de centrales hidráulicas de embalse y de pasada, y en un 39.87% por centrales térmicas a carbón, fuel, diésel y de ciclo combinado.^{337 338}

Habida cuenta de lo anterior, si las centrales hidráulicas o las termoeléctricas —principales generadoras del sistema— fallan o no pueden generar electricidad, este colapsa.^{339 340}

En este mismo contexto, resulta pertinente recordar que la ley eléctrica se encuentra regida por varios principios, entre los cuales destaca el de confiabilidad (art. 225 r), entendida esta como la cualidad de un sistema eléctrico determinada, conjuntamente, por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

En lo tocante a la compensación por déficits de generación energética, la regla que se refiere a ella sostiene que:

“Artículo 140°.- Las disposiciones sobre calidad de servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquéllos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.”

Si bien, en el caso particular, cuando se dicte un decreto de racionamiento eléctrico, que uno de los pilares de la confiabilidad, como lo es la calidad de servicio, no tenga aplicación en lo relativo a las normas que a ella se refieran, tal como se puede observar en el texto del artículo

³³⁷ BARROS & ERRÁZURIZ. Regulación de Chile, p. 33. En: AFFINITAS. “Energía 2007: regulación del sector eléctrico: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, España, México, Perú, Portugal / Affinitas Alianza”. Madrid: Affinitas, 2007.

³³⁸ Se ha priorizado la configuración del sistema al año 2007, por su cercanía a la matriz energética de los años 90’s, bajo un esquema basado en la construcción de grandes centrales, que ha experimentado varios cambios en los últimos años, tal como se puede observar en el reporte de este trabajo.

³³⁹ Los generadores incumplirían sus obligaciones de compraventa de energía y potencia en el mercado spot; incumplirían sus obligaciones para con los clientes libres y las concesionarias distribuidoras; el distribuidor incumpliría su obligación para con los clientes regulados; los clientes libres o regulados pueden incumplir obligaciones de diversa índole, además de verse impedidos de desarrollar la cotidianeidad de su vida.

³⁴⁰ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “Chile. Energy Policy Review 2009”. Paris: OECD/IEA, 2009, p. 56. “Chile’s largest electricity network, the SIC, is hydro-dependent and droughts are frequent. The severe drought of 1998/99 exposed a loophole in the market rules put in place in the 1980s.”

140 de la LGSE,³⁴¹ ³⁴² no obsta a que los otros dos aspectos de esta cualidad del sistema ilustren el camino para comprender la fundamentación del instituto aquí analizado.

Así, en lo relativo a la suficiencia (art. 225 letra s LGSE) —entendida como el atributo del sistema eléctrico que implica que las instalaciones que lo componen son adecuadas para abastecer la demanda exigida— y a la seguridad de servicio (art. 225 letra t) —como la capacidad de respuesta del sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos—, se observa que la compensación, en aras de configurar ambos principios, establece un sistema que opera en los casos en los cuales la demanda de energía exigida se ve limitada directamente por la Administración, ante la imposibilidad fáctica de generarla (déficit energético), justamente soportando y minimizando el problema, en los términos de ambas cualidades, para dar, a final de cuentas, una protección al usuario regulado, quien se ve privado del atributo más esencial del servicio: la calidad, conforme a los estándares esperados de calidad de tensión, frecuencia y, especialmente, la disponibilidad permanente del mismo.³⁴³

³⁴¹ Esta es la razón por la que el generador es quien tiene a su cargo el gravamen de compensar, no así el distribuidor. En este sentido, se analiza en las compensaciones por indisponibilidad de suministro, que era el suministrador quien siempre debía compensar y luego repetir (en ese orden), toda vez que la ley le imponía una serie de compromisos basados en los mencionados principios, pero principalmente por su calidad de servicio público, en tanto el distribuidor “es el suministrador del cliente regulado” y le debe entregar una prestación segura, de calidad y continua (art. 222 h) RLGSE). Esta noción de la calidad está expresamente excluida en los racionamientos, de ahí que el problema radica sólo en la generación: “Artículo 140°.- Las disposiciones sobre calidad de servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquéllos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio”.

³⁴² Este artículo 140 fue agregado en la reforma de la LGSE introducida por la Ley N° 20.018 —originalmente como artículo 99 ter— y viene a recalcar que las compensaciones ceden siempre en beneficio de los clientes regulados. La inclusión obedeció a una problemática de aquel entonces, relativa a que ciertos distribuidores, en épocas anteriores, suministraban energía sin tener contratos con los clientes. De ahí que una vez decretado el racionamiento eléctrico, estos últimos se veían privados de la compensación del artículo 99 bis (163): “El proyecto también contempla algunas normas que van en beneficio directo de los consumidores. En efecto, en el pasado, algunas distribuidoras, particularmente Saesa, en el sur, abastecía de energía sin contrato. Por lo tanto, ante alguna falla del sistema, los consumidores no recibían compensación alguna. Por lo tanto, se agrega un artículo nuevo que establece que los clientes tendrán derecho a recibir compensaciones, independientemente del origen de la obligatoriedad de abastecer a la concesionaria. Es decir, con contrato o sin él, siempre estará resguardado el interés de los consumidores.” (BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia De La Ley N° 20.018” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5572/> [consultado el 2 de marzo de 2017]) Página 115 del archivo PDF que contiene la totalidad de la tramitación de la ley.

³⁴³ Más sentido toma esta conclusión, a propósito de la reciente introducción del nuevo concepto de “energía firme”, en el literal y) del artículo 225 de la LGSE: “Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía

Frente a esta imposibilidad a la que se enfrenta la generación, la ley introduce el concepto de déficit, que implica, en términos económicos, que el sistema eléctrico no tiene capacidad de responder a la demanda de energía de los consumidores, no obstante ellos siguen obligados a pagar por ella. De ahí que el legislador se vio en la necesidad de buscar un método que conjugara dos parámetros fundamentales: 1) la racionalización, de una forma económicamente eficiente, del uso de la energía y 2) la protección a los usuarios regulados.

En cuanto al primero, se tuvo a la vista la relevancia de las dos principales formas de generación de energía eléctrica existentes en nuestro país, a sabiendas de que, si alguna de ellas falla, el sistema privará a los usuarios del atributo esencial de la confiabilidad, en específico, en cuanto a la calidad y disponibilidad del suministro. Lo anterior lo confirma el solo tenor literal del texto del artículo 163: los déficits de generación eléctrica, provenientes de centrales eléctricas (donde el grueso de ellas lo constituyen las termoeléctricas) o hidráulicas (una sequía afecta particularmente al recurso hídrico, el cual, por regla general, es más barato, y por ello, despachado casi siempre en primer término), que pueden conllevar la dictación de decreto de racionamiento.

En cuanto al segundo, la protección se manifestó asegurando o garantizando a los usuarios su derecho a ser compensados (artículo 164) si la empresa distribuidora no logra satisfacer su “consumo normal” como consecuencia directa de la situación de racionamiento.

A pesar de todo el entramado normativo de esta especie de compensación, el mecanismo falló en su tarea más crucial: la protección a los usuarios regulados, cuando la Corte Suprema —aplicando erráticamente criterios propios del Derecho Privado— declaró la inaplicabilidad

eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas”. Esto no es más que una confirmación de la preocupación que el legislador tiene en lo referente al funcionamiento seguro y permanente del sistema, de ahí que utilice, para definirla, los términos de certidumbre e indisponibilidad, en este caso programada (autorizada) y forzada —tal como ocurre en los supuestos de dictación de decretos de racionamiento—. Es programada por la Administración del Estado (interrupción autorizada) y forzada por una situación que está fuera del control esperable, ya que existe una fundada proyección (o derechamente ha ocurrido) de que habrá un déficit (o se está produciendo) en la generación del producto esencial del sistema eléctrico.

del precepto. Fue así que, para reforzar este carácter protector, se introdujeron grandes reformas al texto original del artículo 99 Bis, posteriores a la crisis energética de 1998 – 1999.

En este periodo, se conocieron claramente las causas de esta crisis. MARTIN realiza un acertado análisis del por qué ocurrió:

“A principio de 1998 (...) en distintas fechas, entrarían centrales de dos ciclos combinados al SIC. Nehuenco en abril y San Isidro a fines de año. Con ello serían 3 las nuevas centrales que inauguraban la presencia del gas natural argentino (...) La demanda eléctrica crecía al 7% anual.”³⁴⁴

No obstante las buenas proyecciones energéticas, la puesta en marcha de la central Nehuenco tuvo severas dificultades técnicas y colocó en estado de precariedad un 10% del sistema, sumado a la mayor sequía ocurrida en el siglo XX en nuestro país.

Esta problemática hizo colapsar la operación interconectada hacia noviembre del año 1998 y “condujo a un nivel reducido pero permanente de déficit en los días siguientes.”

Mientras el sistema seguía en déficit, sobre todo por la sequía que provenía del año anterior, el 30 de marzo de 1999, la central Nehuenco tuvo una nueva falla, ahora de carácter estructural, dejando de aportar 440 Gwh al sistema,³⁴⁵ a lo cual se adicionó la no restricción del consumo por parte de los usuarios, ya que los precios de la energía no reflejaban la escasez en la producción.

De esta crisis, MARTIN resume una serie de lecciones que guiaron al proyecto de ley, destacando, entre ellas, los convenios de reducción de consumo y las campañas publicitarias.³⁴⁶ En este sentido, es el usuario quien se encuentra en el centro de la regulación, ya que es él quien se ve más afectado por las interrupciones y hacia él precisamente se dirige la compensación, frente a la conducta correlativa que lo incentiva a restringir el uso energético (so pena de pagar altos precios).

³⁴⁴ MARTÍN, Carlos. “Causas de la Crisis Eléctrica 1998/1999, reacción legislativa y consecuencias en la inversión en el sector eléctrico”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°3, 2001, p. 681.

³⁴⁵ MARTÍN, Carlos (2001), Op. Cit., p. 681.

³⁴⁶ *Ibíd.*, p. 682.

Más aún, la reforma final introducida por la ley N° 19.613, eliminó el límite de las compensaciones que se establecía en el texto original de 1990 —cuya interpretación dio lugar a un vacío regulatorio que dejó a los clientes sin ser compensados—,³⁴⁷ además de aplicar un racionamiento proporcional a todos los consumidores, promoviendo incentivos adecuados para las generadoras respecto del cumplimiento a las normas y la reducción de las situaciones de déficit.³⁴⁸

Además, se consagró legalmente la imposibilidad de que las situaciones de sequía (como ya se constató, la energía hidráulica constituye una de las dos principales fuentes de generación dentro del SIC), las fallas de centrales eléctricas (referidas principalmente a las termoeléctricas) y las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gasoductos internacionales, puedan ser consideradas como caso fortuito o fuerza mayor, de suerte que los clientes, básicamente en todos los casos en que se dicte el correspondiente decreto, se verán compensados.

IV. La compensación es responsabilidad objetiva

Se analizó que, en el fundamento de este mecanismo, subyace la necesidad de proteger a los usuarios regulados, de ahí que el legislador objetivizó la responsabilidad de las principales formas de generación de electricidad en nuestro país, como se desprende de la norma del artículo 163 de la LGSE, y garantizó la compensación para los supuestos de racionamiento.

MARTIN sostiene que la responsabilidad estricta por las compensaciones fue consecuencia de una reacción legislativa ante el mencionado fallo de la Corte Suprema, que declaró inaplicable el antiguo artículo 99 BIS de la LGSE:

“Endesa (...) dedujo en el año 1990 recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad en contra del artículo 99 Bis, solicitando que se declarase inaplicable dicha norma legal, por inconstitucional (...). En efecto, Endesa alegó que la norma del 99 bis imponía a Endesa un

³⁴⁷ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2009), Op. Cit., p. 56.

³⁴⁸ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 363.

gravamen de consideración por concepto de indemnización de perjuicios, derivada de su supuesto incumplimiento contractual que tiene su origen en un caso fortuito o fuerza mayor.”³⁴⁹

La generadora sostuvo que la norma³⁵⁰ invadía los contratos de suministro celebrados, sustituía a los tribunales de justicia en la fijación de las indemnizaciones e imponía un incumplimiento contractual que no se había producido.

Al respecto, la Corte Suprema acogió la inaplicabilidad. Así, con un criterio eminentemente civilista,³⁵¹ señaló:³⁵²

- a- Que la norma era contraria a la garantía de la no discriminación arbitraria en materia económica que debe dar el Estado y sus organismos (Art 19 N° 22 de la CPR), toda vez que ni los distribuidores ni los usuarios finales de la energía responden del caso fortuito o fuerza mayor, los cuales se encontrarían sujetos a una normativa análoga;
- b- Vulneración del artículo 73 de la Constitución (actual artículo 76), en tanto la facultad de conocer, resolver y hacer ejecutar lo juzgado pertenece, exclusivamente, a los tribunales establecidos por ley;
- c- Que Endesa tenía incorporado a su patrimonio —aplicando la llamada teoría de los derechos adquiridos en materia de “propiedad”— el derecho de exonerarse de responsabilidad civil por la falta de suministro en el evento que ocurra un caso fortuito o fuerza mayor, el cual deriva de lo dispuesto en el artículo 83 de la LGSE, del Código Civil y del contrato de suministro con la distribuidora.

³⁴⁹ MARTÍN, Carlos (2001), Op. Cit., p. 683.

³⁵⁰ Recientemente introducida, a esa fecha, por el artículo 37 de la ley N° 18.959.

³⁵¹ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 7. “Usualmente la doctrina niega o justifica la autonomía de la disciplina del Derecho Administrativo, pero sin referencia a un sistema abstracto-conceptual como el que aquí postulamos. Este fenómeno se manifiesta más acentuadamente cuando se intenta asumir la especialidad y autonomía del Derecho Administrativo de frente al Derecho Civil (llamado “común”). Y ello resulta agravado en Chile, dado el sistema de control jurisdiccional vigente, en que no existe una jurisdicción especializada, y la mayor tendencia de los jueces generalistas es a resolver las cuestiones fronterizas con criterios civilistas”.

³⁵² MARTÍN, Carlos (2001), Op. Cit. p. 683.

Por ello, la reacción del legislador consistió en “eliminar del ya declarado inconstitucional artículo 99 bis, la exención de sequía como causal de caso fortuito o fuerza mayor y, por lo tanto, eximente de responsabilidad frente al pago de compensaciones por déficit de suministro.”³⁵³

En este contexto, distintos autores criticaron férreamente la introducción de esta norma, sosteniendo entre otras cosas que:

- a- La modificación atenta contra un principio básico del derecho, cual es la posibilidad de exoneración de responsabilidad por caso fortuito o fuerza mayor, del artículo 45 del Código Civil, infringiéndose así el artículo 19 N° 22 de la Constitución,³⁵⁴
- b- Contradice los principios que orientan las decisiones de las empresas generadoras, cambiando el riesgo del negocio eléctrico;
- c- Se levantan los límites de la responsabilidad;³⁵⁵
- d- Limita la libertad de las personas, con una norma cuya interpretación será pro Estado, bajo el alero del bien común;³⁵⁶
- e- Afectación, por ley, de las relaciones contractuales, ya que las partes, al celebrar los contratos de suministro, pueden haber pactado expresamente la exoneración de responsabilidad por caso fortuito, en cuyo supuesto habían adquirido la propiedad de derecho personal de invocarlo.³⁵⁷

³⁵³ MARTÍN, Carlos (2001), Op. Cit. p. 684.

³⁵⁴ *Ibíd.*, p. 685.

³⁵⁵ MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 427.

³⁵⁶ *Ibíd.*

³⁵⁷ CIFUENTES, Ramón (2001), Op. Cit., p. 714.

Es evidente que los autores confunden el contenido más esencial de la compensación, cual es el establecimiento de un mecanismo, de carácter netamente legal y no contractual, cuyo fin último es el beneficio y protección del usuario regulado del sistema.

Por esta razón, el legislador utiliza la herramienta de actuación contemporánea que justamente le ha entregado la Constitución,³⁵⁸ otorgándole la potestad regulatoria a uno de los reguladores del sector —el Ministerio de Energía— de dictar un decreto de racionamiento para poder “lograr ese equilibrio complejo que requieren estos mercados estratégicos”,³⁵⁹ tal como ocurre con el tecnificado mercado eléctrico, de suerte que no resulta adecuado analizar el marco de esta institución desde la óptica del derecho privado, atendiendo a las meras relaciones contractuales o a la responsabilidad civil de las generadoras, como pretende esta doctrina.

Precisamente, la compensación no constituye responsabilidad civil, como se analizó a propósito de su naturaleza jurídica, sino que es una carga o gravamen que le impone la ley, a través de un acto administrativo del regulador, a la empresa generadora, como una solución correctora de la vacilación del mercado, permitiendo un desarrollo eficiente y manejado en casos de crisis energéticas, y que, a su vez, otorga un mínimo de protección a los usuarios del sistema.³⁶⁰

En síntesis, lejos de ser una intervención contractual, como señaló alguna vez nuestra Corte Suprema, la consagración de un régimen de responsabilidad objetiva pretende restablecer un equilibrio, cuyo fundamento es el riesgo que la ley atribuye a quien realiza cierta actividad, en

³⁵⁸ CAMACHO, Gladys (2010), Op. Cit., p. 297 - 298. La Autora retrata que “El fundamento jurídico del poder regulatorio del Estado en materia económica se encuentra en las normas y principios que constituyen la denominada ‘Constitución Económica’(…) Que incorpora un conjunto de directrices para los poderes públicos y los agentes económicos que permiten encontrar soluciones para la organización de la economía que resuelvan correctamente la tensión entre libertad económica y el interés general, en el marco de un Estado Servicial Democrático de Derecho”

³⁵⁹ *Ibíd.*, p. 300.

³⁶⁰ En una comparación analógica, existen varias situaciones donde al legislador o al regulador del sector eléctrico no les interesa —para materializar su intervención en el mercado— el contenido particular estipulado en los contratos privados de los operadores, sea que estos contraten entre sí o con ciertos particulares. Así ocurre, por ejemplo, en los de suministro de energía, donde la ley permite que el Coordinador despache a cualquier central generadora, independiente de sus compromisos contractuales; también les ordena a los distribuidores licitar suministros con generadoras; le ordena al transmisor dar cumplimiento con la obligación de acceso abierto, etc.

este caso la generación eléctrica, la cual da origen a la cadena de la energía eléctrica que culmina en el suministro al usuario regulado.

Por lo mismo, la ley le impone expresamente al generador el gravamen de responder, aun ante supuestos que, en contratos entre privados, serían considerados como caso fortuito.³⁶¹

Así, si este operador, con su actividad (o inactividad), rompe con el principio de la confiabilidad del sistema eléctrico, será responsable porque la ley le atribuye ese riesgo de autoría, para protección y beneficio de quien se encuentra al final de la cadena, y quien resulta ser el más débil y perjudicado con la falla de mercado: el usuario regulado.

³⁶¹ En este sentido, respecto del requisito de imprevisibilidad, que se le ha atribuido de forma tradicional al caso fortuito, la doctrina civilista de antaño la ha identificado con las precauciones (y sólo ellas) que deben adoptarse, de suerte que se hablará de ella cuando el deudor, a pesar de haber efectuado un cálculo de probabilidades adecuado, el hecho de todas formas ocurre (FUEYO, Fernando. “Cumplimiento e Incumplimiento de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1991, p. 401), de tal manera que se hace un vínculo con la inevitabilidad del mismo (relacionándolo tradicionalmente con su inevitabilidad). Por en cambio, en una visión actual de este requisito, se sostiene que la previsión es la anticipación a la realización de algo que no ha ocurrido, pero que es probable que ocurra, esto es, se establecen las expectativas plausibles de que un determinado hecho impida el cumplimiento fiel y oportuno del deudor (BRANTT, María (2010), p. 127 – 128).

Resulta obvio que no se deben prever los hechos inherentes al ámbito de control del deudor y que por la naturaleza contractual de la prestación este tenga a su cargo. La previsibilidad exigible va a depender del “modelo de conducta” que debe tener el deudor y del tipo de contrato en particular. Hay que recordar que el generador es calificado como un experto en la realización de su actividad, además de tener a su cargo nada menos que la operación más esencial del sistema eléctrico, cual es la de producir la energía eléctrica. Es por ello que, a pesar de que esta actividad es llevada adelante por entes privados, no constituidos bajo un régimen de servicio público (a diferencia de la transmisión y la distribución), no dejan de estar regidos por una serie de obligaciones y directrices legales en el desarrollo de su actividad, además de su deber de interconectarse y sujetarse a las órdenes del Coordinador, de modo tal que el usuario no sólo tiene la expectativa de que no existirá una interrupción del suministro energético que le proporciona su distribuidor, sino que también espera que la energía misma, al producirse, se haga bajo condiciones “normales”, sin tener que pagar el sobreprecio que implica la situación de un déficit energético (con la valorización a costo de falla) y ver restringido su consumo, por la actividad deficitaria de los encargados de generar la energía.

Un nivel de certeza óptimo, por ejemplo, implica que la empresa generadora hidroeléctrica se asesore con expertos en meteorología, hidrografía y geología, que les indiquen las proyecciones climáticas y temporales para el año que viene, para lograr respaldar la seguridad del suministro en el contexto de la Coordinación, cuestión que repercute, en último término, en el usuario final. Esto implica que deba prever actividades que, si bien parecieran estar fuera de su ámbito de control, por su rol y grado de expertiz, se le exige un mayor estándar de diligencia (la máxima diligencia), teniendo que prever también aquellos hechos que pueden no ser tan frecuentes o que, a las luces de un análisis típico en materia de responsabilidad, serían imprevisibles (BRANTT, María (2010), Op. Cit., p. 138).

CAPÍTULO II. LA REGULACIÓN LEGAL DE LA COMPENSACIÓN POR DÉFICIT DE GENERACIÓN CUANDO SE DECRETA UN RACIONAMIENTO ELÉCTRICO

I. La primera regulación del año 1990

El artículo 99 Bis —introducido por el artículo 37 de la Ley N° 18.959, publicada en el Diario Oficial el 24 de febrero de 1990— consagró un mecanismo que permitía al Ministerio de Economía, previo informe de la CNE, dictar un decreto de racionamiento, y, como consecuencia de ello, las empresas de generación eléctrica debían compensar, mediante el distribuidor, a los clientes regulados.

Entre las particularidades de la norma original, se destacaban las siguientes:³⁶²

- a- Asignaba la responsabilidad de la compensación sólo a los generadores que presentasen déficit en la condición de racionamiento;
- b- La dictación del decreto de racionamiento, en el caso de producirse los déficits, debía realizarse previo informe de la Comisión Nacional de Energía;
- c- El monto a compensar era el resultante entre la diferencia entre el costo de falla³⁶³ —que es, básicamente, “lo que estarían dispuestos a pagar los usuarios por 1 kWh adicional en condiciones de racionamiento o interrupción del suministro eléctrico”, es decir, cuando la oferta del sistema no es capaz de satisfacer por completo la suma de las demandas individuales de la totalidad de los usuarios— y el precio de nudo³⁶⁴ de energía aplicada a cada unidad de energía racionada.

³⁶² OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit. p. 362.

³⁶³ El costo de falla o costo de racionamiento, se encontraba definido en el ex artículo 99 —actual artículo 162 N° 2— y equivale al costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calcula como valor único y será representativo del déficit más frecuente que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

³⁶⁴ El precio de nudo es aquel que pagan los usuarios regulados dentro del mercado regulado (diferente de los precios libres, en el mercado de clientes libres y de los costos marginales instantáneos del mercado spot). El precio

Es relevante mencionar que, aunque cada consumidor, sea residencial, comercial, industrial o de cualquier naturaleza, tiene un costo de falla distinto, la ley uniformaba el sistema, estableciendo un valor único que correspondía a un promedio.³⁶⁵

Además, la ley hacía una clara alusión a que las empresas generadoras debían compensar a sus usuarios por los gastos y/o pérdidas que sufrieron —específicamente— producto de la falta de suministro eléctrico”;

- d- La compensación estaba doblemente limitada: en cuanto a los montos de déficit que se hubieren producido en la hidrología más seca de la muestra estadística que fuera utilizada para el cálculo de los precios de nudo y para aquellos casos en que se presentaran situaciones de déficit extendidas por más de un año;
- e- El decreto de racionamiento debía contener las medidas para que se restringiera el consumo y la forma en que se calcularían las compensaciones, debiendo esta basarse en los supuestos de cálculo del precio de nudo vigente en cada momento;
- f- El decreto no permitía a las distribuidoras reducir el suministro de energía que las generadoras no podían entregar, toda vez que las primeras quedaban eximidas de dar cumplimiento a las normas sobre continuidad y calidad de servicio, en la medida que no existía la cantidad de energía que requerían sus clientes,³⁶⁶
- g- Se hacía una referencia a la producción de déficit o a su proyección, de suerte que la norma operaba con carácter preventivo (al igual que el texto actual).

de nudo es fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía y equivale al “precio de compra que pagan las empresas distribuidoras a las empresas de generación-comercialización, para entregarla a los usuarios finales regulados”. Así, en definitiva, es el precio que pagan los clientes finales (SEPÚLVEDA, Enrique (2010), p 56).

³⁶⁵ELECTRIC POWER SYSTEMS – HUGH RUDNICK. “Costo de Falla” [en línea] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno%2000/impacto/cfalla.html> [consultado el 24 de noviembre de 2016]

³⁶⁶MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 424. Esta eximición —como adecuadamente señala el autor— proviene del antiguo artículo 83 de la LGSE, cuyo texto las eximía de la seguridad y la continuidad. En la actualidad, este artículo —cuyo nuevo numeral es artículo 140 de la LGSE— eliminó la referencia de la continuidad, lo que no obsta a que las distribuidoras se pueden seguir eximiendo de esa obligación (propia de su calidad de servicio público), ya que del artículo 222 h) del RLGSE, se puede desprender que la calidad de servicio incluye la continuidad del mismo, entendiéndose implícita la referencia a la continuidad hecha en la ley.

Esta norma mostró graves deficiencias en su aplicación práctica —con la sequía acaecida en el año 1998—³⁶⁷ ya que, para dictar el decreto, se requería³⁶⁸ del informe de la Comisión Nacional de Energía, entidad que “demoró la emisión” hacia noviembre de ese año.^{369 370}

Por su parte, la limitación de la compensación al déficit del año más seco de la estadística contemplada —que a esa fecha era la del periodo 1968 – 1969—, tuvo como consecuencia que algunas de las empresas generadoras sostuvieran que la sequía del año 1998 era “aún más seca” que la de ese rango registrado, de ahí que no se producía un déficit en los términos recogidos en el texto legal y no procedía, por ello, el pago de las compensaciones.

II. La reforma del año 1999: consecuencia de la “Crisis Energética”. El texto actual de la compensación

Como ya se observó, estas falencias, en especial el límite al monto, que dejaron a los usuarios finales sin ser compensados e incluso conllevaron la inaplicabilidad por inconstitucionalidad de la norma, tuvieron como efecto la reforma del artículo, al alero de la ley N° 19.613, cuyo nuevo texto se mantiene prácticamente íntegro desde el año 1999 hasta la actualidad.³⁷¹

Entre las innovaciones a la norma original, se destaca:

³⁶⁷ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 362.

³⁶⁸ Sin perjuicio de que aún se requiere, pero la norma se ha interpretado de diferente forma, por la jurisprudencia de la CGR.

³⁶⁹ En la actualidad, se permite además —para evitar toda clase de demoras— que, en los casos de racionamiento eléctrico, el decreto comience a regir antes de pasar por el trámite de toma de razón en la CGR.

³⁷⁰ OLMEDO; CHÁVEZ DE LA FUENTE; CHIFFELLE. Loc. Cit. Los autores propusieron —en aquella época— que se elaboraran constantemente estudios periódicos que tuviesen en cuenta parámetros tales como la magnitud de caudales afluentes, niveles de embalse, crecimiento de la demanda y disponibilidad de generación, todos los cuales constituirían un verdadero índice que señalaría la necesidad de decretar el racionamiento, evitando así las potenciales justificaciones técnico-políticas del regulador.

³⁷¹ Con la única salvedad que se incluyó una nueva frase, que impide que se declare caso fortuito o fuerza mayor el desabastecimiento de suministro de gas natural de gaseoductos internacionales, mediante la reforma de la Ley N° 20.018 del el año 2004, y la sustitución de la palabra CDEC por “el Coordinador”, como consecuencia de la dictación de la Ley N° 20.936 del año 2016.

- a- La orientación del ámbito de acción del regulador en cuanto a las medidas a tomar frente a los supuestos de racionamiento, a través de ciertas directrices legales: reducir los impactos del déficit para los usuarios, incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema, estimular o premiar el ahorro voluntario y la aminoración de los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país.³⁷²

Sin embargo, hay que constatar que la dictación del decreto sigue siendo facultativa para el Ministerio, quien se encargará de ponderar la conveniencia y los potenciales efectos de racionar,³⁷³

- b- Consagra el denominado corte parejo, ya que el déficit registrado en el sistema deberá distribuirse, proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie, entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos,^{374 375}

³⁷² No es propiamente una circunscripción o limitación de la actuación, sino que es una guía de acción. La referencia que hace la norma respecto a una actuación “dentro de sus facultades” no tiene cabida en la práctica, toda vez que el legislador siempre debe actuar dentro de sus facultades, sujeto a los principios de los artículos 6 y 7 de la Constitución. Así, la crítica que realiza Mendoza (MENDOZA, Ramiro (2010), Op. Cit., p. 427) respecto de que “No se han otorgado en esta ley potestades implícitas a la autoridad, que se oculten en una discrecionalidad exenta de control (...), solo puede disponer aquella lo que esté dentro de sus facultades”, no tiene sentido.

³⁷³ EVANS, Eugenio y SEEGER, María. (2010), Op. Cit., p. 135.

³⁷⁴ Una crítica al corte parejo en EL MERCURIO. “Energía Cara y Escasa” [en línea] <http://www.sofofa.cl/mantenedor/detalle.asp?p=7000&s=7010&n=22683> [consulta: 15 de septiembre de 2016]: “Un corte parejo tiene el inconveniente de que no distingue entre quienes valoran más la energía en el momento en el que se produce el corte y los que la valoran menos. El decreto de racionamiento preventivo, al permitir ofertas por ahorros de energía, evita que esa realidad se concrete, porque a cambio de un premio lleva a que las reducciones de consumo se concentren en los consumidores que valoran menos la energía. Así se puede evitar que se produzca efectivamente el racionamiento, adaptándose de manera voluntaria la demanda a la energía disponible. Por supuesto, es clave que los generadores puedan coordinarse de forma adecuada con los consumidores, situación que la autoridad debe supervisar cuidadosamente”.

³⁷⁵ Esta norma responde a los consumidores o usuarios como un todo, ya que resulta altamente compleja una distinción en particular respecto de la imposibilidad de lograr determinar la energía no suministrada a un cliente en específico, y es por ello que se elige compensar a todos quienes tuviesen un contrato vigente con el distribuidor, aunque en la práctica, por ejemplo, alguno de los usuarios finales no hubiese estado ocupando electricidad al momento de la interrupción o suspensión no autorizada del suministro eléctrico. Sin embargo, una propuesta interesante en esta materia —respecto de la impertinencia de tener un mecanismo con corte parejo— dice relación con que “El costo de falla utilizado para calcular las compensaciones y valorar las transferencias en el mercado spot supone que durante una escasez la igualdad de consumo y disponibilidad de energía se alcanza porque todos los consumidores disminuyen su consumo en la misma proporción (v. gr., 4%); a esto lo llamaremos de aquí en adelante racionamiento parejo. Sin embargo (...) el costo sería mucho menor si se disminuyera el consumo eficientemente, vale decir, subiendo por la curva de demanda y dejando de consumir aquellos KWh que valen

- c- La principal innovación del nuevo artículo es la creación legal expresa de un régimen de responsabilidad objetiva para las generadoras, en conjunto con la eliminación de los límites a la responsabilidad: “Para los efectos de este artículo, las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito. En particular, los aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo a que se refiere el artículo 162º, no constituirán límite para el cálculo de los déficit, ni serán consideradas como circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito”, tema que se profundizó en bajo la Ley N° 20.018, cuando se agregó que “Tampoco se considerarán fuerza mayor o caso fortuito, las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales.”

Finalmente, es menester señalar, para despejar toda duda, que esta reforma del año 1999 no tiene efecto retroactivo, tal como lo ha fallado la Corte Suprema, citando la propia Historia de la Ley N° 19.613.³⁷⁶

menos (...). Si el costo de falla usado para compensar es lo que cuesta el racionamiento parejo, la disminución de consumo sería considerablemente mayor que la necesaria para ajustarse al déficit.” (GALETOVIC, Alexander; INOSTROZA, Juan y MUÑOZ, Cristián. “Gas y Electricidad: ¿Qué Hacer Ahora? En. Revista de Estudios Públicos, N° 96, 2004, p. 72).

³⁷⁶ Corte Suprema, Rol N° 10.613-2014: “Que de la historia fidedigna de la Ley N° 19.613 surge en forma clara que la modificación introducida por ésta al artículo 99 bis no tiene efecto retroactivo. En efecto, el Mensaje con el que se inicia el proyecto de ley deja constancia en diversos acápites de los motivos del cambio de legislación sobre la materia: ‘La obligación de los concesionarios de prestar el servicio en continuidad, constituye para los usuarios de servicios eléctricos, el derecho a la exigibilidad y disponibilidad de un bien que en la vida moderna es indispensable para la actividad cotidiana de los ciudadanos’ (...) ‘Bajo el régimen de racionamiento, las empresas están autorizadas para programar cortes de suministro, conforme a la programación de la operación que efectúe al respectivo CDEC, considerando las proyecciones y manteniendo la seguridad global del sistema.’ (...) ‘No obstante, bajo las condiciones deficitarias imperantes, se han transmitido señales contradictorias por parte de las empresas involucradas, tanto en cuanto a su déficit real, como en cuanto a quien debe soportar el costo del racionamiento’. (...) ‘En tanto, los cortes de suministro, aun cuando paulatinamente se han ido ordenando y disminuyendo, han implicado un costo enorme para la sociedad toda, tanto para la población como para el sector industrial y productivo en general, cuya compensación por las empresas deficitarias, de la forma que ordena la ley y el decreto de racionamiento, no aparece clara en este momento.

III. Análisis del contenido del artículo 163 de la LGSE³⁷⁷

1. Condiciones para que proceda la dictación de un Decreto de Racionamiento

Es necesario que proceda alguna de las siguientes hipótesis —esto es, las condiciones no son copulativas—, teniendo siempre presente que la medida del regulador es de carácter facultativa, como se desprende del lenguaje del precepto, cuando señala que se “podrá” dictar un decreto de racionamiento, en caso de que se den los siguientes supuestos y causales:

I. Supuestos de hecho que hacen procedente la dictación del decreto:

A su turno, en la sesión 41ª del Senado de la República, de 12 de mayo de 1999, se consigna la intervención del Senador señor D., quien indica: ‘Otra disposición que nos merecía dudas era el artículo 99 bis, porque podía tocar derechos adquiridos. El concepto de propiedad en la Constitución de 1980 es mucho más amplio que el de la Carta de 1925, y comprende no sólo lo que clásicamente llamamos ‘bienes’, sino también todas las situaciones que tengan o puedan tener influencia en el patrimonio de una persona’ (...) ‘Por eso, lo aprobamos con algunas reservas. Sin embargo, su lectura serena, en los términos en que fue despachado por la Comisión, nos hace descartar algunas de nuestras aprensiones. La principal, que me inducía a rechazar no sólo este precepto en particular, sino todo el texto del proyecto, era que esta futura ley podía ser interpretada con efecto retroactivo. Pero no es así.’ (...) ‘¿De dónde saco esta conclusión? De la norma que dice: ‘Para los efectos de este artículo’ —es decir, el 99 bis, referido al racionamiento— ‘las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica’, etcétera. Al usar la ley la expresión ‘originen’, se está refiriendo a los déficit que se produzcan en el futuro. Si hubiera querido referirse a la sequía de los meses pasados, cuyas consecuencias estamos viviendo, hubiese dicho: ‘que originen o hayan originado’, empleando la fórmula que ordinariamente se utiliza en las leyes. En consecuencia, al ocupar la forma verbal ‘originen’, está dejando en claro, con propiedad castellana, que se trata de las situaciones que se produzcan en lo sucesivo’ (...) ‘El precepto establece que no podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas. Y agrega: ‘En particular, los aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo, no constituirán límite para el cálculo de los déficit, ni serán consideradas como circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito. El déficit que las empresas generadoras están obligadas a pagar, de conformidad a este artículo, no estará limitado a aquel que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía. En seguida, se agrega: ‘Por año hidrológico se entiende un periodo de doce meses que comienza en abril’. De manera que la ley va a ser promulgada en otro año hidrológico, que comienza en abril, lo que confirma absolutamente —como lo establece el texto en comento— que tiene relación para el futuro, y no para situaciones pasadas.’

³⁷⁷ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 135 – 140. En un análisis particular de la norma, Enrique Evans y María Seeger proponen un esquema práctico al que se atiene esta investigación.

- a- Se produzca un déficit de generación;
- b- Se proyecte, fundadamente, un déficit de generación.

Ahora bien, en ambos supuestos, el déficit puede tener diversas causas. Las tres primeras que aquí se mencionan son aquellas donde el generador responde objetivamente al tener que compensar, y se encuentran contenidas en el inciso IV del artículo 163 y se detallan en el número II siguiente.

II. Causas que hacen procedente la dictación del decreto:

- a- Fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación que determine la dictación de un decreto de racionamiento (en relación al inciso I del artículo 163 que señala que este podrá dictarse como consecuencia de una “falla prolongada” de una central eléctrica);
- b- Sequía que determine la dictación de un decreto de racionamiento (en relación al mismo inciso I del artículo 163);
- c- Fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gaseoductos internacionales;
- d- Otras causas.

Es evidente que, para que todos estos supuestos procedan, el sistema eléctrico debe encontrarse en condición de racionamiento.

El RLGSE señala cuando el sistema está en “condición de racionamiento” (Artículo 291-28):

“Durante la vigencia del decreto de racionamiento, se entenderá que el sistema eléctrico se encuentra en condición de racionamiento en un día calendario, si en cualquier barra del sistema eléctrico los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio, según las condiciones vigentes conforme al decreto de

raconamiento. En dicho caso, el costo marginal real determinado por la Dirección de Operación, corresponderá al costo de falla, según su profundidad (...) se entenderá que los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio cuando a consecuencia de la situación de insuficiencia de oferta prevaleciente en el sistema, y dentro del período señalado, se hayan efectuado cortes de suministro a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o cuando los clientes no sometidos a regulación de precios del sistema hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro.”

En síntesis, resulta necesario observar que la condición de racionamiento ocurre cuando existe incapacidad de hacer frente a la demanda del sistema, ocasionándose interrupciones del suministro eléctrico (en este caso autorizadas, por la situación de racionamiento) a los usuarios regulados o reduciéndose, de forma involuntaria, el suministro a los usuarios libres.

2. Contenido del Decreto

El acto administrativo se materializa en un Decreto Supremo expedido a través del Ministerio de Energía.³⁷⁸

Debe llevar las firmas del Presidente de la República y del Ministro de Energía, conforme a lo señalado en el artículo 35 de la Constitución Política de la República.³⁷⁹

Además, este acto administrativo, en virtud de lo prescrito en el artículo 4 de la Resolución N° 520 de la Contraloría General de la República,³⁸⁰ está sujeto al trámite de toma de razón (aun cuando puede entrar en vigencia antes de éste, para evitar demoras que afecten al ya deteriorado sistema, conforme lo resuelto por el órgano Contralor en la R.E N°2.507 de 2007).

³⁷⁸ En la regulación anterior, se señalaba que lo podía dictar el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. A partir de la Ley 20.402, que entró en vigencia el 1 de febrero de 2010, se crea una cartera ministerial especial para la energía.

³⁷⁹ MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 417.

³⁸⁰ “Artículo 4°. - No obstante lo dispuesto en los artículos que anteceden, deberán siempre enviarse a toma de razón los decretos que sean firmados por el Presidente de la República, los reglamentos supremos y sus modificaciones. Cumplirán igual trámite los reglamentos y sus modificaciones que firmen los Jefes de Servicio, siempre que traten de materias sometidas a toma de razón.”

El precepto actual señala que el decreto deberá contener:

- a- Las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial.³⁸¹

El RLGSE concretiza esta materia, en su artículo 291-3:

“Artículo 291-3.- El decreto de racionamiento podrá disponer que las empresas generadoras y distribuidoras adopten, entre otras, las siguientes medidas tendientes a evitar, manejar, disminuir o superar el déficit:

1. Promover disminuciones del consumo de electricidad;
2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte.”

En definitiva, a través del racionamiento se busca “paliar las consecuencias negativas de un déficit de energía en el sistema eléctrico, tanto para los consumidores, como para la economía del país.”³⁸²

- b- Previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el decreto debe explicitar el monto del pago que deberán efectuar las empresas generadoras, por cada kilowatt hora de déficit; los mecanismos que tendrán que aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit y los procedimientos que utilizarán las distribuidoras para traspasar los montos recibidos de las generadoras a los clientes finales (Artículo 291-8 del RLGSE).

³⁸¹ Por ejemplo, en el D.S N° 26 del 9 de febrero de 2011, del Ministerio de Energía, que “Decreta medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el sistema interconectado central, en ejecución del artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos”, se señalaron —entre algunas medidas— las del artículo 2: “Las empresas generadoras y distribuidoras del SIC quedan autorizadas para adoptar, durante toda la vigencia del presente decreto, las siguientes medidas: 1) Promover disminuciones del consumo de electricidad; 2) Pactar con sus clientes reducciones de consumo, y 3) Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, conforme a las disposiciones establecidas en el presente decreto.”

³⁸² EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 137.

La finalidad de esta disposición es disminuir el impacto del déficit en los usuarios finales del tipo regulados, de ahí que deba contener, también, el procedimiento para el pago de las respectivas compensaciones, asegurando su efectividad.³⁸³

- c- Finalmente, los decretos dictados deben contener las restantes disposiciones del RLGSE, que fijan, entre otras exigencias para las empresas distribuidoras y generadoras, las obligaciones de mantener registros de la capacidad de generación adicional que sus clientes estén en condiciones de aportar al sistema respectivo; la obligación de la Dirección de Operación de CDEC (actual CISEN) de enviar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro de las 24 horas siguientes a la fecha de publicación del decreto de racionamiento, un informe fundado que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento de operación especial en razón de la situación del déficit de generación producido o proyectado que motiva la dictación del decreto de racionamiento, etc.

³⁸³ En el artículo 19 del referido D.S N° 26 de 2011, del Ministerio de Energía, se estableció la obligación de pagar las compensaciones y el monto de cada kilowatt-hora en los siguientes términos: “Durante la vigencia del presente decreto, las empresas generadoras de electricidad que operan en el SIC deberán pagar a sus clientes distribuidores, en la proporción en que estos últimos efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios, y a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado, a razón de 196,830 pesos por kilowatt-hora de déficit. El déficit será determinado sobre la base de sus consumos normales.”

Por su parte, se señaló el procedimiento para el cálculo del déficit a compensar que debía informar la distribuidora al generador: “Artículo 24. Al final de cada período de registro, cada cliente distribuidor informará al conjunto de las empresas generadoras con quien tenga compromiso de suministro, el déficit total a compensar en el período señalado, el que se establecerá igual al consumo normal de la distribuidora en horas de corte. Para cada período de registro, se entenderá como consumo normal de un cliente distribuidor en horas de corte, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento, incrementado en un 5%, equivalente a la tasa anual de crecimiento de los consumos regulados del SIC, para el año 2011, según ha sido considerado en la previsión de demandas de energía para el SIC, en el informe técnico comunicado por la Comisión a efectos de la dictación del Decreto Supremo N° 264, de 2010, del Ministerio de Energía, correspondiente al período noviembre 2010 - abril de 2011. Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento se establecerá igual al consumo base total determinado por la distribuidora dentro del período de registro correspondiente, de acuerdo al procedimiento establecido en el Artículo 22 del presente decreto. El monto a compensar por cada generador a la empresa distribuidora será el que resulte de prorratear el déficit total a compensar en función de la demanda diaria prevista a que se refiere el Artículo 15 del presente decreto, ajustado proporcionalmente, de modo de considerar sólo la porción del suministro sujeta a regulación de precios que el generador mantiene con la empresa distribuidora.”

3. Normativa técnica – reglamentaria del racionamiento. Determinación y operación de la compensación. Las posibilidades de exención de la responsabilidad del gravamen de compensar

i. Determinación y operación. Análisis de las disposiciones técnico - reglamentarias.

La norma prescribe que, al dictarse un decreto de racionamiento, “las empresas generadoras responsables deberán pagar una compensación por dicho déficit a sus clientes distribuidores.”

En este esquema, dentro de las normas más relevantes del RLGSE, podemos analizar las siguientes materias de interés:

I- El corte parejo

El déficit registrado en el sistema debe distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos.

Esto es lo que se denominó como “corte parejo o racionamiento parejo”.³⁸⁴ EVANS y SEEGER sostienen, sobre esta materia específica, que “las empresas generadoras que tienen mayores compromisos, esto es, contratos de suministro de mayor envergadura, asumen una mayor responsabilidad en el pago de las compensaciones por déficit, y las

³⁸⁴ CDEC-SIC (2014), Op. Cit., p. 31. “Otro de los asuntos complejos que se debió enfrentar en ese momento tuvo relación con el marco legal para cortar el suministro. Esto porque en general las empresas eléctricas y el CDEC interpretaban que la ley señalaba que las compañías que estaban obligadas a racionar eran aquellas deficitarias, como las empresas dueñas de centrales hidroeléctricas que no tenían agua para generar; mientras que las térmicas que eran excedentarias podían cumplir sus compromisos. Pero, a poco andar, el gobierno estimó que este criterio debía cambiar. Ello al evaluarse que era difícil de entender que hubiera cortes de luz en zonas donde el suministro provenía de empresas deficitarias de energía que poseían principalmente centrales hidroeléctricas -como Concepción, Los Ángeles y Temuco-, mientras que otras ciudades como La Serena y Viña del Mar podían seguir funcionando sin problemas porque eran abastecidas por empresas excedentarias que poseían principalmente plantas termoeléctricas. Así, el gobierno instruyó a las empresas y al CDEC que en adelante el racionamiento debía ser parejo para todos. Así, la escasa energía se distribuyó en lugar de concentrarla en algunos puntos y todas las ciudades debieron enfrentar los cortes por igual”.

empresas con compromisos de abastecimiento menores asumen proporcionalmente una menor responsabilidad.”^{385 386}

Cabe recordar que la norma original era diferente, ya que asignaba la responsabilidad de compensar únicamente a los generadores que presentasen déficit en la condición de racionamiento.³⁸⁷

³⁸⁵ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 138.

³⁸⁶ Al igual que los autores, muchas veces se levantaron criticando esta forma de distribuir el pago en la compensación. Evans y Seeger sostienen que esto “generó el efecto de inhibir a las empresas de generación de participar en los sucesivos procesos de licitación de suministro convocados por parte de algunas concesionarias de distribución”. En un análisis económico de la materia, Chumacero, Paredes y Sánchez (CHUMACERO, Rómulo; PAREDES, Ricardo y SÁNCHEZ, José. “Regulación Para Crisis de Abastecimiento: Lecciones de Racionamiento Eléctrico en Chile”. En: “Cuadernos de Economía”, Año 37, N° 111, 2000, p. 338) proponen un interesante mecanismo, a su juicio más adecuado y eficiente que el racionamiento parejo, distribuyendo la energía a quienes la valoren de mejor forma: “Un elemento necesario para conciliar incentivos para la inversión por parte de generadores y distribuidores de energía con el de reducción del consumo en tiempos de crisis es el de separar el precio pagado por el consumidor del precio recibido por generadores y distribuidores. La legislación chilena contiene, en lo fundamental, los elementos para inducir la ejecución de las obras y la conciliación entre oferta y demanda de energía en el mediano y largo plazo, pero hace que, en épocas de crisis, el precio que paga el consumidor pueda divergir notablemente de la señal de consumo que debiera tener. Dado que el precio de generadores y distribuidores toma en cuenta de modo explícito un horizonte de planeación de largo plazo, no parece razonable modificar esta señal por un fenómeno puntual y transitorio, como puede ocurrir en una crisis de abastecimiento. Para eliminar el exceso de demanda existente en un período puntual de crisis, se requiere aumentar el precio de la energía a los consumidores. Sin embargo, por las razones expuestas, relacionadas con las restricciones políticas, basadas a su vez en los efectos distributivos, la recaudación por sobreprecio no puede ir ni al fisco, ni a los generadores. La propuesta es que retorne a los propios consumidores” (...) “bajo un esquema de racionamiento parejo la oferta disponible de energía se asigna a los consumidores sin considerar su valoración relativa, los consumidores con mayor valoración de la energía (V.gr. hospitales, colegios, etc.) quedan excluidos de su consumo y son sustituidos por consumidores que valoran menos su electricidad (V.gr. exceso de iluminación en las casas).”

Con todo, una propuesta de este calibre es manifiestamente impracticable. Piénsese en los costos y la dificultad que existiría para determinar qué cliente valora más la energía en el caso de un racionamiento. Puede que un cliente BT, como una peluquería o un pequeño local comercial, valore tanto o más la energía que un cliente MT industrial, ya que la actividad del primero depende directamente de ella, mientras el segundo, al tener más recursos, podría tener medios de generación alternativos. No obstante ello, cabe destacar que en el año 2003 se reformó el RLGSE (mediante el Decreto N° 158 de 2003 que “Modifica Decreto Supremo n° 327, de 12 de diciembre de 1997, de Minería, que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”) y se agregó el actual artículo 291-21, que opera —en cierta medida— en el sentido propuesto por los autores, donde se prohíbe discriminar, en las suspensiones del suministro eléctrico, respecto de clientes que realicen actividades declaradas como “esenciales” por la CNE en consulta con el Ministerio del Interior.

³⁸⁷ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 362.

MENDOZA, por su parte, afirma que esta norma afectaría a los clientes libres, en tanto se pregunta quién concurrirá a las indemnizaciones que estos requieran.^{388 389}

Sobre esta argumentación, se debe recalcar que la compensación no va dirigida para proteger a los clientes libres, quienes negocian directamente sus contratos con las generadoras (en especial se tratan cláusulas relativas a que ocurre en casos de indisponibilidades de suministro o en estas materias particulares, como los racionamientos y los casos fortuitos). Por el contrario, los clientes regulados no saben de dónde proviene la energía que reciben, y tan sólo se ven obligados a contratar con el distribuidor dentro de su área de concesión.

Ahora bien, resulta necesario comprender qué se entiende por “déficit del sistema”:

“Artículo 291-16.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, el sistema se encontrará en situación de déficit previsto cuando la energía efectivamente disponible, definida en el artículo 291-15 resulte insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda de energía del sistema, según la proyección de oferta y demanda estimada para los próximos tres días.”

“Artículo 291-15.- (...) Se entenderá por energía efectivamente disponible a la informada en el programa diario como capacidad de generación en el sistema eléctrico, deducidas las pérdidas de transmisión del sistema, los consumos propios y, según corresponda, los ahorros necesarios para la formación y mantención de la reserva hídrica a que se refiere el artículo 291-11.”

Lo que ocurre, en la práctica, es que durante la vigencia del decreto, la operación de corto plazo dentro del sistema eléctrico se ve afectada por la programación semanal que realiza la Dirección de Operaciones del Coordinador (“en adelante DO”)³⁹⁰

³⁸⁸ MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 427.

³⁸⁹ Lo cual demuestra, una vez más, la confusión y el problema que existe al extender instituciones de Derecho Civil al Derecho Administrativo, ya que la compensación no es una indemnización y, como tal, no es responsabilidad civil contractual de la generadora, ni menos tiene su origen en los contratos entre esta y el distribuidor

³⁹⁰ En la actualidad, la denominada “Gerencia de Operaciones del Coordinador Eléctrico Nacional”.

En esta programación, la DO confecciona los llamados programas diarios de racionamiento. La regla que señala el RLGSE es que en ellos se debe asignar proporcionalmente la energía a cada empresa generadora, para el conjunto de los consumos considerados como un todo, es decir, considera los consumos de la demanda de la generadora en tanto provengan de clientes libres o sometidos a regulación de precios.

Esta energía que se le asigna a los compromisos que tiene cada generador con sus clientes se denomina cuota diaria de racionamiento,³⁹¹ la cual es repartida por la DO entre los compromisos, a prorrata de la demanda diaria prevista para cada cliente distribuidor, para cada cliente final sometido a regulación de precios y para el conjunto de clientes libres de la generadora.

Por su parte, la demanda diaria de los distintos tipos de clientes es concretizada por “el consumo diario de ese cliente, proyectado para los siguientes tres días, conforme a los compromisos de suministro que los clientes referidos tengan con sus respectivos suministradores generadores y que hayan sido informados a la DO del CDEC-SIC antes de la entrada en vigencia del Decreto de Racionamiento, conforme a los procedimientos habituales del CDEC-SIC”.

Sobre lo tratado en este punto —dada la complejidad técnica de este procedimiento, con materias propias de las ciencias de la ingeniería—, sólo se debe retener que, en la

³⁹¹ La Resolución Exenta N° 179 de 2008, de la Comisión Nacional de Energía, que “Aprueba procedimiento para la determinación de la demanda diaria prevista, asignación de la energía diaria disponible y de la cuota diaria de racionamiento en situación de déficit previsto en el sistema, de conformidad a lo previsto en el artículo 291-18 del Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, estableció un esquema de “estimación de las cuotas diarias de racionamiento”, que tiene como horizonte, para elaborar los programas diarios de operación (para los tres días siguientes): la programación semanal vigente. Adicionalmente, fija los contenidos mínimos de dicho programa: 1- la generación esperada de cada central; 2- la energía efectivamente disponible en el sistema para cada una de las horas del día y la asignación proporcional de dicha energía a cada empresa generadora para el conjunto de sus respectivos consumos de clientes libres considerados como un todo y la asignación de la energía disponible para cada una de las empresas distribuidoras, independiente del origen de la obligación de abastecer a la concesionaria de distribución por las generadoras. Además, para el cálculo de la demanda diaria prevista, se utiliza un “valor de consumo mensual” previsto para cada cliente, contenido en el Informe de Previsión de Ventas del SIC. Los consumos se modelan considerando 4 días: Lunes, “trabajo”, sábado y domingo.

asignación diaria de energía disponible a cada generador, según señale el programa de la DO, tanto las empresas generadoras como las concesionarias de distribución podrán suspender el suministro, sin discriminación entre los tipos de clientes, mediante programas de corte de energía (artículo 291-20 RLGSE).^{392 393}

Adicionalmente, una vez que el sistema se encuentra en condición de racionamiento, el costo marginal del mismo será el determinado por la DO y corresponderá al “costo de falla” según dos criterios: su profundidad (artículo 291-28 RLGSE) y —tácitamente— su duración³⁹⁴ (se sostiene que es tácito, por el hecho de que la norma no lo nombra expresamente, pero se puede deducir de las excepciones que la misma contempla).

Con todo, este costo de falla se aplicará sólo en aquellos días en que la DO determine como “días efectivos de racionamiento”, para todas las barras del sistema.

Respecto de los días en que no hay racionamiento, rigen las excepciones que la misma norma contempla, debiendo ser el costo marginal siempre inferior al costo de falla:

1. Horas de baja demanda del sistema, en que el suministro pudo ser completamente entregado sólo con generación térmica e hidroeléctrica no embalsable, según

³⁹² Cabe destacar que no puede haber discriminación en la suspensión del suministro, como señala el artículo 291-21 inciso II del RLGSE: “La Dirección de Operación y las empresas eléctricas no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes en la aplicación de medidas que adopten respecto a las suspensiones de suministro. Los programas de cortes deberán asegurar duraciones similares de corte entre los clientes, con la sola excepción de las medidas de resguardo para los servicios de utilidad pública, o aquellos de empresas cuya paralización, por su naturaleza, cause grave daño a la salud, al abastecimiento de la población, a la economía del país o a la seguridad nacional, los que serán expresamente declarados como tales por la Comisión en consulta con el Ministerio del Interior. La Comisión deberá publicar en su sitio de dominio electrónico los criterios establecidos para clasificar como esenciales estos servicios.

A propósito de un ejemplo práctico de esta declaración, véase el Diario Oficial de la República de Chile, del viernes 1 de abril de 2011, Cuerpo I – 6, N° 39.925, donde se declaran como tales: los servicios de salud, servicio de transporte terrestre, servicios sanitarios, de telefonía, privación de libertad, gas de red, algunas instalaciones eléctricas en específico, entre otros.

³⁹³ Como estas interrupciones son autorizadas, no dan lugar a la compensación por indisponibilidad de suministro.

³⁹⁴ UNIVERSIDAD Y TECNOLOGÍA – FUNDACIÓN PARA LA TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA. “Informe Final: Estudio de Costo de Falla de Larga Duración en los Sistemas SIC y SING” [en línea] http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/ESTUDIO%20DE%20COSTO%20DE%20FALLA%20DE%20LARGA%20DURACION%20EN%20LOS%20SISTEMAS%20SIC%20Y%20SING.pdf [consultado el 17 de octubre de 2017]. Se denomina “profundidad” al porcentaje de energía racionada y “duración” al período en el cual se aplica el racionamiento.

corresponda;

2. Situaciones de congestión de tramos del sistema de transmisión que impliquen la existencia de zonas aisladas, sin restricción de consumo, con costo marginal desacoplado del resto del sistema, el que deberá ser inferior al costo de falla en el sistema aislado.

II- Cálculo de la compensación

Así, posteriormente, las generadoras deberán pagar en la compensación a sus clientes distribuidores o finales, sometidos a regulación de precios, cada kilowatt hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía.

Ahora bien, se debe acotar que de las disposiciones del RLGSE, tanto clientes libres como regulados pueden verse afectados por el déficit, en relación a las cuotas diarias de racionamiento. No obstante, la compensación del artículo 163 sólo procede cuando a partir de este déficit, y para dar cumplimiento a las cuotas diarias de asignación a las generadoras, se ocasionen cortes de energía que afecten, en último término, únicamente a clientes regulados.³⁹⁵ Esto es, las empresas generadoras que operan en el sistema deben pagar a sus clientes distribuidores (quienes son los únicos suministradores de los usuarios regulados) sólo en la proporción en que estos últimos efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios, cada KWh de déficit que efectivamente los haya afectado.

³⁹⁵ En este sentido, el artículo 291-23 señala que “Se entenderá que un cliente sometido a regulación de precios de una empresa distribuidora, o un cliente final sometido a regulación de precios de una empresa generadora, ha sido afectado, cuando producto de la imposición de las cuotas de racionamiento a que se refiere el artículo 291-18, los primeros hayan sufrido cortes programados de suministro o los segundos hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro”, pero sólo los primeros tienen derecho —por ley— a ser compensados.

Para efectos de determinar de forma precisa el monto a compensar, se establecen los llamados periodos de registro, que regula el artículo 291-24 y subsiguientes del RLGSE. En estos, las empresas distribuidoras llevan el registro de las horas en que se ha debido cortar el suministro, como consecuencia del déficit en la generación y la oferta que sufre el sistema, y luego se identifican, a partir de cada periodo, los clientes sometidos a regulación de precios afectados por esos cortes.

Sobre la fórmula para calcular el monto de la compensación, se dijo que esta corresponderá a cada kilowatt hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía.

Lo anterior implica, en cuanto a los elementos que la componen:

- 1- Consumo normal del cliente: es aquel que resulte de considerar el consumo de energía que se facturó por la empresa generadora, en el mismo periodo del último año sin racionamiento, incrementando en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico en la última fijación de precios de nudo.³⁹⁶ En los términos del artículo 291-24 del RLGSE:

“(…) corresponderá a las empresas señaladas cuantificar, para dichas horas, el consumo base total de sus clientes sometidos a regulación de precios afectados por cortes de suministro. Se entenderá como consumo base total de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora en horas de corte, a la energía total distribuida para el consumo de dichos clientes en igual conjunto de horas en el último año sin racionamiento.”

El consumo normal es el déficit. A ese déficit se le aplica un valor por kilowatt hora, resultante de la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía.

³⁹⁶ EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 139.

- 2- Costo de racionamiento: conforme a lo señalado en el artículo 162 de la LGSE, “por costo de racionamiento se entiende el costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo del déficit más frecuente que pueden presentarse en el sistema eléctrico”.

- 3- Precio básico de la energía: es aquel promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico, operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.³⁹⁷

Sin embargo, el valor que se va a utilizar no puede sobrepasar (en términos de Unidades de Fomento), el promedio de los costos de racionamiento que se hayan usado en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.³⁹⁸

III- Traspaso del monto a compensar

Finalmente, los clientes distribuidores deberán traspasar íntegramente el monto que reciban de parte de la generadora (o las generadoras) como compensación a sus clientes finales que se encuentren sometidos a regulación de precios (y sólo a ellos, según lo señalado en la norma del artículo 291-25 del RLGSE).³⁹⁹

³⁹⁷ Este, junto con el precio básico de la potencia de punta —que es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico— conforman el llamado “precio de nudo”, fijado semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, bajo la determinación efectuada por la Comisión Nacional de Energía. A su vez, el precio de nudo, como se está en presencia de una actividad regulada, es el precio máximo aplicable al suministro de electricidad de clientes regulados, considerando el costo de generación y transporte, sin incluir la distribución. El precio de nudo es el que fija la autoridad o el que resulta de los procesos de licitación de suministro de clientes regulados, lo que implica que es aquel que finalmente paga el usuario regulado.

³⁹⁸ En este sentido, hay que remitirse a lo señalado en los artículos 291-22 a 291 – 26 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

³⁹⁹ 291-25 “El monto a compensar por cada generador a la empresa distribuidora, será el que resulte de prorratear el déficit total a compensar en función de la demanda diaria prevista (...) ajustado proporcionalmente de modo de

Al respecto, hay que referir que existe la obligatoriedad del pago por parte de las distribuidoras, ya que la ley consagra un derecho de los clientes a ser compensados, en virtud de lo prescrito en el artículo 164, aun cuando exista un juicio pendiente respecto de la procedencia del pago de las mismas.

ii. Exención de la responsabilidad

La regla es que las empresas generadoras puedan evitar la responsabilidad por el gravamen de compensar de dos formas:

I- Evitar el corte de suministro a las distribuidoras

Hay que recordar que esta suspensión del suministro la regula el artículo 291-20 del RLGSE, para dar cumplimiento a la asignación de energía diaria y a las cuotas diarias de racionamiento que se les impongan conforme a los programas diarios de racionamiento.⁴⁰⁰

considerar sólo la porción del suministro sujeta a regulación de precios que el generador mantiene con la empresa distribuidora.”

⁴⁰⁰ El racionamiento es de la electricidad, entendida como el producto que producen las centrales generadoras. Una crítica a este razonamiento basado en cuotas y no en precios aparece en un trabajo publicado en Libertad y Desarrollo (LIBERTAD Y DESARROLLO. “La Crisis Eléctrica y su Solución” [en línea] <http://lyd.org/lyd/biblioteca/pdf/6000431-1.pdf> [consulta: 5 de noviembre de 2016]), a propósito de los antiguos topes que establecía la norma del artículo 99 Bis, en relación a que sólo compensaban las generadoras deficitarias y que existía un límite, dependiente del año más seco. Ahí se sostiene que “En presencia de escasez de un bien o servicio, como ocurre hoy con la energía eléctrica, es decir, cuando la demanda por dicho bien o servicio, supera ampliamente la oferta, existen básicamente dos maneras de solucionar el problema: 1) vía racionamiento de la cantidad, por medio del establecimiento de cuotas o a través de colas, etc. 2) mediante el sistema de precios. Otra alternativa es buscar mecanismos adicionales para aumentar la oferta de dicho bien o servicio. En este caso, la escasez de energía se produce por una sequía extremadamente fuerte y prolongada y se opta por racionar dicho bien a través de cuotas a los clientes o consumidores, es decir por medio de cortes programados de electricidad. Este mecanismo, no es eficiente ni eficaz en resolver el problema. En efecto, por una parte, no induce a los clientes a una reducción de su consumo sino que, por el contrario, promueve otros comportamientos que no son óptimos como el desplazamiento del consumo a horarios sin corte. Incluso el consumo de iluminación se desplaza mediante el uso de lámparas con baterías recargables. En consecuencia, producto de los cortes de energía, los clientes no reducen su consumo, sino que lo acomodan. Por otra parte, este sistema tampoco genera un incentivo para que las empresas aumenten su capacidad de generación, o bien, compren energía a las empresas autoproductoras. Esta ineficiencia producida por el racionamiento vía cantidad también se da en otros mercados, donde se aplica o se ha aplicado este mecanismo de solución. Tal es el caso de la restricción vehicular, medida que no ha solucionado el problema de congestión vehicular, sino que ha incentivado la compra de un vehículo adicional. Asimismo, cuando

Así, la interrupción misma se puede evitar de dos maneras: habiendo invertido o tomado las precauciones para afrontar las circunstancias que ocasionan crisis energéticas, lo que equivale a decir que no existirá una proyección de déficit o, ya en situación deficitaria, adquiriendo la energía faltante a otras generadoras excedentarias a costo de falla (y no marginal).⁴⁰¹

Un ejemplo práctico de esta situación ocurrió dentro del periodo de racionamiento eléctrico de 1998-1999, cuando la generadora Río Maipo pudo mantener el suministro de siete comunas de la capital, dando cumplimiento a las mencionadas cuotas de consumo y los acuerdos de autogeneración.⁴⁰²

II- Caso fortuito o fuerza mayor

en 1996 se produjo escasez de agua y se racionó vía cortes de suministro también quedó claro lo ineficiente de la medida: los consumidores guardaban más agua de la que necesitaban para el período de corte y luego la botaban. La solución mejor, tanto por lo eficiente como por lo eficaz, es utilizar el sistema de precios para solucionar los problemas de escasez de recursos. Este sistema permite que quien más valora el recurso escaso pueda acceder a él mediante el pago de un precio mayor en época de escasez. Así no se desperdicia el recurso, sino que se logra asignarlo eficientemente. Por otra parte, el sistema de precios incentiva la inversión, ya que los mayores precios cubren el retorno de inversiones más costosas que permiten aumentar la oferta del recurso escaso en el corto y mediano plazo. En el caso de escasez de energía eléctrica, los mecanismos de precios previstos en la ley eléctrica para incentivar el ajuste económico de la demanda con la oferta, no están funcionando porque: La compensación a costo de falla, contemplada en la ley para que las generadoras deficitarias paguen a sus clientes regulados por cada kilowatt/hora racionado o restringido, no se aplica en la presente crisis debido a las excepciones que la misma ley establece (estamos en un segundo año de sequía, luego de un año más seco que el peor considerado en el cálculo de precios de nudo). Esto hace que, por ejemplo, excedentes adicionales de energía por reducciones de consumo de clientes a precio libre (o bien por generación de equipos de emergencia de estos clientes) no lleguen al mercado. En otras palabras, se ha perdido el efecto incentivador del ahorro y movilizador de recursos reales de generación de energía que el costo de falla tiene, tanto a nivel de clientes regulados de las distribuidoras, como a nivel de clientes libres”.

⁴⁰¹ ARÓSTICA, Iván. “Reforma a la Ley Eléctrica: Derogación de la Sequía Como Caso Fortuito”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico de la Pontificia Universidad Católica de Chile, N°2, Vol. II, 2000, p. 407.

⁴⁰² CDEC-SIC (2014), Op. Cit., p. 36. “Por ello, el cumplimiento de las cuotas de racionamiento se volvió más exigente. Así, mientras los cortes de energía aplicados por Chilectra en Santiago llegaban a las dos horas por bloque, la Compañía Eléctrica Río Maipo —que en ese entonces abastecía a siete comunas del sur de la capital— pudo mantener el suministro sin cortes algunos días, gracias al cumplimiento de las cuotas de consumo establecidas por el CDEC y a los acuerdos de autogeneración logrados con sus principales clientes.”

Ahora bien, la norma contempla la posibilidad, como regla general, de eximirse del pago, conforme a las causales de caso fortuito o fuerza mayor, sin perjuicio de que se observará que es más bien la excepción.

Sobre esta materia, se debe volver a recordar que el marco legal donde se desempeña el mecanismo compensatorio no proviene de relaciones típicas del Derecho Privado — ni meramente contractuales—, sino que responde a un esquema típico de Derecho Público. Por ello, se debe atender a estas eximentes de responsabilidad observando que las empresas generadoras tienen especiales características: operan interconectada y coordinadamente, bajo órdenes del CISEN y tienen el rol fundamental de dar origen el principal producto del mercado eléctrico: la energía.

Además, son catalogados como expertos en la actividad que realizan, exigiéndose un estándar de diligencia más alto que el esquema tradicional de un “buen padre de familia” del Derecho Civil.

De esta forma, resulta absolutamente impropio e inadecuado aplicar las directrices del pretendido derecho común en la materia, tal como la mayoría de los autores trata de hacerlo.⁴⁰³

⁴⁰³ Así, MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 420 – 421: “Ahora bien, en relación a las situaciones concretas de escasez del recurso de agua resultaba claro que la sequía no constituía, ni constituye en sí misma un caso fortuito, en los términos del artículo 45 del Código Civil, ya que los periodos de insuficiencia de recursos hídricos son frecuentes en nuestro país”; MARTÍN, Carlos (2001), Op. Cit., p. 684: “Determinar por ley los hechos que no constituyen caso fortuito o fuerza mayor se aparte de las reglas o principios generales del derecho, que precisamente establecen lo contrario. Con su redacción, el legislador del año 1999, reconoce que los hechos que menciona, por su naturaleza, perfectamente pueden ser constitutivos de caso fortuito, tanto es así que juzgó necesaria la dictación de una norma que los excluyera de la calificación jurídica que surge de su propia naturaleza (...) La ley no necesita decir que tal o cuales circunstancias constituye caso fortuito, pues de acuerdo con la definición del Código Civil, que ha postulado la doctrina desde los tiempos más remotos, en aplicación del principio ‘a lo imposible nadie está obligado’, no tendrán ese carácter los hechos respecto de los cuales sea posible su representación como una posibilidad cierta —con lo que dejan de ser imprevistos— o que permiten ser superados o resistidos”. Incluso, yendo aún más allá, al confundir esta compensación con una indemnización de perjuicios, el autor sostiene que “la imputabilidad por culpa o por dolo es uno de los elementos esenciales de la indemnización de perjuicios, en términos de que sería plenamente justificada la reparación de un daño si el responsable de mismo faltó a su diligencia o cuidado debidos o si, peor aún, tuvo la intención de dañar; Finalmente, CIFUENTES, Ramón (2001), p. 711 – 715, quien, luego de introducir una serie de conceptos del derecho civil, tales como la responsabilidad civil y el incumplimiento contractual, sostiene que: “Mirada desde la perspectiva del derecho civil, lo que resulta del todo propio al tratarse de una regla que fija indemnizaciones respecto de personas vinculadas contractualmente

Aquí no se habla de que la compensación nace a raíz de un incumplimiento contractual del contrato de suministro de energía para con las distribuidoras, sino que se constituye como una carga que debe soportar el generador cuando se dicta un decreto de racionamiento —instrumento que permite manejar las crisis de energía eléctrica de forma oportuna y eficiente—,⁴⁰⁴ corrigiendo el desequilibrio frente a los usuarios regulados. La responsabilidad civil, desde un punto de vista contractual, que pueda surgir de las relaciones particulares entre generadores, distribuidores y usuarios, es completamente diferente.

Tratados estos presupuestos básicos, se examinó que, para los supuestos legales de corte de suministro de los gaseoductos internacionales, sequías y fallas prolongadas de centrales, existe un régimen de responsabilidad objetiva, consagrado expresamente por el legislador.

Sobre esto, no hay inconveniente alguno en que el legislador fije ciertos hechos que no serán constitutivos de caso fortuito o fuerza mayor, toda vez que ello implica una de las tantas formas de creación de un régimen de responsabilidad estricta, no atentando contra los principios básicos del derecho —como argumenta MARTIN—⁴⁰⁵ sino que, por el contrario, responde al núcleo dogmático propio del Derecho Administrativo.⁴⁰⁶

Refiriéndose a esta compensación, así lo confirma una sentencia del 22° Juzgado Civil de Santiago, a propósito de una acción de nulidad de derecho público respecto del D.S que estableció un racionamiento eléctrico:⁴⁰⁷

“El Decreto Supremo cuya nulidad se impetra y la obligación indemnizatoria se enmarcan en un conjunto de normas destinadas a regular una actividad esencialmente sensible, no regida por los contratos acompañados por la actora, sino por la Ley”.

y en el ámbito de dichos contratos, resulta peculiar en muchos aspectos (...) la relación entre la distribuidora, intermediaria de la energía recibida de la generadora, y sus clientes finales, los cuales de acuerdo al artículo citado, son los beneficiarios de la indemnización o compensación, es también una relación contractual.”

⁴⁰⁴ OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002), Op. Cit., p. 362.

⁴⁰⁵ MARTIN, Carlos (2001), Op. Cit., p. 684.

⁴⁰⁶ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 8; 17 – 21.

⁴⁰⁷ 22° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° C-5064-1999.

VERGARA señala la existencia de una falsa supletoriedad del Código Civil respecto de las demás leyes, basada en un errado concepto de la técnica normativa que permite llenar las lagunas del derecho, y en una interpretación errónea del artículo 4 del Código Civil,⁴⁰⁸ sintetizando que “No es posible vincular normas y disciplinas que no comparten ni bases ni principios esenciales”.^{409 410 411}

De esta manera, toca determinar cuál es el ámbito específico para desarrollar el caso fortuito y la fuerza mayor, a propósito de esta norma.

Observando la institución del caso fortuito, en un aspecto general en materia eléctrica, el RLGSE establece que:

“Artículo 224.- La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en este reglamento, compete a cada concesionario.

⁴⁰⁸ VERGARA, Alejandro (2010), Op. Cit., p. 32.

⁴⁰⁹ *Ibíd.*, p. 68.

⁴¹⁰ En este mismo sentido se pronuncian otros autores (ROMAN, Cristian. “Libro Cuarto. Responsabilidad Patrimonial de la Administración del Estado en Chile”, p. 760 – 763. En: PANTOJA, Rolando (Coordinador). “Derecho Administrativo Chileno”. México D.F, Editorial Porrúa, 2007) al sostener, por ejemplo, en la trascendental y polémica materia de la Responsabilidad Patrimonial de la Administración del Estado, que: “En nuestra opinión, la Responsabilidad Patrimonial de la Administración en Chile es autónoma de la Responsabilidad Civil Extracontractual, y en esa medida regida por principios y normas de derecho público, ya que: 1) El Código Civil, y la Responsabilidad Civil Extracontractual, rige las relaciones entre particulares, y no entre estos y la administración; 2) La RCE importa la composición entre intereses privados, es decir, entre intereses de igual categoría; en cambio, la RPA importa la composición de intereses de desigual categoría: públicos y privados; 3) en el derecho privado nadie está obligado a sacrificar sus propios intereses en beneficio de terceros, sino sólo a actuar con diligencia. Por ello, la RCE se compromete a través de una actuación positiva- infracción de un deber de cuidado-, más sólo excepcionalmente a través de inactividad- infracción de un deber de actuación-. Por su parte, la administración no sólo debe actuar con diligencia, sino que, además, en lo que constituye la mayor parte de su actuar, se encuentra en el deber de realizar actuaciones en favor de los administrados. Por ello, la forma habitual a través de la cual se compromete su responsabilidad es la inactividad u omisión —infracción a un deber de actuación—, lo cual constituye una sustancial diferencia con la RCE (...)”.

⁴¹¹ Alguna lúcida jurisprudencia ha reconocido, también, esta especialidad del Derecho Administrativo: 1) en Granja con Fisco de Chile, el fallo que se pronunció sobre las lesiones sufridas por in particular a consecuencia del disparo efectuado a quemarropa por parte de un carabinero, sostuvo que el artículo 2320 del Código Civil, que trata e instituto de la responsabilidad por el hecho ajeno, no era aplicable en la especie, ya que sólo puede aplicarse a la relación de derecho privado patrón dependiente, y no a la relación Estado funcionario (Citado por ROMÁN, Cristian (2007), Op. Cit., p 760); Otros fallos, que discurren en el mismo sentido, son “Aja García con Ilustre Municipalidad de Talcahuano” y “Hexagón con Fisco de Chile”.

La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro será también exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico. Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.

La Superintendencia podrá amonestar, multar, o adoptar las demás medidas pertinentes, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.”

Por su parte, el artículo 3 de la LSEC prescribe que:

“Artículo 3°. Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

(...)

11.- Comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor.”

Con todo, hay que recordar que estas nociones generales del caso fortuito o fuerza mayor, de la forma dispuesta en la LGSE —en específico lo señalado en el artículo 224—, no aplican, en principio, para los casos de racionamiento, ya que el precepto se refiere a la calidad de servicio y su relación con la institución de exención de responsabilidad, mientras que la norma del artículo 140 de la LGSE afirma expresamente que las disposiciones sobre calidad de servicio no se aplicarán para los casos de racionamiento eléctrico.

Ahora bien, es el propio artículo 163 de la LGSE el que viene a “subsana” este problema interpretativo, al prescribir, en su inciso VI, que:

“En los casos no previstos en el inciso cuarto, la empresa generadora respectiva podrá solicitar a la Superintendencia que efectúe la declaración prevista en el N° 11, del artículo 3°, de la ley orgánica de dicho servicio, para que compruebe si el déficit del sistema se ha debido a caso fortuito o fuerza mayor.”

Este mismo inciso señala que la SEC se deberá pronunciar dentro del plazo de diez días y que la resolución que así lo haga podrá impugnarse judicialmente, conforme al procedimiento de reclamación contenido en el artículo 19 de la LSEC.

El problema que aquí se plantea, es que la legislación expresamente señala que las disposiciones sobre calidad de servicio no se aplican en los casos de racionamiento eléctrico. Por ello, para salvar el vacío legal, se deben analizar las dos posibles interpretaciones que surgen, ambas inconciliables entre sí:

- 1- Que la norma sostiene que la declaración de caso fortuito o fuerza mayor debe tener en cuenta los criterios de calidad y continuidad de servicio sólo para esos efectos, como una excepcionalidad a la regla del artículo 140;
- 2- Que la remisión del inciso VI del artículo 163 de la LGSE al artículo 3 N° 11 de la LSEC implica que la Superintendencia está facultada para declarar el hecho como caso fortuito o fuerza mayor, pero no se debe extender a los criterios que en esa norma de la ley orgánica se fijan, cuales son la calidad o continuidad de servicio.

De entender que la interpretación correcta es la segunda, la calificación del hecho como caso fortuito o fuerza mayor no sería más que la aplicación de la norma del artículo 45 del Código Civil. Por el contrario, si se asume que la primera interpretación es la correcta, se confirma el marco legal típico y diferenciado que rige a las compensaciones, sumado al contexto de la confiabilidad que sigue patente en dos de sus aspectos. Además, la regla del inciso VI del artículo 163 se refiere a la “declaración prevista en el N° 11, del artículo 3”, y esta declaración es la de caso fortuito o fuerza mayor en los supuestos en que se dé lugar a la falta de calidad o de continuidad del servicio, como consecuencia de esta situación eximente de responsabilidad.

De todos modos, no existen criterios específicos de la SEC —como los contenidos en el Anexo Compensaciones Dx— para calificar el caso fortuito o fuerza mayor en los casos de indisponibilidad de suministro.⁴¹²

Por ello, toca remitirse al tenor literal del artículo 163 para determinar cuándo procede aplicar esta institución.

El inciso primero señala que el decreto de racionamiento podrá dictarse en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, pero el déficit (o su proyección), deben tener como causa: fallas prolongadas de centrales eléctricas o situaciones de sequía.

De acuerdo con esto, las generadoras hidroeléctricas (sean estas centrales de embalse o de pasada⁴¹³) jamás podrán pedir la declaración de caso fortuito o fuerza mayor respecto de su responsabilidad de compensar a los usuarios regulados en casos de sequía, al no tener el combustible (agua) para producir la electricidad, más aún si dicha sequía se proyecta y saben, anticipadamente, que no podrán generarla. De la misma manera se particularizó en el inciso IV del artículo 163, donde se eliminó el límite para el cálculo de los déficit en los aportes de generación hidroeléctrica.⁴¹⁴

⁴¹² Consultada la Superintendencia mediante el procedimiento de transparencia pasiva de la Ley N° 20.285, esta sostuvo que: “En respuesta a vuestra solicitud de información, ingresada al sistema de gestiones de solicitudes de información con fecha 9 de enero de 2017, cabe señalar a usted que, a la fecha, esta Superintendencia no ha emitido, ni se le ha requerido emitir, algún pronunciamiento relativo a la declaración de caso fortuito o fuerza mayor del artículo 163, inciso 6°, de la Ley General de Servicios Eléctricos”(ref: AU004T0004581).

⁴¹³ Estas son los dos tipos de centrales hidroeléctricas que existen. En la central “de pasada”, el agua es desviada por un caudal hacia una pequeña cámara donde es impulsada a través de una tubería forzada aumentando su velocidad, por lo tanto, su energía cinética. Esto, para luego ser conducida a una turbina donde se generará energía. Una vez que el agua es utilizada, es devuelta al cauce del río normal. En la central “de embalse”, mediante la construcción de una represa, se crea una reserva artificial que almacena el agua proveniente del caudal de los ríos afluentes. La cantidad de agua utilizada varía de acuerdo a la demanda; y es derivada por canales hacia la turbina. (ENERGÍA EN CHILE. Generación, Crisis Y Soluciones (Economía Y Negocios). “Tipos de Generación. 1- Hidroelectricidad” [en línea] http://www.economiaynegocios.cl/especiales/especial_energia/tipos_generacion.html [consulta: 18 de noviembre de 2016].

⁴¹⁴ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2009), Op. Cit., p. 56. El organismo internacional de la energía califica esta eliminación como un aspecto positivo, por cuanto salvó el vacío regulatorio de los años 1998 y 1999, donde los usuarios regulados quedaron sin compensación, por existir un registro hidrológico aún más seco. Esta reforma la entiende como un fortalecimiento para incentivar la actuación preventiva de las empresas generadores.

Sobre el supuesto de fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación, señalado en el inciso IV del artículo 163, se debe restringir la interpretación a lo señalado en el inciso I del mismo precepto, en tanto dichas fallas de centrales eléctricas deben ser de carácter “prolongado”. De lo contrario, si cualquier falla de una central eléctrica se tuviera por déficit, siempre se respondería objetivamente, mientras que el resto de la regulación contenida en el cuerpo del artículo no tendría sentido.

En este aspecto, uno de los puntos conflictivos será determinar la duración de la falla y cuando esta se entiende como “prolongada”, ya que, si no es tal, podrá aplicarse la declaración de caso fortuito o fuerza mayor.

Finalmente, en los supuestos en que la causa de dictación del decreto de racionamiento no sea de aquellas calificadas a priori como responsabilidad objetiva del generador, estos últimos pueden ser eximidos del pago de las compensaciones a que se refiere el artículo 163 de la LGSE, bajo las reglas del caso fortuito o fuerza mayor. Con todo, hay que entender que estas reglas deben interpretarse siempre atendiendo al marco del Derecho Público propio del sistema y mercado eléctrico.⁴¹⁵

⁴¹⁵ Siguiendo este esquema, debe entenderse una continuidad en el criterio administrativo de la SEC en la materia, ya que este organismo ha sostenido, a propósito de las compensaciones por indisponibilidad de suministro, que se entienden aplicables los requisitos tradicionales enunciados en el artículo 45 del CC: exterioridad, imprevisibilidad e irresistibilidad. Por supuesto que, aplicando estos requisitos al caso fortuito en las compensaciones por decretos de racionamiento, lo primero que se debe tener a la vista es que el tratamiento de los mismos viene orientado hacia un aspecto contractual, mientras que el deber de compensar, y las obligaciones a las que están sujetas las empresas generadoras del sistema eléctrico, en especial cuando operan interconectadamente, se encuentran contenidas en la normativa sectorial respectiva. Sobre los requisitos en concreto, hay que remitirse a lo tratado a propósito de las compensaciones por indisponibilidad de suministro y su forma de configurarlos, bajo el trasfondo del Derecho Administrativo.

REPORTE

1. El problema de las regulaciones paralelas: Vigencia, interpretación y constitucionalidad

A propósito de la publicación de la Ley N° 20.936, el 20 de julio de 2016, se originó una situación lamentable en relación a las compensaciones por indisponibilidad de suministro, dejando dos regulaciones paralelas y diferentes, en aspectos sustanciales, de este instituto.

Si bien, en los artículos transitorios del proyecto de ley original que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (Boletín N° 10240-08)”, se contemplaba la lógica derogación del artículo 16 B de la ley N° 18.410 (“Artículo segundo. Elimínase el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles”), por cuanto se pretendía regular todas las compensaciones provenientes de indisponibilidad de suministro en un único mecanismo dentro de la ley eléctrica,⁴¹⁶ en el proyecto final se decidió mantener el sistema del artículo 16 B de la LSEC, tal como lo confirma la disposición decimonovena transitoria de la Ley N° 20.936.

Esta derogación respondía, evidentemente, a la creación de un nuevo esquema compensatorio que englobaba a las indisponibilidades de las instalaciones de todos los operadores. Sin embargo, en la discusión del Segundo Trámite Constitucional en el Senado,^{417 418} se excluyó definitivamente esta norma transitoria.

⁴¹⁶ El inciso primero del artículo 72°-18 del proyecto señalaba: “Artículo 72°-18.- Compensaciones por Incumplimiento de los estándares normativos de disponibilidad. Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento de indisponibilidad de suministro o de instalaciones que supere los estándares a los que hace referencia el artículo 72°-6, deberán ser informadas por el Coordinador a la Superintendencia para que ésta instruya a las concesionarias respectivas o al mismo Coordinador, el cálculo y abono de una compensación por evento en caso de indisponibilidad de suministro o de instalaciones, según corresponda.”

⁴¹⁷ Historia de la Ley N° 20.936 (página 526 del archivo PDF que contiene la tramitación completa de la ley) (BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N ° 20.936” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5129/> [consultado el 20 de abril de 2016]).

⁴¹⁸ *Ibid.*, p. 665. “ARTÍCULO 2°. - Suprime el artículo 16 B de la ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Indicación N° 1065 Del Honorable Senador señor Girardi, para eliminarlo.

Aun cuando la razón de fondo que se esgrimió para explicar la mantención del precepto de la LSEC es legítima —a saber, que a las distribuidoras se les seguiría aplicando este régimen, porque ahora la compensación del artículo 16 B sólo se radicará en el supuesto particular de fallas en instalaciones de distribución—, la solución de no derogar el texto original de ese artículo resulta completamente inadecuada, no sólo porque perfectamente pudo haberse tomado su contenido, incluyéndolo en la disposición del artículo 72°-20 de la LGSE, tal como lo hacía el texto del proyecto original, sino para evitar así las potenciales consecuencias negativas que aquí se exponen:

- a- Luego de que haya transcurrido el periodo de transición legal del régimen de compensaciones al que se refiere el artículo decimonoveno transitorio de la ley N° 20.936, subsistirán las dos legislaciones, pudiendo generar confusiones al momento de compensar las fallas provenientes de instalaciones de generación, transmisión y que operen servicios complementarios o de almacenamiento de energía, en cuanto al régimen legal aplicable, en tanto el supuesto de hecho del régimen del artículo 16 B siempre se seguirá aplicando para las fallas internas y externas en instalaciones de distribución⁴¹⁹ (en los términos de la normativa sectorial vigente: interrupciones imputables Dx).

- b- Existe una regulación, de la misma materia (compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico), en leyes distintas y con normas técnico-reglamentarias diferenciadas, como por ejemplo: los estándares de indisponibilidad, los plazos, la intervención de la SEC y del CISEN, los costos, los márgenes tope a compensar, la valoración de la compensación, etc.

Consultado el personero de la CNE respecto de esta indicación, fue contrario a suprimir el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Enseguida, la Jefa del Departamento Jurídico de la CNE recordó que, en circunstancias que en este proyecto de ley sobre transmisión ya se regulan las compensaciones para las empresas de generación y transmisión, es necesario mantener el artículo 16 B en comentario, porque regula la compensación para empresas de distribución.”

⁴¹⁹ Hay que recordar que son externas aquellas que debe compensar el distribuidor a los usuarios regulados dentro de su zona de concesión, no obstante haberse producido en instalaciones de otro distribuidor.

De esta forma, de haber derogado el artículo, se evitaría colapsar la normativa sectorial y se conciliarían las disposiciones de mejor manera, por cuanto es en la ley eléctrica donde se recogen los principios que dan fundamento al sistema compensatorio en general (por indisponibilidad y por dictación de decretos de racionamiento eléctrico), mientras que en la LSEC se recogen los aspectos típicamente sancionatorios y de fiscalización del sector eléctrico que, como se vio, nada tienen que ver con las compensaciones.

Toca dilucidar entonces la interpretación armónica que se debe dar a los contenidos de las normas de los artículos 16 B de la LSEC, 72°20 de la LGSE y decimonoveno transitorio de la Ley N° 20.936, en cuanto a la vigencia de los regímenes compensatorios:

I- Las compensaciones por indisponibilidad de suministro provenientes de instalaciones de distribución

Esto es, aquellas que la interpretación administrativa de la SEC entiende como “fallas a nivel interno y externo: distribución”, se seguirán rigiendo por el artículo 16 B, por los requisitos que este establece, la fórmula de cálculo y los criterios técnicos que al efecto ha consagrado el fiscalizador, ya que el artículo 72°-20 excluye expresamente, en su inciso I, los eventos o fallas provenientes de instalaciones de distribución. Esto quiere decir que a estas compensaciones nunca se les llegará a aplicar el mecanismo del artículo 72°-20 de la LGSE.

II- Las compensaciones por indisponibilidad de suministro provenientes de instalaciones externas a la distribución

Estas son: las compensaciones por fallas no imputables Dx, ocurridas dentro de instalaciones de generación o transmisión.

Cabe recordar que, antes de la dictación de Ley N°20.936, estas interrupciones, se han entendido igualmente comprendidas dentro de las compensaciones por

indisponibilidad que ya regulaba el artículo 16 B de la LSEC, con la particularidad de que al no ser imputables Dx (propias de la distribución), no eran compensadas de forma automática, sino sólo previa instrucción y examen del fiscalizador, conducente a determinar si la interrupción o suspensión constituía caso fortuito o fuerza mayor (en caso afirmativo, no se compensaban).

No obstante ello, en la actualidad este tipo de interrupciones se encuentran expresamente mencionadas en el artículo 72°-20 de la LGSE, de ahí que se debe entender que los criterios interpretativos que operaban para este último tipo de fallas deberán cesar en su aplicación a contar del 31 de diciembre de 2019, ya que a partir de esa fecha no se continuará utilizando la fórmula de cálculo del artículo 16 B —y la interpretación técnico reglamentaria que de ellas había hecho la SEC— para las interrupciones imputables no Dx.

Así lo confirma la norma transitoria antes citada:

“Las compensaciones por indisponibilidad de suministro provenientes por fallas o eventos en instalaciones de generación, transmisión y las que operen servicios complementarios, se regirán, hasta el 31 de diciembre de 2019, por la fórmula de cálculo del artículo 16 B, para luego regirse por las directrices y límites que establece la propia norma del artículo 72°-20 de la LGSE.”

III- El periodo transitorio

Con todo, existirá un periodo transitorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 hasta el año 2023 (cuya fecha exacta no se señala, debiendo entenderse que será hasta el 31 de diciembre de ese año, en base a la lógica del inciso I del artículo decimonoveno), donde el monto a compensar será el equivalente a la energía no suministrada durante el evento o la falla, valorizada en diez veces el valor de la tarifa de energía vigente en el periodo, pero aplicando igualmente los límites que establece el artículo 72°-20 para los montos que deben pagar los operadores al suministrador, para que este compense a los usuarios.

IV- El régimen definitivo

Con posterioridad al 31 de diciembre del año 2023, aun cuando el artículo transitorio nada señala, debe entenderse que entrará en vigencia el régimen que valoriza la compensación en 15 veces el valor de la tarifa de energía vigente en el periodo, conforme al inciso II del artículo 72°-20 de la LGSE.

Un problema significativo de esta nueva regulación, es que aquellas compensaciones que provienen de fallas en instalaciones de distribución, conforme a la fórmula de cálculo del artículo 16 B, podrían ser considerablemente menores, en términos pecuniarios, a aquellas originadas dentro de las instalaciones de generación, transmisión y las que operen servicios complementarios o de almacenamiento de energía. Por su parte, la nueva norma utiliza otros criterios en cuanto a la valorización del precio de la energía no suministrada (costo de falla v/s precio de la energía no suministrada efectivamente), otros estándares de disponibilidad y crea ciertas limitaciones en los montos a compensar (20.000 UTA en todos los casos), constituyendo así una clara distinción o diferenciación arbitraria, a nivel legal, aun cuando nuestra Constitución Política de la República las proscribire:

“Art. 19. La Constitución asegura a todas las personas:

(...)

2° La Igualdad ante la ley

(...)

Ni la ley ni autoridad alguna podrán establecer diferencias arbitrarias (...).”

De esta manera, el contenido de la norma del artículo 72°-20 deviene en inconstitucional, toda vez que a un grueso de los operadores del sistema eléctrico — dentro del cual todos trabajan interconectadamente, bajo las órdenes de un

Coordinador único, y que se encuentran, como tales, en un pie de igualdad—, se les aplicará una normativa de rango legal más desfavorable y diferenciada en relación con aquella que se les aplica a las concesionarias distribuidoras, para un mismo supuesto fáctico: la compensación en los casos de fallas o eventos que producen indisponibilidades de suministro, superando los márgenes normativos, tratadas en dos normas diferentes.

Sobre esta distinción, la doctrina constitucionalista sostiene que el principio de igualdad ante la ley constituye un pilar fundamental en cualquier ordenamiento jurídico moderno, y ello es consustancial a un Estado de Derecho. Así, se ha afirmado que ella “Se trata de una igualdad jurídica que impide que se establezcan excepciones o privilegios que excluyan a unos de los que se concede a otros en iguales circunstancias”.⁴²⁰

Por su parte, la jurisprudencia nacional se ha encargado de determinar el alcance del concepto, señalando que:

“(…) ella consiste en que la normativa jurídica debe ser igual para todas las personas que se encuentren en las mismas circunstancias y que no deben concederse privilegios ni imponerse obligaciones a unos que no beneficien o graven a otros que se hallen en condiciones similares y supone que todos los habitantes gocen de los mismos derechos protegiendo estos (…)

“(…) la norma legal, al respetar esta garantía, debe tener caracteres de generalidad, sin que sea posible la discriminación arbitraria”.⁴²¹

Al respecto, Eduardo Aldunate considera que “La Constitución no permite que se haga diferencia arbitraria alguna sino en cuanto estas no hallen su fundamento en la razón, en la justicia o propendan al bien común, mientras que sí se permite realizar distinciones razonables entre quienes se encuentren en desigualdad de

⁴²⁰ VERDUGO, Mario; PFEFFER, Emilio y NOGUEIRA, Humberto (2005), Op. Cit., p. 214.

⁴²¹ Corte de Apelaciones de Coyhaique, Rol N°38-2007.

condiciones”,⁴²² diferenciación que existirá, vulnerando ésta garantía constitucional, con la aplicación de las normas que regulan una misma situación jurídica, pero lo tratan, sin justificación racional alguna, de forma distinta —en especial en cuanto a la fórmula de los montos a compensar (sus costos y las variables ponderables) y los límites a la responsabilidad— para operadores que se encuentran realizando su actividad dentro de un mismo mercado y en igualdad de condiciones.^{423 424}

3. La temática de los perjuicios, la ineficacia de la compensación, la normativa a preferir y el fomento a la competencia en el sector frente a la regulación

Una interrupción no autorizada del sistema eléctrico puede generar daños graves para los usuarios regulados, no obstante, se observó que, a través de este instituto, estos no son reparados.

En este sentido, los “clientes regulados”, sujetos pasivos de la compensación, tienen una característica especial: son pequeños consumidores (clientes BT), por lo general residencias, industrias y comercios de menor tamaño.⁴²⁵ Así, para muchos de ellos, la energía eléctrica resulta indispensable no sólo para sus actividades cotidianas, sino también por motivos laborales y económicos: piénsese en una carnicería, en una heladería, una pescadería, un almacén, restaurantes, un pequeño productor agrícola, el funcionamiento de ascensores, termos eléctricos,

⁴²²ALDUNATE, Eduardo. “Constitución Política de la República de Chile. Doctrina y Jurisprudencia. Tomo I”. Santiago: Editorial Thomson Reuters PuntoLex, 2009, p. 125.

⁴²³ Quizás, una forma de salvar esta distinción de la arbitrariedad, sería esgrimiendo que el fundamento racional de ella radica en que el distribuidor debe cargar con el gravamen de compensar en todos los casos en que existan compensaciones por indisponibilidad de suministro. Con todo, se debe recordar que, tanto en el artículo 16 B de la LSEC (cuya aplicación ya no entenderá que el distribuidor pueda repetir contra el responsable, toda vez que sólo se aplicará cuando la falla provenga de la distribución misma), como en el 72°-20 de la LGSE, se permite al distribuidor repetir por los montos que hubiere compensado, lo cual confirma que su actividad, de no ser ella la que ocasiona la falla o evento que genera indisponibilidad —y por el simple hecho de asumir el riesgo de distribuir energía a clientes protegidos por la legislación— siempre queda amparada de la carga o gravamen que debe soportar al compensar, ya que el hecho de compensar no constituye una sanción administrativa. Así, la distinción que realiza la ley no deja de ser ilegal y arbitraria, estableciendo una fórmula de cálculo más favorable a las distribuidoras, cuando estas deban compensar por fallas ocurridas en sus instalaciones.

⁴²⁴ Otra forma de salvarla, aún menos viable, es sostener que cada operador no se encuentra en igualdad de condiciones respecto de los otros, en tanto existen normas diferenciadas, legales y reglamentarias, para cada uno de ellos. Con todo, es evidente que el análisis de fondo recae sobre el sistema y el mercado eléctrico en su conjunto y, realizar tal distinción, en un contexto de coordinación e interconexión, es meramente artificial.

⁴²⁵ EVANS, Eugenio. “Compensaciones en la Industria de la Electricidad Ante la Jurisprudencia Constitucional”. En: Sentencias Destacadas - 2013, Santiago: Editorial Libertad y Desarrollo, 2014, p. 212.

etc. Infinitos son los casos que podrían enumerarse y muchos (y severos) son los problemas que la indisponibilidad puede ocasionar a los usuarios, como se puede constatar con los pequeños comerciantes,⁴²⁶ quienes reciben una compensación irrisoria en la boleta del mes siguiente, mostrándose, en este aspecto, como un mecanismo ineficaz y orientado netamente hacia una perspectiva económica restringida.⁴²⁷

Si se retrata la regulación legal de ambas compensaciones por indisponibilidad, no existe ninguna referencia a una eventual posibilidad de reclamo, por parte del cliente afectado, de los perjuicios que realmente sufrió, atendida su calidad y condiciones individuales. De ello se debe concluir que se tendrán que aplicar las normas tradicionales del juicio ordinario civil —sin perjuicio de que podría resultar aplicable el régimen de protección al consumidor, como se indica en el apartado siguiente— para efectos de demandar una indemnización al operador que la SEC (y prontamente la SEC en conjunto con el Coordinador) determine como el responsable de la falla.

Esto conlleva una serie de costos y desincentivos económicos,⁴²⁸ muchas veces exorbitantes para quienes tienen un comercio pequeño o son usuarios residenciales, sumado a las pérdidas patrimoniales que tuvieron que soportar con la interrupción del servicio y a las enormes dificultades probatorias que tienen frente a un operador del sistema, quienes controlan toda la información disponible y no tienen la carga de la prueba dentro del juicio —que aquí es de indemnización de perjuicios por responsabilidad civil contractual—, según las clásicas normas de los artículos 1547 y 1698 del Código Civil.⁴²⁹

⁴²⁶ Quienes pierden un día laboral, tienen empleados a su cargo, pueden perder la mercadería y los productos, pierden clientela, etc.

⁴²⁷ En un análisis económico del derecho, se puede observar cómo la noción de utilidad, entendida tradicionalmente como “el interés propio de cada individuo”, se relaciona típicamente con el concepto de utilidad o ganancia económica (POSNER, Richard. “El Análisis Económico del Derecho”. México D.F: Fondo de Cultura Económica, 2013, p. 26), lo cual resulta, según este autor, manifiestamente inadecuado, ya que (...) “es fundamental el supuesto adicional de que el hombre se esfuerza por aumentar racionalmente al máximo la utilidad en todas las áreas de la vida, no sólo en sus asuntos ‘económicos’; es decir, no sólo cuando se ocupa de la compra y la venta en mercados explícitos”.

⁴²⁸ Honorarios del abogado, costo de las notificaciones, litigación lenta, materias probatorias, criterios diferenciados de la judicatura, etc.

⁴²⁹ Esta es la presencia de una de las llamadas “pruebas diabólicas”, como se conocen en la doctrina procesalista.

Sumado a esto, hay que destacar la enorme falta de celeridad de la cual adolecen estos procedimientos, que se caracterizan por ser de lato conocimiento, extensos y escritos, teniendo presente que, para que exista una verdadera reparación del daño ocasionado, la indemnización debe llegar en un tiempo prudente y oportuno.

En la práctica, la compensación jamás podrá cubrir estos perjuicios, en tanto resultaría insostenible el desarrollo de las actividades económicas de los distintos segmentos del denominado mercado eléctrico, obligándolos a prever y asumir costos más allá de lo razonable. Si la compensación reparara estos perjuicios, sería tan grande el desincentivo a desarrollar la actividad, que se colapsaría al mercado eléctrico, constituyendo así una vulneración evidente al principio de la Libre Competencia que debe permear a todos los mercados regulados.⁴³⁰

Con todo, a pesar de esta imposibilidad, nada obsta a que el mecanismo compensatorio por indisponibilidad pudiese facilitar la reparación de los daños que se siguen de la falla en la instalación que provoca la interrupción o suspensión no autorizada del suministro, provocando así un efecto disuasorio potenciado para con los operadores del sector, con miras a evitar, a toda costa, la indisponibilidad.

De esta manera, por ejemplo, una vez que quede firme la determinación del o los responsables de la falla, en sede administrativa, podría crearse una norma —en lo que al Derecho Civil atañe— que omitiera la necesidad de acreditar la culpabilidad de la empresa por parte del usuario, debiendo el tribunal limitarse a confirmar la causalidad entre el daño y el sujeto activo del mismo, estableciendo sólo el monto de los perjuicios, en un juicio civil sumario, con trámites

⁴³⁰ EVANS, Eugenio. “Efectos de la Regulación normativa en la Industria Eléctrica. Técnica Legislativa”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N° 12, 2004, p. 64. En el aspecto de las compensaciones por racionamiento eléctrico, el autor hace un tratamiento propio de la Libre Competencia, el cual puede ser aplicado analógicamente a lo que aquí se expone. En este sentido, sostiene que al suprimir los límites a compensar, en cuanto limitaciones a la responsabilidad de los generadores, cambia, en definitiva, “el riesgo del negocio”. Lo mismo ocurriría en el caso de las compensaciones por indisponibilidad si se exigiera a los suministradores responder por todos los perjuicios que se ocasionaran, ya que, la actividad de suministro conllevaría “un imposible” económico para quienes la realizan y desincentivaría de tal forma su desarrollo que, o nadie querría llevarla adelante, tal como ocurrió con las licitaciones obligatorias en el año 1999 (mismo periodo de la crisis energética que dio lugar al racionamiento y afectó los precios de nudo) del derogado artículo 240 del RLGs, donde el legislador no previó que el precio de la mismas, en situaciones anormales, sería irrisorio, terminando todos los contratos vigentes y dando lugar a la ausencia de participantes en los procesos posteriores (Ibíd., p. 63); o que el costo de la actividad sea tan desmedido y elevado, que el precio de la energía subiría de una forma atentatoria, en último término, contra el final (y débil) de la cadena energética: el usuario regulado.

y plazos más abreviados y concentrados, tal como ocurre en el caso del numeral décimo del artículo 680 del Código de Procedimiento Civil, en relación a las acciones indemnizatorias posteriores a un proceso penal.⁴³¹

Un sistema con estas características cumple con los principios de una buena regulación, en tanto la SEC, como órgano técnico fiscalizador en materia eléctrica, es idónea para determinar a los responsables, mientras que los tribunales ordinarios son los más adecuados para fijar las respectivas indemnizaciones, atendiendo a su vasta experiencia en materias y directrices propias de la responsabilidad civil.

Así se reducirían notablemente los tiempos y costos de un clásico juicio indemnizatorio, ya que se hace innecesaria gran parte de la etapa probatoria ordinaria, además que se facilita la prueba de los usuarios y evita que ésta se “diabolice” en beneficio de los operadores que sean determinados como responsables y que controlan todos los medios e información probatoria, invirtiéndose derechamente la carga de la misma, donde ellos deberán acreditar que dichos daños no provienen, causalmente, de la interrupción o suspensión no autorizada o la falla o evento que supera los márgenes legales, sino de causas externas, ajenas a su instalación.

De esta manera, se generaría una presunción legal en favor del usuario afectado, precisamente para protegerlo en el ejercicio de sus derechos.

Otra posibilidad es que se diera lugar a un sistema de mediación entre él o los responsables con los usuarios afectados, para propender a llegar a un acuerdo sobre el monto de los perjuicios que estos han sufrido, evitando la judicialización, que siempre conlleva algún elevado costo económico.

Esta mediación sería posible sólo si se creara un procedimiento judicial o administrativo al efecto (que podría ser, por ejemplo, de cargo del Servicio Nacional del Consumidor), toda vez que permitiría a los operadores ponderar si les resulta económicamente más eficiente asumir la demanda o llegar a un avenimiento de carácter colectivo.

⁴³¹ La regla, sucintamente explicada, permite a la víctima del ilícito penal demandar, en sede civil, la correspondiente indemnización de perjuicios contra el condenado, teniéndose la participación y el acaecimiento del hecho como verdades irrefutables, en términos probatorios, debiendo limitarse el análisis a acreditar el nexo causal daño – perjuicio.

Además, se debe tener presente que una constante práctica en esta materia, conllevaría que los tribunales pudieran establecer baremos para determinar los montos de los perjuicios consecuenciales a indemnizar, estandarizando los criterios, al tener en consideración distintos factores, tales como la capacidad de pago que tiene ese operador responsable en particular; las consecuencias del daño, en relación a su extensión en el espacio y el tiempo; o el peligro que el mismo ocasionó, entre otros. Además, permitiría que la judicatura se permeara de buena parte de los conocimientos técnicos que se necesitan en esta compleja materia regulatoria.

Finalmente, un mecanismo de esta especie, teniendo este efecto sobre las indemnizaciones, fomentaría en gran medida la competencia en el mercado y la confiabilidad en el sistema eléctrico, por cuanto los operadores tendrían un mayor incentivo a realizar inversiones tendientes a evitar las interrupciones del suministro eléctrico, que podrían ocasionarles graves problemas económicos en caso de incurrir en responsabilidad —tanto por compensar como aquella que surge de la indemnización ordinaria— ante una falla en sus instalaciones.

Con todo, la distinción entre los límites del derecho civil y el marco regulatorio no puede considerarse una decisión netamente política (y arbitraria).

Desde la otra cara, la facilitación de la indemnización no puede conllevar a la aplicación de las normas del derecho civil tradicional cada vez que aparezcan vacíos en la regulación (más, por los principios y las bases de la regulación, ello debe ser excepcionalísimo, como ocurre con la indemnización de perjuicios “caso a caso”).

No basta con elegir entre un mecanismo u otro sin tomar en cuenta el trasfondo económico y los efectos que tienen las normas sobre la actividad y la competencia misma en el sector, confrontadas con las consecuencias frente al grueso de los usuarios del sistema eléctrico.

POSNER propone un esquema para distinguir entre ambos sistemas:^{432 433}

“Las características esenciales (y relacionadas) del método del derecho común son dos:

- 1) El método recurre mínimamente a los funcionarios públicos —los jueces y otros empleados judiciales— y básicamente a los ciudadanos privados: las víctimas y sus abogados;
- 2) Los incentivos para la obediencia se crean por la amenaza de tener que compensar a las víctimas por el daño que se les causa al violar las reglas.

En cambio, la regulación directa o administrativa recurre mucho más a los funcionarios públicos (el personal de la dependencia reguladora) y trata de impedir que ocurran perjuicios por principio de cuentas, en lugar de compensar a las víctimas de los perjuicios.”

Como conclusión, el economista sostiene que “si el perjuicio infligido por una actividad a cada una de las víctimas es demasiado pequeño para que resulte costeable un juicio, habrá un argumento a favor de la regulación directa, siempre que el perjuicio total infligido por la actividad sea sustancial en relación al costo de la prevención.”⁴³⁴ En este sentido, si se analizan las compensaciones en concreto, respecto de cada usuario regulado, se puede sostener que los perjuicios son más bien menores, en tanto la indisponibilidad, por regla general, no afectará sustancialmente el bienestar de cada uno, salvo algunos casos particulares, como los enunciados en los primeros párrafos de este análisis (ejemplificadamente: clientes industriales y comerciales BT). No obstante, el papel de la economía dentro del análisis legal tiene un rol limitado, tal como el mismo autor lo hace notar,⁴³⁵ excluyéndose a sí misma del aspecto o repercusión social

⁴³² Con todo, el sistema, en cuanto a la regulación del derecho común, se entiende aplicado a los llamados “torts”, los cuales, trasladados a un contexto del derecho civil continental, implican la existencia de la conocida responsabilidad extracontractual. Resulta necesario recordar que, en este caso concreto, a raíz del contrato de suministro, la responsabilidad no tiene este carácter. Adicionalmente, la regulación común anglosajona se observa desde una perspectiva altamente judicializada, como consecuencia del sistema propio del “stare decisis”, en tanto las decisiones jurisprudenciales constituyen una fuente formal del derecho, aplicable a todos los casos. Traslado a nuestro esquema jurídico, hay que limitarse a la codificación o aplicación del llamado Derecho Civil al caso concreto.

⁴³³ POSNER, Richard (2013), Op. Cit., p. 590.

⁴³⁴ *Ibíd.*, p. 591.

⁴³⁵ *Ibíd.*, p. 42. “(...) es limitada la competencia del economista en una discusión del sistema legal. Puede pronosticar el efecto de las reglas legales. Puede pronosticar el efecto de las reglas legales sobre el valor y la

de las normas, más sólo analizando efectos sobre la utilidad y el bienestar económico en su sentido tradicional, cual es la maximización de la utilidad (económica) de cada uno de los individuos.

Por ello, acto seguido, el contrargumento para utilizar la regulación directa (o la “regulación económica”, en nuestra tradición jurídica), es que ella operará más eficientemente “cuando el perjuicio no es muy pequeño sino muy grande”, en atención a que la compensación se debe observar, obligatoriamente, como una norma preventiva frente a la indisponibilidad, que impone una carga pecuniaria altísima —vista desde el punto de vista de los costos y números totales que enfrentará el operador culpable— por afectar ésta al grueso total de usuarios suministrados dentro del área de concesión.

Lo anterior se confirma a raíz de otra potencial falencia del derecho civil:

“Otro problema de la regulación del derecho común (...) es que podrá ser oscura la relación causal existente entre un victimario particular (o aun una clase de victimarios) y una víctima particular.”⁴³⁶

Es precisamente este punto el que permite concluir que la regulación de la compensación, —y su aplicación práctica— no debiese recaer en ningún aspecto (ni siquiera en referencia a su reclamación, una vez fijada) en los tribunales ordinarios de justicia, salvo, claro está, y por la precisión del caso a caso requerida, como una facilitación para regular el monto de los perjuicios en particular, que es distinto al monto que se compensa “por ley” a cada usuario regulado.

Como se pudo observar, a lo largo del análisis de este mecanismo, el legislador y el regulador han dejado —sea por omisión o de forma expresa— diversos aspectos de la compensación en manos de los tribunales, en especial los esquemas de control (reclamaciones, revisiones y recursos) que sobre ella recaen, los cuales, a la larga, la tornarán un mecanismo ineficiente para

eficiencia en sus sentidos técnicos estrictos, y sobre todo la distribución del ingreso y la riqueza existente, pero no puede expedir prescripciones obligatorias para el cambio social”.

⁴³⁶ POSNER, Richard (2013), Op. Cit., p. 592. Posner grafica lo anterior con un ejemplo clarísimo: “Si tenemos una buena idea de que un accidente en un reactor nuclear causará un aumento de 0.01% en el número de los cánceres, pero no sabemos cuáles cánceres no habrían ocurrido si no se hubiese producido el accidente, será difícil imponer los costos del accidente al propietario del reactor nuclear a través de los métodos del sistema de cuasidelitos”.

los fines que fue propuesta: compensar, y en último término, prevenir conductas que atenten contra la disponibilidad.

Más aún, se pudo constatar que en varios puntos, las normas, peligrosamente, o no regulan, no solucionan, no se pronuncian o derechamente sobrerregulan (como por ejemplo, con las regulaciones paralelas de los artículos 16 B de la LSEC y 72°-20 de la LGSE) algunas materias, lo cual redundaría en una baja “calidad regulatoria”, faltando a dos estándares necesarios en toda regulación: el costo beneficio y el costo efectividad, “en el entendido que las decisiones de intervención del Estado siempre producirán costos y efectos de diverso tipo para los Regulados, el Estado y la sociedad”,⁴³⁷ olvidándose, en muchos aspectos, la experiencia práctica que ya se ha tenido con algunas normas (como las declaraciones de inaplicabilidad; los largos periodos de espera para el pago de las compensaciones; la judicialización de conflictos; los choques de competencia con SERNAC; la mediatización pública frente a los cortes de energía, etc.).

La consecuencia, frente a una mala regulación, deviene en un aspecto fundamental: la falta de certeza jurídica.⁴³⁸ Cuando se carece de ella, se afecta en último término al consumidor final, en tanto este soportará los costos agregados que el productor recargará a la actividad —directa o indirectamente— cuando tenga que hacer frente a sendas sanciones administrativas, a la compensación misma y a las demandas individuales que deberá sufrir.

Si bien, el usuario regulado precisamente es tal porque la tarifa que paga es “controlada y fijada” por el regulador, son las condiciones de mercado (que se materializan en las formas de competencia existentes dentro del sector eléctrico) las que determinan su fijación.⁴³⁹ Una regulación preventiva, con buenos objetivos, como los propuestos en las compensaciones por indisponibilidad y por racionamiento eléctrico, tiene que tener el trasfondo de un buen sistema

⁴³⁷ CORDERO, Luis. “Lecciones de Derecho Administrativo”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2015, p. 62.

⁴³⁸ MARMOLEJO, Crispulo (2015), Op. Cit., p. 15.

⁴³⁹ De la sola lectura del prefacio, respecto de la “tarificación”, en la página web de la CNE, se puede constatar esta afirmación: “La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.” (COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Tarificación eléctrica”. [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/fijaciones-2017/> [consultado el 7 de octubre de 2017]).

de principios regulatorios, de lo contrario se desincentiva la actividad misma, elevando los costos finales. Especialmente grave resultará la aplicación paralela de las regulaciones, analizadas en el punto anterior, por las diferencias arbitrarias que observarán los operadores en un futuro no muy lejano.⁴⁴⁰

4. La relación con el derecho del consumidor

En el entendido de que la compensación no constituye una indemnización de perjuicios, el usuario afectado por la interrupción del suministro que hubiere sufrido daños como consecuencia de la misma, tiene la innegable posibilidad al de reclamarlos a través del procedimiento establecido en la ley N° 19.496 “Sobre Protección de los Derechos de los Consumidores”, siendo este un mecanismo más adecuado y eficiente que el juicio ordinario de lato conocimiento en materia civil.

En efecto, se debe observar que la relación contractual de suministro entre la empresa distribuidora y el usuario regulado responde a los patrones propios de una “relación de consumo.”

⁴⁴⁰ Si bien excede al tema de este trabajo, resulta interesante señalar que podría plantearse, en este aspecto, una potencial “regulación expropiatoria”. Aquí no se está en presencia de una mera limitación a la libertad de los operadores (la cual, en sí misma, dentro del sistema eléctrico, es restringida, por la aplicación de la tratada Coordinación), en cuanto “toda regulación implica, respecto de un ámbito previamente no regulado, una disminución de la libertad disponible, y en esta medida, una lesión (en sentido amplio) de la misma (MATUTE, Claudio (2014), Op. Cit., p. 72), sino que a ciertos operadores se les entrega una normativa más favorable, frente a otros que deben soportar una más moderna y gravosa. Desde la perspectiva constitucional, Matute —citando a Jorge Aldunate— entrega cuatro criterios para controlar la constitucionalidad de una regulación: 1) no afectación de la esencial del derecho; 2) debe ser susceptible de ampararse bajo la noción de función social; 3) de lo contrario, debe fundarse en la facultad legislativa de restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger al medioambiente (19 N°8 CPR), o en último término, como criterio residual; 4) la intervención regulatoria debe poder justificarse como solución legislativa para conciliar el conflicto de derechos o la armonización del derecho de propiedad con principios constitucionales (Ibíd., p. 73 – 74). En esencia, frente a estos criterios, el autor sostiene que si la regulación los infringe, más que una afectación al tradicional derecho de propiedad del artículo 19 N° 24 de la CPR (como la visión típica propia de los “tribunales chilenos”, de ahí que en el punto relativo a la constitucionalidad de la normativa se tratara desde esta perspectiva), se estaría frente a una infracción del artículo 19 N° 20 de la CPR, lesión que no impide efectuar aquí la actividad de generación, transmisión u operación de servicios complementarios, sino que la sujeta o la hace soportar “todo el quantum de afectación que impone la ley”, con cargas patrimoniales desfavorables frente a otra actividad propia del sector eléctrico, que tendrá una regulación “menos gravosa”, en cuanto a su responsabilidad por compensar.

En cuanto a este especial tipo contractual, GARRIGUES lo ha definido como “aquel contrato por el que una persona (suministrador o proveedor), se obliga mediante un precio unitario a entregar a otra (suministrado), cosas muebles en época y cantidad fijada en el contrato o determinada por el acreedor de acuerdo a sus necesidades.”⁴⁴¹

GUTIÉRREZ, en relación al contrato de suministro de energía eléctrica, señala que este conlleva una obligación de dar,⁴⁴² pues “el proveedor no se obliga a un hecho, sino que a dar el dominio del objeto del contrato, cual es la energía eléctrica” (...) “Sin perjuicio de tratarse de un tipo de venta de cosa mueble, cuando la parte que proporciona la energía eléctrica es una distribuidora, el suministro tiene además el carácter de servicio.”^{443 444}

Así, la Ley del Consumidor vigente señala que son proveedores, las “personas naturales o jurídicas (...) que habitualmente desarrollen actividades de (...) distribución o comercialización (...) de servicios a consumidores” (Artículo 1, N° 2).

Por su parte, prescribe que sus disposiciones serán aplicables a “los actos jurídicos que, de conformidad a lo preceptuado en el Código de Comercio u otras disposiciones legales, tengan el carácter de mercantiles para el proveedor y civiles para el consumidor”.

En este aspecto, al ser la prestación del contrato entre el distribuidor y el usuario regulado un servicio de entrega de energía eléctrica, cumple con el primero de los requisitos.

Respecto del requisito del carácter civil, hay que distinguir las siguientes relaciones contractuales:

⁴⁴¹ GUTIÉRREZ, Paulina (2002), p. 7. Citando al jurista español, en su obra Curso de Derecho Mercantil, del año 1962.

⁴⁴² *Ibíd.*, p. 24 – 25.

⁴⁴³ *Ibíd.*

⁴⁴⁴ Si bien puede parecer un tanto forzado tratar de encasillar a la energía eléctrica dentro de estas clasificaciones tradicionales del Derecho Civil, en atención a que la misma, una vez que es generada, debe ser consumida, la clasificación resulta plenamente aplicable, ya que la energía, como un género, es producida en la generación, según la demanda de consumo, se transporta inmediatamente a través del sistema de transmisión y es distribuida por la empresa distribuidora. Así, aun cuando no tenga la materialidad típica, como por ejemplo de un saco con semillas o cajones de manzanas —géneros almacenables, en los términos del Código Civil— no le deja de ser aplicable la tradicional clasificación, ya que no tiene otras particularidades adicionales a la instantaneidad. Ligado a esto se encuentra la idea de que la energía eléctrica es una cosa que se espera que exista, cuya venta igual se encuentra permitida en nuestro derecho.

- a- Suministrador en relación al cliente libre: “para la parte que suministra energía eléctrica al cliente libre, sea una generadora o una distribuidora, será siempre mercantil, porque está organizado en empresa y cabe dentro del artículo 3 N° 7 del Código de Comercio, que establece que son actos de comercio, ya de parte de ambos contratantes, ya de parte de uno de ellos: 7° Las empresas de depósito de mercaderías, provisiones o suministros, las agencias de negocios y los martillos”;⁴⁴⁵

- b- Suministrador en relación al cliente regulado civil: por regla general, para el cliente regulado (el suministrado), el acto siempre será de carácter civil, toda vez que en su rol de consumidor, celebra un verdadero contrato de adhesión con el distribuidor, no siéndole aplicable el principio de accesoriedad del derecho comercial, consagrado en el artículo 1 y 3 N° 1 inciso II, ambos del Código de Comercio;⁴⁴⁶

- c- Suministrador en relación al cliente regulado mercantil: la conclusión del número anterior conlleva serios problemas para aquellos particulares que están organizados como empresas o sociedades pequeñas (Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada, Sociedades por Acciones o Sociedades de Responsabilidad Limitada), ya que el acto necesariamente será mercantil, toda vez que ellos a su vez realizan una actividad mercantil (piénsese, por ejemplo, en una carnicería, un frigorífico, un almacén, un pequeño restaurant, etc. o cualquier actividad comercial o industrial —en baja tensión— que requiera de un constante suministro de energía eléctrica para desarrollarse). A este tipo de usuarios regulados no les será aplicable siquiera la ley N° 19.496 —quedando desprotegidos de este especial y más rápido tratamiento

⁴⁴⁵ GUTIÉRREZ, Paulina (2012), p. Op. Cit., 26 – 27.

⁴⁴⁶ SANDOVAL, Ricardo. “Derecho Comercial. Tomo I. Volumen I”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2009, p. 37. “El Código de Comercio rige (...) ‘las que contraigan personas no comerciantes para asegurar el cumplimiento de obligaciones comerciales’ (...)”. Esta es la parte que justifica la existencia del artículo 1°. Aquí encontramos el fundamento de la “teoría de lo accesorio”. En efecto, si una persona, comerciante o no comerciante, conviene una obligación accesorio (fianza o prenda), para asegurar el cumplimiento de una obligación principal mercantil, la garantía, que en sí misma es de carácter civil, se convierte en acto de comercio por aplicación del principio de lo accesorio contenido en el artículo 1°, segunda parte, del Código de Comercio.” (...) “El principio o teoría de lo accesorio está consagrado también en el artículo 3° N° 1 inciso 2°, en el sentido que todo aquello que auxilia, complementa o accede a una actividad, profesión o acto principal civil o comercial adquiere, en su caso, ese carácter.”

indemnizatorio—, no obstante se presentan como los usuarios finales que se pueden ver potencialmente más afectados en su patrimonio.

A pesar de la conclusión del literal b-, se podría dar el caso, de forma interpretativa, en donde el cliente regulado que no está organizado como empresa, también resulte desprotegido por las normas del derecho del consumidor, por cuanto el artículo 2, parte final, de la Ley del Consumidor, prescribe que las normas “no serán aplicables a las actividades de (...) distribución y comercialización de bienes o prestación de servicios regulados por leyes especiales, salvo en las materias que estas últimas no prevean”, de suerte que no tendría aplicación respecto de aquellas operaciones reguladas por leyes especiales, a saber: electricidad, gas, agua, telecomunicaciones, etc.⁴⁴⁷

Por supuesto que si se acepta la hipótesis de que la compensación constituye una indemnización de perjuicios, no se podría aplicar la ya mencionada ley, ya que los “perjuicios” efectivamente se habrían “indemnizado” al compensar, a través del régimen de la ley especial.⁴⁴⁸

Sin perjuicio de la doctrina y jurisprudencia mayoritaria sobre las compensaciones, nuestra jurisprudencia judicial, a nivel de Juzgados de Policía Local —quienes son los encargados de tramitar las causas relativas a la Ley del Consumidor— ha fallado, en esta materia, conforme a la protección de los consumidores:

"Que el mismo cuerpo legal (DFL N° 1 y su Reglamento) concede a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) el carácter de organismo técnico y controlador de la actividad eléctrica, mas no le da facultades jurisdiccionales exclusivas y excluyentes de las que

⁴⁴⁷ GUTIÉRREZ, Paulina (2002), Op. Cit., p. 31; 172.

⁴⁴⁸ En este aspecto, la ley del consumidor señala, en su artículo 25, que: “El que suspendiere, paralizare o no prestare, sin justificación, un servicio previamente contratado y por el cual se hubiere pagado derecho de conexión, de instalación, de incorporación o de mantención será castigado con multa de hasta 150 unidades tributarias mensuales. Cuando el servicio de que trata el inciso anterior fuere de agua potable, gas, alcantarillado, energía eléctrica, teléfono o recolección de basura o elementos tóxicos, los responsables serán sancionados con multa de hasta 300 unidades tributarias mensuales. El proveedor no podrá efectuar cobro alguno por el servicio durante el tiempo en que se encuentre interrumpido y, en todo caso, estará obligado a descontar o reembolsar al consumidor el precio del servicio en la proporción que corresponda.”

Esta norma consagra, claramente, en su inciso final, un mecanismo compensatorio para los casos de servicios de energía, el cual no debe recibir aplicación en el caso de las compensaciones por indisponibilidad de suministro, en tanto estas se encuentran reguladas en una ley especial. No obstante, si pueden ser aplicables las normas relativas a las indemnizaciones propias de la ley del consumidor, por no estar estas reguladas en la ley eléctrica.

corresponden a los tribunales de justicia. En efecto, el D.F.L n° 1 y su reglamento (...), establece normas de carácter técnico especializadas, otorgándole a la Superintendencia, (SEC) órgano administrativo de carácter fiscalizador, facultad para velar por el cumplimiento de dicha Ley, en su mayoría relacionada con el cumplimiento sobre instalaciones y servicios eléctricos, requisitos que deben cumplir las concesiones y permisos, sobre su caducidad, transferencia y extinción, tarifas, forma y modo como deben prestar sus servicios y aplicar sanciones administrativas cuando se transgrede el marco de regulación técnica impuestos en la normativa legal referida, más no le da a la superintendencia instancia jurisdiccional propia de los tribunales de justicia y muy por el contrario, de disposiciones legales insertas en los referidos cuerpos legales (artículo 84 y 94 del DFL N° 1 y artículo 321 y 323 del Reglamento) se desprende que dicha competencia jurisdiccional ha sido dada precisamente a la Justicia Ordinaria y/o a otra u otras autoridades judiciales señaladas en ordenamientos jurídicos, sin perjuicio de la sanción administrativa correspondiente."⁴⁴⁹⁴⁵⁰. Además, se señaló que: "Dichos textos legales (DFL N° 1 y su Reglamento) no especifican las acciones judiciales que tienen derecho los proveedores y consumidores, plazo de reclamación, Tribunales competentes, procedimiento a aplicar y demás materias que regulen la relación jurídica entre consumidores y las empresas distribuidoras de electricidad."

5. Las compensaciones y la nueva regulación de los Servicios Complementarios

Dentro del marco de los servicios complementarios, que fueron tratados en el contexto de la regulación propia del artículo 72°-20, el reglamento que se encuentra actualmente en el trámite de toma de razón, ante la CGR, refirió específicamente al concepto de la indisponibilidad frente a la prestación de un servicio complementario.

⁴⁴⁹ GUTIÉRREZ, Paulina (2002), Op. Cit., p. 33. La tesista cita este fallo, extraído de las jurisprudencias que le fueron proporcionadas por el SERNAC.

⁴⁵⁰ *Ibíd.* Este extracto es de la sentencia interlocutoria del 17 de mayo de 1999, dictada por la Sra. Juez Letrada Titular del Juzgado de Policía Local de Talca, María Victoria Lledó Tigero, que rechaza el incidente de previo y especial pronunciamiento, de incompetencia absoluta del tribunal con relación a la materia, suspensión de suministro eléctrico sin aviso previo por períodos no inferiores a una hora, sin costas, por haber tenido la Empresa Eléctrica de Talca, Emetal S.A., motivo plausible para litigar.

En efecto, la referencia se encuentra dentro del Título V del RSSCC, a propósito de la “participación de usuarios finales y sistemas de almacenamiento de energía” para la prestación de SSCC.

En este esquema, el servicio complementario EDAC (Esquema de desconexión automática de carga) es el que se enmarca respecto de los incrementos o reducciones de demanda eléctrica de usuarios finales, a los que se refiere el artículo 73 del RSSCC.

En lo que interesa en relación al tema de este trabajo, podrían haber reducciones de demanda, en la prestación de estos SSCC, que en definitiva interrumpen el suministro que afecte a los usuarios finales, en los términos del artículo 76 del RSSCC.

Para este supuesto, el RSSCC prescribe que dichas interrupciones:

“(…) no serán contabilizadas como indisponibilidad de suministro de energía eléctrica no autorizada a efectos de lo establecido en la normativa vigente”.

La consecuencia de esta norma es que, cada vez que se interrumpa el suministro, por este concepto, no aplicará la compensación por indisponibilidad a que se refiere el artículo 72°-20 de la LGSE.

Ello resulta bastante ilógico con el tratamiento que la ley eléctrica ha dado al mecanismo compensatorio, ya que calificar una indisponibilidad como autorizada o no autorizada es competencia del ente fiscalizador del sector, mientras que el despacho, para la prestación de los SSCC, corresponde al Coordinador.

En este sentido, por ejemplo, no se explica cómo se van a compatibilizar las interrupciones ocurridas dentro de una instalación del distribuidor, que a su vez preste algún servicio complementario: ¿Quién calificará dicha interrupción? ¿Servirá siempre como una excusa para interrumpir el suministro?⁴⁵¹

⁴⁵¹ Sobre esta materia, el borrador del RSCC señalaba que “No obstante, en caso de que la desconexión se hubiere practicado en instalaciones de distribución, el periodo de tiempo que medie entre el momento en que la barra esté en condiciones de abastecer la demanda normalmente y el momento en que los clientes desconectados de la Empresa Distribuidora se encuentren habilitados para reiniciar su consumo, será contabilizado como indisponibilidad de suministro”.

Por otro lado, si el espíritu de la ley es que al usuario final se le compense frente a toda clase de interrupciones no autorizadas, nada obsta a que existan reducciones ineficientes de la demanda o problemas en la operación práctica (o mala operación) de este mecanismo, temas que la norma no toma en cuenta, calificando dicha interrupción, previamente, y en un rango reglamentario, como “siempre autorizada”.

II. Las compensaciones por déficit de generación cuando se dictan decretos de racionamiento

1. Una cuestión de competencia en el mercado de la generación

Un punto fundamental a analizar en este reporte, es la temática de la libre competencia, específicamente dentro del segmento de la generación.

Ya se tuvo la oportunidad de observar que es en este segmento donde confluyen las principales condiciones de un mercado competitivo, toda vez que en él “no existen economías de escala y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción. Además, no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores, ni se identifican monopolios naturales.”⁴⁵²

Lo anterior tiene como efecto que mientras mayor sea la competencia y su fomento, menores serán los costos de energía y, consecuentemente, los costos asociados que tendrán que pagar los usuarios por su consumo (en cuanto a la repercusión de las condiciones generales de mercado en las fijaciones tarifarias del regulador).

En términos económicos, a mayor costo de producción, mayor será el costo de transacción (el que impide, en definitiva, que una negociación o un acuerdo se lleve adelante, influyendo en

⁴⁵² EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 2.

el mismo⁴⁵³) y el costo final que tendrán que pagar los usuarios por el producto del mercado eléctrico, disminuyendo su bienestar.⁴⁵⁴

En el aspecto que interesa a efectos de este trabajo —en cuanto a la influencia de las decisiones económicas en materias legales—, estos costos de transacción muchas veces son “endógenos al sistema jurídico”, dependiendo de la configuración del mismo y cómo ella influirá en que estos sean mayores o menores.⁴⁵⁵

Este es el punto de trasfondo que debe tener el legislador y los reguladores al introducir, modificar e interpretar las normas de un mercado regulado cualquiera.

En relación con la normativa que rige las compensaciones por déficit de suministro, no pocas fueron las voces que se alzaron en contra de sus posibles atentados a las reglas de la Libre Competencia,⁴⁵⁶ por cuanto, con las reformas introducidas en el año 1999 y las posteriores de la ley N° 20.018, se habrían levantado los límites de responsabilidad de las generadoras, se habría transformado e incluso, hasta cierto punto, invertido el riesgo del negocio.

Esencialmente, el problema vendría dado por el denominado corte parejo (o proporcional), que implica que los generadores que tienen mayores compromisos contractuales, tanto con clientes libres y regulados, deben asumir una responsabilidad mayor a la hora de compensar, en especial a raíz de dos razones: 1- la consagración del régimen de responsabilidad objetiva que resulta casi infranqueable y 2- la utilización del costo de falla.

Visto desde un punto de vista estrictamente económico, lo anterior sí es efectivo. Con todo, el rol de las ciencias económicas, dentro del derecho, es siempre limitado —como ya se

⁴⁵³ COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo. “El Análisis Económico del Derecho de Propiedad”, p. 31 – 32. En: COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo (Directores). “Introducción al Análisis Económico del Derecho”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2012.

⁴⁵⁴ MARMOLEJO, Crispulo (2015), Op. Cit., p. 43 – 44. El estudio de un mercado libre y competitivo, objeto de un contexto de libre competencia, se avoca a dos conceptos fundamentales: el bienestar y la eficiencia (al cual se referirá más adelante). El bienestar, en términos simplificados —siguiendo la opinión del profesor Van Rompuy— tiene como base el “excedente de cada consumidor individual”, esto es, “la diferencia entre lo que el consumidor está dispuesto a pagar por un producto y el precio de mercado”, y la única forma de lograrlo, para maximizar el bienestar social, es llegar a la llamada eficiencia productiva y asignativa: “el efecto combinado de la eficiencia productiva y la eficiencia asegurativa generan que el bienestar de la sociedad en su conjunto se maximice”.

⁴⁵⁵ COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo (2012), Op. Cit., p. 31 – 32.

⁴⁵⁶ EVANS, Eugenio (2004), Op. Cit., p. 64; EVANS, Eugenio y SEEGER, María (2010), Op. Cit., p. 138; MENDOZA, Ramiro (2000), Op. Cit., p. 427.

comprobó más atrás—, previendo los efectos de las normas en un sentido más bien genérico y abstracto, que uno específico y concreto.⁴⁵⁷ Por ello, un análisis adecuado debe ser integral, convocando al mismo tiempo el aspecto económico y el jurídico.

Habida cuenta de lo anterior, la decisión radica no sólo en la forma en que se ha creado la regulación, sino también en el cómo ésta se aplica, interpreta e integra, en lo concreto, referido específicamente a la aplicación de la compensación, como en lo abstracto, en tanto se enmarca dentro del sistema y mercado eléctrico. Así, en esta parte del reporte, se trata de ilustrar de la forma más “eclectica” posible el papel de la compensación, teniendo siempre a la vista la conducta de los productores de energía, deviniendo en un imposible la aplicación y explicación relativa únicamente al campo de la microeconomía de cada usuario en particular.

Teniendo a la vista los principios anteriores, lo primero que se debe volver a referir es el rol último que debe tener la compensación dentro del esquema jurídico de protección al usuario.

Más allá de que el mecanismo entrega este mínimo de protección, tantas veces mencionado, su aplicación práctica y consagración legal ha sido la de prevenir las conductas que puedan afectar el funcionamiento del mercado.

En este sentido, más preventiva resulta con quienes detentan la actividad de generación, por cuanto los incentiva a invertir en infraestructura y técnicas para evitar el racionamiento eléctrico e incurrir en los costos de compensar (y en los costos de impugnar, litigar, repetir, negociar, etc.). Ello implica que, mientras mayores sean los desincentivos económicos para los productores de energía, en cuanto estos fallen en su tarea, mejor será la competencia y estabilidad del mercado, repercutiendo en variables como la seguridad, la calidad y la continuidad; abaratando, a mediano y largo plazo, todos los costos que se vean involucrados en la cadena que tiene, como último eslabón, al usuario final.

Así, se da lugar al paradigma básico que “reconoce que la legislación sobre competencia existe para proteger a los consumidores, no a los competidores”,⁴⁵⁸ ya que los costos del

⁴⁵⁷ POSNER, Richard (2013), Op. Cit., p. 42.

⁴⁵⁸ COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo (2012), Op. Cit., p. 31 – 32.

mercado (valor agregado de distribución, precios de nudo, cargo por servicio público, entre otros) son siempre traspasados o recargados a quienes consumen los productos.

De ahí que se debe concluir que, a mayor competencia, menores son los precios que estos deberán pagar —como efecto de la autorregulación propia que ellos sufren dentro del contexto de un mercado competitivo—, no obstante tener tarifaciones reguladas, las cuales, a su vez, responden siempre a las condiciones del mercado relevante existentes y no a un mero capricho del regulador.

Si se toma como principal aspecto a considerar en las compensaciones por déficit de suministro la temática de la competencia, se puede distinguir entre dos especies de perjuicios que se generan cuando se incurre en responsabilidad (en aquella del tipo que afecta a la competencia – regulación y no al ámbito patrimonial del usuario):

- a- Perjuicios estáticos, entendidos como aquellos que se relacionan “con los efectos para los consumidores derivados del aumento del precio”;
- b- Perjuicios dinámicos, los cuales se producen cuando un agente dominante suprime la innovación o el desarrollo de nuevos productos.⁴⁵⁹

En el esquema del mercado eléctrico, como se vio, en materia de generación, no existe un agente dominante, de suerte que la normativa, correctamente aplicada e interpretada, permite que los operadores, sometidos a la actividad coordinada, suban, en primer término, sus costos de producción, por los costos de inversión e infraestructura, pero a la larga los bajen, cuando sobrevengan crisis energéticas.

Por ello, la hermenéutica más adecuada del trasfondo económico de la norma del artículo 163 de la LGSE es la siguiente: si los generadores pueden hacer frente a las cuotas de racionamiento, no se verán en la obligación de cortar el suministro de energía y comprarla al

⁴⁵⁹ CRANE, Daniel. “Aplicación Privada del Derecho de la Libre Competencia: Objetivos y Efectos Colaterales”, p. 19. En: VALDÉS, Domingo y VÁSQUEZ, Omar. “Nuevas Tendencias del Moderno Derecho Económico”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014.

altísimo costo de falla (evita así los perjuicios dinámicos), para cumplir con las órdenes del Coordinador, tal como ocurrió con la generadora Río Maipo en la crisis de 1998 – 1999.⁴⁶⁰

Esto permite, además, que los consumidores no se vean afectados por los perjuicios estáticos, en situaciones de relativa normalidad, como una consecuencia necesaria de las inversiones preventivas a las que incentiva la normativa y la regulación que, si bien aumentan en un principio los costos de transacción, en definitiva, disminuyen los costos a largo plazo.

Este es precisamente el rol que el legislador de la Ley N° 20.936 ha querido para las nuevas disposiciones de la ley eléctrica, incentivando la inversión y la seguridad en el suministro energético⁴⁶¹ —aun cuando, en el corto y mediano plazo suban los costos para los usuarios— y es también el objetivo que tuvo en mente al introducir el racionamiento parejo y la objetivización de la responsabilidad, que tanto se ha criticado.

Adicionalmente, se suma a esta ecuación el nuevo contexto del mercado eléctrico, especialmente con los cambios de la matriz energética y las nuevas aplicaciones del almacenamiento energético.

Por consiguiente, este sistema afecta, principalmente, a las empresas que tienen más compromisos, incentivándolas, paralelamente, a que al asumir mayores responsabilidades, tengan en cuenta que el riesgo de su actividad es aún mayor, en cuanto a las posibilidades de perjudicar al sistema eléctrico y a los usuarios del mismo. Así, concatenadamente: mayor será su aporte a la profundización y duración del racionamiento, lo cual traerá como consecuencia un mayor costo de falla para las transferencias de energía en el mercado durante el periodo de racionamiento, ello implica que mayor será el costo de falla que se deberá incluir en la ecuación compensatoria, etc.

⁴⁶⁰ CDEC-SIC (2014), Op. Cit., p. 36. “Por ello, el cumplimiento de las cuotas de racionamiento se volvió más exigente. Así, mientras los cortes de energía aplicados por Chilectra en Santiago llegaban a las dos horas por bloque, la Compañía Eléctrica Río Maipo -que en ese entonces abastecía a siete comunas del sur de la capital- pudo mantener el suministro sin cortes algunos días, gracias al cumplimiento de las cuotas de consumo establecidas por el CDEC y a los acuerdos de autogeneración logrados con sus principales clientes.”

⁴⁶¹ Esto se patenta en varios aspectos de la reformada LGSE, tales como los planes de expansión, la seguridad en la coordinación, los aspectos medioambientales, entre otras materias relevantes.

El fundamento último de lo anterior se explica propiamente por el concepto de eficiencia dinámica, dentro del esquema de la Libre Competencia, en tanto “se puede afirmar que se trata de un efecto de la competencia por el cual los productores están más dispuestos a innovar y desarrollar nuevos productos como parte de la continua disputa por conseguir nuevos consumidores”, los cuales se traducen en estas inversiones e innovaciones técnicas preventivas.

Lo anterior resulta igualmente aplicable a las compensaciones por indisponibilidad, ya que ellas tienden, con mayor razón, al incentivo preventivo para evitar las interrupciones o suspensiones no autorizadas —evidentemente que de mayor recurrencia que las autorizadas— del sistema eléctrico, englobando, ahora de forma expresa en la ley, en ese aspecto preventivo, a todos los coordinados del sistema.

2. La relación con los “Decretos de Emergencia”

Cabe destacar que la Ley N° 20.936 introdujo una nueva facultad, ahora del Presidente de la República, para dictar otro tipo de normas reglamentarias, denominados Decretos de Emergencia, los cuales no deben confundirse con los de racionamiento, objeto de esta compensación.

El nuevo precepto se ubica en el artículo 72°-21 de la LGSE, y señala:

“Decreto de Emergencia energética. En casos de sismos o catástrofes naturales, el Presidente de la República, previo informe del Ministerio de Energía, podrá dictar un decreto de emergencia energética, en el cual dispondrá de las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la emergencia energética producida a raíz de sismos o catástrofes naturales, y principalmente para asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precios.

El referido decreto podrá autorizar, entre otras medidas, la flexibilización de las normas sobre calidad y seguridad de servicio establecidas en la normativa eléctrica vigente, y que se disponga el mejor uso de cualquier instalación coordinada, durante el período estrictamente necesario, el que no podrá superar el de la emergencia energética.”.

En el contexto del debate legislativo de la Ley N° 20.936⁴⁶², a la pregunta del Honorable Senador señor García-Huidobro acerca de cuál es la diferencia de la norma propuesta con la vigente, esto es, la norma del Decreto de Racionamiento Eléctrico (lo que demuestra que se puede prestar para confusiones), el señor Secretario Ejecutivo de la CNE informó que en la actualidad no se cuenta con esta facultad de dictar un decreto de emergencia energética, sino sólo uno de racionamiento cuando se avizora que, en un momento dado, no habrá capacidad para prestar el servicio de electricidad a la demanda proyectada. Con este instrumento jurídico se flexibiliza la operación del sistema, para otorgarle preferencia a los clientes regulados o a ciertos suministros.

Sobre la nueva atribución, se señaló que “Tratándose del llamado ‘decreto de emergencia energética’, la Comisión innova, porque ha acordado habilitar al Presidente de la República, por primera vez en una ley del sector eléctrico, para dictar tal resolución en casos de sismos o catástrofes naturales, con el objeto principal de asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precio. En un país como Chile, que frecuentemente se ve azotados por todo tipo de desastres, un instrumento jurídico de esta índole se transforma en una necesidad y se posiciona como una buena solución para resolver contingencias graves y urgentes derivadas de calamidades, además que da lugar, nuevamente, a la aplicación práctica que atiende, en último término, a proteger la confiabilidad del sistema eléctrico y al usuario regulado.

3. La matriz energética en la actualidad frente a la lejanía práctica de la ocurrencia de déficits en la generación

Cuando se dictaron las reglas relativas a la indisponibilidad por déficit de generación energética, se pensó en un escenario donde la matriz energética principal de los sistemas eléctricos del país era —casi únicamente— del tipo hidráulica y termoelectrónica.

⁴⁶² Historia de la Ley N° 20.936, p. 571 del archivo PDF que contiene la tramitación completa de la ley (BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N ° 20.936” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5129/> [consultado el 20 de abril de 2016]).

Adicionalmente, la forma de pensar se orientaba hacia la construcción de grandes centrales generadoras. No menos, la central Nehuenco, que entró en operación en el año 1999, de propiedad de Colbún S.A., tiene una capacidad instalada de 368,4 MW⁴⁶³ y, hasta no mucho tiempo atrás, se pensó en instalar un proyecto Hidráulico de 2.800 MW.⁴⁶⁴

Si bien este escenario se mantiene en un aspecto medular —donde a diciembre de 2017, el 53,8% del total de la capacidad instalada correspondía a centrales termoeléctricas y el 28,4% a centrales hidráulicas (de embalse y de pasada)—, hace algunos años viene penetrando fuertemente el esquema de las denominadas “energías renovables no convencionales” —en tanto, a esa misma fecha, un 18% de la capacidad instalada correspondía también a centrales de biomasa, eólicas, solares y geotérmicas—. ⁴⁶⁵

Así las cosas, la “expansión de la generación” es predominantemente renovable, “representando entre 9 y 16 GW adicionales de capacidad de generación solar fotovoltaica y eólica al 2030”. ⁴⁶⁶

En este sentido, la posibilidad de que ocurran “déficits en la generación” es más bien remota, toda vez que la capacidad del sistema crece rápidamente, de la mano de una variada matriz energética, y cada vez menos dependiente de los grandes esquemas de centrales generadoras, como consecuencia de los esfuerzos legales y regulatorios para incentivar la implementación de los pequeños y medianos medios de generación en distintas zonas del país (como por ejemplo: los precios estabilizados;⁴⁶⁷ las menores trabas en la normativa ambiental;⁴⁶⁸ obligación de las empresas que efectúen retiros desde el sistema —de más de 200 MW— de acreditar que al menos un 20% de dichos retiros provienen de ERNC,⁴⁶⁹ entre otros), lo que impediría,

⁴⁶³ <https://www.colbun.cl/centrales/nehuenco-i/>

⁴⁶⁴ https://www.hidroaysen.cl/?page_id=170

⁴⁶⁵ GENERADORAS DE CHILE A.G. “Boletín del Mercado eléctrico: Sector Generación. Enero de 2018”. Santiago: Dirección de Estudios y Contenidos, 2018, p. 10.

⁴⁶⁶ *Ibíd.*, p. 5.

⁴⁶⁷ MOZÓ, Javier. “Precio Estabilizado: El híbrido entre PPA y Spot que vuelve a hacer atractivo al mercado chileno de Renovables” [en línea] <https://es.linkedin.com/pulse/precio-estabilizado-el-h%C3%ADbrido-entre-ppa-y-spot-que-vuelve-moz%C3%B3> [consultado el 19 de julio de 2018]

⁴⁶⁸ Cabe recordar que, de conformidad al artículo 10 letra c) de la ley N° 19.300, las centrales eléctricas que tengan una capacidad instalada mayor a 3 MW deben someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, mientras que las de menos de 3 MW se limitan a presentar una declaración de impacto ambiental.

⁴⁶⁹ Artículo 150 bis de la LGSE.

principalmente, descartar uno de los supuestos de racionamiento eléctrico: las fallas prologadas de centrales eléctricas.

Sin perjuicio de lo anterior, la energía hidráulica sigue siendo la principal arista en la generación de electricidad en Chile. Al respecto, debemos recordar que el recurso hídrico es una de las variadas formas existentes de “energías renovables”, ecuación a la cual se adicionan las energías renovables no convencionales, especialmente la fotovoltaica y la eólica, de ahí que la proyección, para el año 2030, es que un 75% de la matriz de generación eléctrica provendrá de esta clase de fuentes.⁴⁷⁰

Por ello, la conclusión de este análisis es que las reglas del racionamiento eléctrico se mantienen vigentes en la práctica aplicada, ya que nada impide la ocurrencia de años extremadamente secos o la aparición de nuevos problemas —propios de las “energías no gestionables”⁴⁷¹— esencialmente en materia de flexibilidad, toda vez que las ERNC tienen la particularidad de ser bastante inestables y variables,⁴⁷² dependiendo de las condiciones meteorológicas, las horas del día y de la demanda del sistema. De ahí que el nuevo tratamiento regulatorio se debe orientar a incentivar la seguridad del suministro y de las instalaciones, principalmente a través de esquemas de control de frecuencia, interconexión⁴⁷³ y sistemas de almacenamiento, que permitan compensar adecuadamente las fluctuaciones de demanda,⁴⁷⁴

⁴⁷⁰ GENERADORAS DE CHILE A.G. (2018), Op. Cit., p. 6.

⁴⁷¹ El concepto de “energías gestionables”, en la regulación energética española, se entiende como aquellas energías a las cuales “se puede recurrir, en cuanto se necesiten” (BERNAL, Jordi “Los retos de un modelo energético sostenible y limpio” [en línea] <https://branded.eldiario.es/retos-energia-sostenible/> [consultado el 19 de julio de 2018]). En este sentido, precisamente las energías típicamente renovables —no convencionales (tales como la fotovoltaica o la eólica)— no podrían tener este carácter (al poseer un factor de planta muy bajo). Dentro de nuestra regulación nacional, la única (y muy reciente) referencia a este concepto, se encuentra contenida en el nuevo reglamento de “La Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” (D.S N° 125 del M.E del año 2017), a propósito del inciso II de su artículo 36: “La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales de la operación, reservas y fallas, para un determinado horizonte de tiempo, preservando a seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda al presente reglamento y a la norma técnica respectiva (...)”.

⁴⁷² SYSTEP. “Almacenamiento de Energía” [en línea] www.cigre.cl/wp-content/uploads/2017/10/5_-_Hugh_Rudnick_Systep.pdf [consultado el 13 de mayo de 2018].

⁴⁷³ GENERADORAS DE CHILE A.G. (2018), Op. Cit., p. 4.

⁴⁷⁴ SYSTEP (2017) “Almacenamiento de Energía”, Op. Cit., p. 17.

evitando así un potencial racionamiento eléctrico, por cuanto no habrá una situación deficitaria si, en paralelo a las fuentes hidráulicas, existe suficiente respaldo de capacidad instalada (y segura) en el sistema.

BIBLIOGRAFÍA⁴⁷⁵

Bibliografía en formato físico

ALDUNATE, Eduardo. “Constitución Política de la República de Chile. Doctrina y Jurisprudencia. Tomo I”. Santiago: Editorial Thomson Reuters PuntoLex, 2009, p. 125.

ALESSANDRI, Arturo. “De la Responsabilidad Extracontractual en el Derecho Civil Chileno”. Santiago: Imprenta Universitaria, 1943, p. 62 – 63; 120; 600.

ALESSANDRI, Arturo; SOMARRIVA, Manuel y VODANOVIC, Antonio. “Curso de Derecho Civil. Tomo IV: Fuentes de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Nascimento, 1942, p. 60.

ALESSANDRI, Arturo; SOMARRIVA, Manuel y VODANOVIC. “Tratado de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 177; 279.

ANTUKO ENERGY S.A. “Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el Mercado Eléctrico Chileno. Informe Final”. Santiago: Antuko Energy S.A y Ministerio de Energía, 2012, p. 4; 187; 199 – 200; 208.

⁴⁷⁵ Para las referencias bibliográficas de este trabajo se ha utilizado el sistema ISO 690:2010, actualizado a mayo de 2013, de acuerdo a los lineamientos establecidos en el artículo 9 letra g) de la Resolución Exenta N° 725 de 2015, que “Aprueba el Instructivo Sobre Memoria de Prueba y Talleres de Memoria”, de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile.

ARÓSTICA, Iván. “Reforma a la Ley Eléctrica: Derogación de la Sequía Como Caso Fortuito”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico de la Pontificia Universidad Católica de Chile, N°2, Vol. II, 2000, p. 407 – 410.

ATS ENERGÍA S.A. “Informe Final: Propuesta Metodológica Para Análisis y Clasificación de Interrupciones Provocadas por Fuerza Mayor o Caso Fortuito. Informe preparado para el Ministerio de Energía y SEC”. Santiago, 2015, p.1; 17 -18.

AZAR, José. “Los Daños Punitivos y Sus Posibilidades en el Derecho Chileno”. Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Santiago: Universidad de Chile, 2009, p. 28.

BAHAMÓNDEZ, Felipe. “Fallo Gasatagama: El cambio de circunstancias en los contratos. Quo vadis?”. En: “Sentencias Destacadas: 2008”, 2009, Santiago: Libertad y Desarrollo, p. 377 – 378.

BARROS, Enrique. “Tratado de Responsabilidad Extracontractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2006, p. 16; 97; 222; 226; 459.

BARROS & ERRÁZURIZ. “Regulación de Chile”, p. 33. En: AFFINITAS. “Energía 2007: regulación del sector eléctrico: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, España, México, Perú, Portugal / Affinitas Alianza”. Madrid: Affinitas, 2007.

BERMÚDEZ, Jorge. “Elementos para definir las sanciones administrativas”. En: “Revista Chilena de Derecho”, Vol. 26 (Número Especial), Santiago: Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998, p. 323; 326.

BERMÚDEZ, Jorge. “Derecho Administrativo General”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014, p. 39; 297.

BRANTT, María. “El Caso Fortuito y su Incidencia en el Derecho de la Responsabilidad Civil Contractual. Concepto y Función del Caso Fortuito en el Código Civil Chileno”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 11; 64; 127 – 128; 138; 143.

CAMACHO, Gladys. “Libro Segundo. Primera Parte: Las Modalidades de la Actividad Administrativa y los Principios que Rigen la actuación de la Administración del Estado”, p. 156. En: PANTOJA, Rolando (Coordinador). “Derecho Administrativo Chileno”. México D.F., Editorial Porrúa, 2007.

CAMACHO, Gladys. “Tratado de Derecho Administrativo (Coord.: Rolando Pantoja). La Actividad Sustancial de la Administración del Estado”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 297 – 298; 308.

CARRASCO, Edison. “El concepto ‘especial’ en el Código Civil: diferencias de significación entre el artículo 4º y el artículo 13”. En: “Revista Ius et Praxis, Año 20, N° 1”, Talca: Universidad de Talca - Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, 2014, p. 272 – 273.

CDEC-SIC. “15 Años de CDEC-SIC”. Santiago: Leaders, 2014, p. 29 – 30.

CDEC-SING. “Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios. Marzo de 2016”. Santiago: Dirección de Operación CDEC-SING, 2016, p. 13.

CHUMACERO, Rómulo; PAREDES, Ricardo y SÁNCHEZ, José. “Regulación Para Crisis de Abastecimiento: Lecciones de Racionamiento Eléctrico en Chile”. En: “Cuadernos de Economía”, Año 37, N° 111, 2000, p. 338.

CIFUENTES, Ramón. “Algunos problemas de responsabilidad civil que plantea la legislación eléctrica después de modificarse el artículo 99 bis del DFL N° 1”. En: “Revista de Derecho Administrativo Económico”, N° 3, 2001, p. 713 – 715.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “La Regulación del Segmento Distribución en Chile. Documento de Trabajo”. Santiago: Comisión Nacional de Energía y Gobierno de Chile, 2006, p. 5 – 6: 12.

CORDERO, Eduardo. “Concepto Y Naturaleza De Las Sanciones Administrativas En La Doctrina Y Jurisprudencia Chilena”. En: “Revista de Derecho Universidad Católica del Norte”, Estudios Año 20 - N° 1, 2013, p. 83 – 84.

CORDERO, Eduardo. “Derecho Administrativo Sancionador”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014, p. 1; 31.

CORDERO, Luis. “Lecciones de Derecho Administrativo”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2015, p. 62.

CORRAL, Hernán. “Lecciones de Responsabilidad Civil Extracontractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 101; 221;

COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo. “El Análisis Económico del Derecho de Propiedad”, p. 31 – 32. En: COOTER, Robert y ACCIARI, Hugo (Directores). “Introducción al Análisis Económico del Derecho”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2012.

CRANE, Daniel. “Aplicación Privada del Derecho de la Libre Competencia: Objetivos y Efectos Colaterales”, p. 19. En: VALDÉS, Domingo y VÁSQUEZ, Omar. “Nuevas Tendencias del Moderno Derecho Económico”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014.

DÍAZ, José. “La prohibición de una discriminación arbitraria entre privados”. En: Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso N° 42, 2014, p. 119.

DÍAZ, Regina. “Responsabilidad objetiva en el ordenamiento jurídico chileno”. En: “Revista de Derecho de la Universidad Católica del Norte”, vol. 14 n° 1, Coquimbo, 2007, p. 82; 84; 94; 96.

DUNAY, Miguel y RAMIREZ DE ARELLANO, Bernardo. “El Sector Eléctrico en Chile, el CDEC y las transferencias de electricidad entre generadoras”. Memoria de prueba para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales. Santiago: Universidad de Chile, p. 123 – 124.

EVANS, Eugenio. “Compensaciones en la Industria de la Electricidad Ante la Jurisprudencia Constitucional”. En: Sentencias Destacadas - 2013, Santiago: Editorial Libertad y Desarrollo, 2014, p. 212; 220 – 221.

EVANS, Eugenio. “Efectos de la Regulación normativa en la Industria Eléctrica. Técnica Legislativa”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N° 12, 2004, p. 63 - 64

EVANS, Eugenio y SEEGER, María. “Derecho Eléctrico”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 1 – 3; 125; 135 – 140; 152; 237.

FUEYO, Fernando. “Cumplimiento e Incumplimiento de las Obligaciones”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1991, p. 401.

GALETOVIC, Alexander; INOSTROZA, Juan y MUÑOZ, Cristián. “Gas y Electricidad: ¿Qué Hacer Ahora? En. Revista de Estudios Públicos, N° 96, 2004, p. 72.

GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás. “Curso de Derecho Administrativo: Tomo I y II”. Lima: Palestra Editores S.A.C – Editorial Temis S.A, 2011, p. 59 – 62; 615 – 616; 879; 1064.

GARRIGUÉS, JOAQUIN. “Curso de Derecho Mercantil. Tomo II”. Madrid: Imprenta Silverio Aguirre Torres, 1962, p. 88.

GENERADORAS DE CHILE A.G. “Boletín del Mercado eléctrico: Sector Generación. Enero de 2018”. Santiago: Dirección de Estudios y Contenidos, 2018, p. 4-6; 10.

GUTIÉRREZ, Paulina. “El contrato de suministro de energía a clientes libres”. Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Santiago: Universidad de Chile, 2002, p. 22; 24 – 25; 31; 33; 172.

HUEPE, Fabián. “Responsabilidad del Estado, Falta de Servicio y Responsabilidad Objetiva en su Actividad Administrativa”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2009, p. 45 – 47.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “Chile. Energy Policy Review 2009”. Paris: OECD/IEA, 2009, p. 56.

LEMUS, Cristina. “El Comercializador Como Agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno”. Tesis para completar las exigencias del grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2006, p. 98; 102.

MARMOLEJO, Crispulo. “Elementos de Derecho y Regulación Económica”. Valparaíso: Edeval, 2015, p. 15; 39; 43 – 44; 77; 119 – 120.

MARTÍN, Carlos. “Causas de la Crisis Eléctrica 1998/1999, reacción legislativa y consecuencias en la inversión en el sector eléctrico”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°3, 2001, p. 681; 683 - 634.

MATUTE, Claudio. “Expropiaciones Regulatorias. Aplicabilidad al Caso Chileno”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2014, p. 72 – 74; 213.

MASSONE, Pedro. “Principios de Derecho Tributario. Tomo I”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2016, p. 145.

MENDOZA, Ramiro, “Sobre los Requisitos y Efectos de un Decreto de Racionamiento Eléctrico Adoptado en Virtud de lo Dispuesto por el Artículo 99 BIS del DFL 1 de 1982 (Notas Sobre su aplicación antes y después de la Ley 19.613). En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°2, Vol. II, julio – diciembre de 2000, p. 417; 419 – 421; 424; 427.

MOSQUERA, Mario y MATURANA, Cristián. “Los Recursos Procesales”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, p. 240.

MUÑOZ, Santiago. “Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General”. Madrid: Editorial Civitas, 2004, p. 121.

OCDE. “Estudios de la OCDE sobre Reforma Regulatoria. Política Regulatoria en Chile. La Capacidad del Gobierno Para Asegurar una Regulación de Alta Calidad”. Paris: Ediciones OCDE, 2016, p. 15; 71; 73; 78; 86 – 87.

OLMEDO, Juan; CHÁVEZ DE LA FUENTE, Juan; CHIFFELLE, Pauline (2002). “Régimen de Compensaciones en la Legislación Eléctrica”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°2, 2002, p. 362 – 365.

POSNER, Richard. “El Análisis Económico del Derecho”. México D.F: Fondo de Cultura Económica, 2013, p. 26; 42; 590 – 592.

QUINTANILLA, Jorge. “Compensación por interrupción no autorizada del suministro eléctrico”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°19, julio – diciembre de 2014, p. 216; 223 – 224; 226; 228.

QUINTERO, David, (2009). “Sobre la búsqueda de la naturaleza jurídica. Un comentario a propósito de la compensación económica (Sentencia de la Corte Suprema)”. En: Revista de Derecho de la Universidad de Valdivia, Volumen XXII, N° 2, 2009, p. 240.

RODRÍGUEZ, Pablo. “Responsabilidad Contractual”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, p. 160 – 161.

ROMÁN, Cristian. “Compensación por el hecho de otro? El caso de la interrupción o suspensión no autorizada del suministro eléctrico. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, N°19 (julio – diciembre de 2014), p. 165; 167 – 171; 174 – 175.

ROMÁN, Cristian. “El Debido Procedimiento Administrativo Sancionador”. En: Revista de Derecho Público de la Universidad de Chile, N°71, Santiago, 2009, p. 194 – 195.

ROMÁN, Cristian. “Libro Cuarto. Responsabilidad Patrimonial de la Administración del Estado en Chile”, p. 760 – 763. En: PANTOJA, Rolando (Coordinador). “Derecho Administrativo Chileno”. México D.F, Editorial Porrúa, 2007.

RUZ, Gonzalo. “Explicaciones de Derecho Civil: Obligaciones. Tomo II”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2011, p. 17.

SAMUELSON, Paul. “Economics”. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2004, p. 3.

SANDOVAL, Ricardo. “Derecho Comercial. Tomo I. Volumen I”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2009, p. 37.

SEPÚLVEDA, Enrique. “Sistema y Mercado Eléctricos”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 41; 43; 50 – 56; 81 – 83; 95

SILVA, Enrique. “Derecho Administrativo Chileno y Comparado. Introducción y Fuentes”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1996, p. 60 – 68.

SOTO, Eduardo. “Derecho Administrativo. Temas Fundamentales”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2012, p. 565 – 571.

SQUELLA, Agustín. “Introducción al Derecho”. Santiago: Editorial Legal Publishing, 2014, p. 452.

SYNEX. “Informe Final: Consultoría Estudio Costo De Falla De Corta Y Larga Duración Sic, Sing Y Ssmm”, 2012, Santiago: Comisión Nacional de Energía, p. 58 – 64.

URREJOLA, Sergio. “El Hecho Generador del incumplimiento Contractual y el Artículo 1547 del Código Civil”. En: Revista Chilena de Derecho Privado, N° 17, p. 61 – 62.

VALDÉS, Domingo. “Libre Competencia y Monopolio”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2006, p. 37; 53; 185; 397.

VALDÉS, Domingo. “La Culpabilidad en el Ilícito Infracional”, p. 816. En: ARANCIBIA, Jaime y MARTINEZ, José. “La primacía de la persona. Estudios en homenaje al profesor Eduardo Soto Kloss”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2009.

VARAS, Felipe. “Análisis de la Compensación Establecida en el Artículo 16 B) de la Ley 18.410 y sus efectos en las empresas distribuidoras”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, 2002, N°2, p. 354.

VERDUGO, Mario; PFEFFER, Emilio; NOGUEIRA, Humberto. Derecho Constitucional, Tomo I. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2005, p. 211 - 216.

VERGARA, Alejandro. “Derecho Eléctrico”. Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 2004, p. 72 – 73.

VERGARA, Alejandro. “El Derecho Administrativo Como Sistema Autónomo. El Mito de Código Civil Como Derecho Común”. Santiago: Editorial Legal Publishing Chile, 2010, p. 1 – 3; 7 - 9; 15; 17 - 21; 68; 90.

VUCHETICH, Esteban. “Conceptos Para una Norma Técnica de Compensaciones”. En: Revista de Derecho Administrativo Económico, 2002, N°2, p. 344 – 345.

YUSEFF, Gonzalo. “Fundamentos de la responsabilidad civil y la responsabilidad objetiva”. Santiago: Editorial La Ley, 2000, p. 209 – 210.

Bibliografía en línea

BERNAL, Jordi “Los retos de un modelo energético sostenible y limpio” [en línea] <https://branded.eldiario.es/retos-energia-sostenible/> [consultado el 19 de julio de 2018]

BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N ° 20.936” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5129/> [consultado el 20 de abril de 2016].

BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia de la Ley N° 18.959” [en línea] <https://www.leychile.cl/Navegar/scripts/obtienearchivo?id=recursoslegales/10221.3/34997/3/HL18959.pdf>. [consultado el 3 de abril de 2016]

BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. “Historia De La Ley N° 20.018” [en línea] <http://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5572/> [consultado el 2 de marzo de 2017])

CARIOLA, DIEZ PEREZ - COTAPOS. “Quiénes Somos”. [en línea] <http://www.cariola.cl/quienes-somos/> [consultado el 6 de octubre de 2017]

CENTRO DE INGENIERÍA DEL SOFTWARE E INGENIERÍA DEL CONOCIMIENTO (CAPIS ITBA) Y TRANSENER S.A. “Sistema experto en análisis de fallas en líneas eléctricas de transmisión” [en línea] <http://www.iidia.com.ar/rgm/articulos/R-ITBA-29-sistemaselectricos.pdf> [consultado del 31 de mayo de 2017]

CLARO y CÍA. “Nuestra Firma”. [en línea] <http://www.claro.cl/es/index.html> [visitado el 6 de octubre de 2017]

COLBÚN. “Nehuenco I” [en línea] <https://www.colbun.cl/centrales/nehuenco-i/> [visitado el 18 de julio de 2018]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio de enero de 2016” [en línea] http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2016/02/NTSyCS_Ene16.pdf?c8a750 [consultado el 2 de octubre de 2016]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Anexo Técnico: Informes de Falla Coordinados” [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Anexo-NT-Informes-de-Falla-de-Coordinados.pdf> [consultado el 15 de octubre de 2017]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Anexo Técnico: Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto” [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/INFORME-DE-CALIDAD-DE-SUMINISTRO-Y-CALIDAD-DE-PRODUCTO.pdf> [consultado el 15 de octubre de 2017]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Avanza Proceso de Elaboración de Reglamentos de la Ley de Transmisión” [en línea] <https://www.cne.cl/prensa/noviembre-2016/avanza-proceso-elaboracion-reglamentos-la-ley-transmision/> [consultado el 28 de noviembre de 2016]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Tarificación” [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/> [consultado el 30 de mayo de 2017].

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Tarificación Eléctrica” [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/> [consultado el 4 de agosto de 2018]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Reglamento de Servicios Complementarios” [en línea] <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/> [consultado el 31 de mayo de 2017]).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. “Aprueba Reglamento De Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General De Servicios Eléctricos” [en línea] http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/consulta/Reglamento-SSCC-12-octubre-2017-consulta.pdf [consultado el 15 de octubre de 2017].

EL MERCURIO. “Energía Cara y Escasa” [en línea] <http://www.sofofa.cl/mantenedor/detalle.asp?p=7000&s=7010&n=22683> [consultado el 15 de septiembre de 2016]

EL MERCURIO DE VALPARAISO. “Reactivan Investigación por Negocios de Enersis” [en línea] <http://www.mercuriovalpo.cl/site/edic/20010903201706/pags/20010903224904.html> [consultado el 4 de agosto de 2018]

ELECTRIC POWER SYSTEMS – HUGH RUDNICK. “Costo de Falla” [en línea] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno%2000/impacto/cfalla.html> [consultado el 24 de noviembre de 2016]

ENERGÍA EN CHILE. Generación, Crisis Y Soluciones (Economía Y Negocios). “Tipos de Generación. 1- Hidroelectricidad” [en línea] http://www.economiaynegocios.cl/especiales/especial_energia/tipos_generacion.html [consultado el 18 de noviembre de 2016]

ESTURILLO, JESSICA. Raineri: "Chotzen No Fue Lo Suficientemente Proactiva En La Sec" [en línea] <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=76472> [consultado el 2 de enero de 2016]

FACULTAD DE DERECHO - UNIVERSIDAD DE CHILE. “Malla Curricular Electiva” [en línea] www.derecho.uchile.cl/documentos/malla-curricular-electiva_98041_5_3934.pdf [consultado el 6 de octubre de 2017]

HIDROAYSEN. “Historia” [en línea] https://www.hidroaysen.cl/?page_id=170 [consultado el 18 de julio de 2018]

LIBERTAD Y DESARROLLO. “La Crisis Eléctrica y su Solución” [en línea] <http://lyd.org/lyd/biblioteca/pdf/6000431-1.pdf> [consultado el 5 de noviembre de 2016]

MAGNERE, Camilo y BERNASCONI, Franco. “Tecnologías maduras para almacenamiento en centrales hidroeléctricas de pasada ¿Cómo aprovechar esta oportunidad?” [en línea] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/sscc.html> [consultado el 3 de abril de 2018]

MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN. “NSEG 8.75: Estipula los niveles de tensión de los sistemas e instalaciones eléctricas” [en línea] “http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/NSEG8_75v3.pdf [consultado el 15 de octubre de 2017]

MINISTERIO DE ENERGÍA. “Reglamentos en trámite” [en línea] <http://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio/reglamentos-en-tramite> [consultado el 30 de mayo de 2017].

MINISTERIO DE ENERGÍA. “Observaciones y Comentarios al Reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico” [en línea] http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/reglamentos/Planilla_observaciones_regCompensaciones.pdf [consultado el 30 de mayo de 2017]

MOZÓ, Javier. “Precio Estabilizado: El híbrido entre PPA y Spot que vuelve a hacer atractivo al mercado chileno de Renovables” [en línea] <https://es.linkedin.com/pulse/precio-estabilizado-el-h%C3%ADbrido-entre-ppa-y-spot-que-vuelve-moz%C3%B3> [consultado el 19 de julio de 2018]

EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G. “Observaciones Al Proyecto De Ley Que Modifica La Ley N° 19.496 Sobre Protección De Los Derechos De Los Consumidores (Boletín N° 9369-03)” [en línea] <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=29474&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION> [consultado el 17 de noviembre de 2015]

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES. “Anexos Proceso Compensaciones Dx” [en línea] http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_DX/ANEXO_PROCESO_COMPENSACIONES_DX.PDF [consultado el 12 de junio de 2016]

SYSTEP. “Almacenamiento de Energía” [en línea] www.cigre.cl/wp-content/uploads/2017/10/5_-_Hugh_Rudnick_Systep.pdf [consultado el 13 de mayo de 2018]

UNIVERSIDAD Y TECNOLOGÍA – FUNDACIÓN PARA LA TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA. “Informe Final: Estudio de Costo de Falla de Larga Duración en los Sistemas SIC y SING” [en línea] http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/ESTUDIO%20DE%20COSTO%20DE%20FALLA%20DE%20LARGA%20DURACION%20EN%20LOS%20SISTEMAS%20SIC%20Y%20SING.pdf [consultado el 17 de octubre de 2017]

UK POWER NETWORKS. “¿Corte De Energía? Suministrar Energía Es Nuestra Prioridad” [en línea] http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/es/useful-information/UKPN08514%20Domestic%20CS%20A5%20V7_Spanish.pdf [consultado el 4 de enero de 2016]

WORLD CLIMATE. “Climate Data For 39°S 73°W Valdivia, Chile” [en línea]
<http://www.worldclimate.com/cgi-bin/grid.pl?gr=S39W073> [consultado el 20 de abril de 2017]

Jurisprudencia Judicial

1° Juzgado de Policía Local de Talca, 1999.

22° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° C-5064-1999.

Corte de Apelaciones de Santiago, Rol N° 39682-2012.

Corte de Apelaciones de Valparaíso, Rol N° 2150 – 2012.

Corte de Apelaciones de Coyhaique, Rol N°38-2007.

Corte Suprema, Rol N° 15952 – 1992.

Corte Suprema, Rol N° 1520-1998.

Corte Suprema, Rol N° 7103-2007.

Corte Suprema, Rol N° 8495-2009.

Corte Suprema, Rol N° 701-2010.

Corte Suprema, Rol N° 2487 – 2012.

Corte Suprema, Rol N° 10613-2014.

Tribunal Constitucional, Rol N° 2425-2013.

Tribunal Constitucional, Rol N° 2.161-2013.

Tribunal Constitucional, Rol N° 2.163 – 2013.

Tribunal Constitucional, Rol N° 2.190 – 2013.

Normativa de rango reglamentario y jurisprudencia administrativa

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPUBLICA, Resolución N° 520 de 1996 que “Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Resolución N° 55, De 1992, de la Contraloría General de la Republica, que establece normas sobre exención del trámite de Toma de Razón”.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPUBLICA, Resolución Exenta N° 2.507 de 2007 que "Autoriza que se cumplan antes de su Toma De Razón los Decretos de Racionamiento previstos en el artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Resolución Exenta N° 179 de 2008, que "Aprueba procedimiento para la determinación de la demanda diaria prevista, asignación de la energía diaria disponible y de la cuota diaria de racionamiento en situación de déficit previsto en el sistema, e conformidad a lo previsto en el artículo 291-18 del Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Resolución Exenta N° 321 de 2014 que "Dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central", modificada por la Resolución Exenta N° 37 de 2016 de la Comisión Nacional de Energía que "Modifica Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, e incorpora anexo que indica".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Resolución Exenta N° 427 de 2017 que "Aprueba modificaciones en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio e incorpora anexos que indica".

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, Decreto N° 158 de 2003 que "Modifica Decreto Supremo n° 327, de 12 de diciembre de 1997, de Minería, que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos".

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, D.F.L N° 4 de 2007 que “Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado Del Decreto Con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica”.

MINISTERIO DE ENERGÍA, Decreto Supremo N° 26 de 2011 que “Decreta medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el sistema interconectado central, en ejecución del artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

MINISTERIO DE ENERGÍA, Decreto Supremo N° 130 de 2012 que “Aprueba Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada Sistema Eléctrico para la Coordinación de la Operación del Sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de La Ley General De Servicios Eléctricos”.

MINISTERIO DE ENERGÍA, Decreto Supremo N° 113 de 2017 que “Aprueba reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

MINISTERIO DE ENERGÍA, Decreto Supremo N° 125 de 2017 que “Aprueba reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”.

MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA, Decreto N° 100 de 2005 que “Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Constitución Política de la República de Chile”.

SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS, Oficio N° 2585 de 2004 que señala “Condiciones en que se acepta la provisión de gastos por parte de una empresa de distribución de energía eléctrica – Los gastos originados por el consumo de energía eléctrica correspondientes al último mes del ejercicio, se gravan con impuesto en el período comercial en que se devengan, lo que ocurre con el consumo de la energía por parte del cliente, momento en que nace el derecho de la empresa para formular el cobro – Correlación que debe existir entre los ingresos y costos y gastos del período para la determinación de la base imponible, afecta a los impuestos que correspondan”.

SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS, Oficio N° 2491 de 2005 que señala “Que no procede que las compañías eléctricas emitan Notas de Crédito por las rebajas efectuadas por concepto de compensaciones, producto de la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y a los reglamentos. (Art. 2°, N° 2; Art. 57° D.L. 825, de 1974).-Imprudencia de que dichas sumas sean calificadas como un gasto necesario para producir la renta, conforme a las normas de la Ley de la Renta”.

SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS, Oficio N° 2080 de 2016 que señala el “Tratamiento tributario de pagos compensatorios efectuados por empresa de distribución eléctrica, los cuales son de responsabilidad de terceros, según lo establecen resoluciones administrativas o judiciales”.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Oficio Circular N° 2385 de 2003 que “Establece el procedimiento de clasificación de causas de interrupciones como fuerza mayor o caso fortuito”.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Oficio Circular N° 2157 de 2004 que "Instruye acerca del procedimiento de envío de los antecedentes probatorios de interrupciones de suministro originadas por caso fortuito o fuerza mayor".

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Oficio Circular N° 3200 de 2006 que "Imparte instrucciones respecto de reglas que deberán observarse en el corte del suministro eléctrico, por no pago oportuno de cuota de convenio por deudas de consumos y de otros servicios".

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Resolución Exenta N° 1283 de 2007 que "Establece los procedimientos, plazos, contenidos, forma y medios de entrega de la información correspondiente a las interrupciones de suministro que afectan a las redes de distribución de las concesionarias, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 143° del D.F.L N° 4/20.018, de 206, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción".

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Oficio Circular N° 5337 de 2012 que "Comunica método de calificación de causas de interrupciones como fuerza mayor o caso fortuito".

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Oficio Ord. N° 10855 de 2012 que "Informa al tenor de la reclamación N° 2150 – 2012".

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, Resolución Exenta N° 2953 de 2014 que "Informa a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad el nuevo proceso de entrega de información denominado Clientes DX".

Normativa de rango legal

Decreto Ley N° 2.224 de 1978 que “Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía”.

Ley N° 18.010 de 1981 que “Establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones de dinero que indica”.

Ley N° 18.410 de 1985 que “Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles”.

Ley N° 18.959 de 1990 que “Modifica, interpreta y deroga normas que indica”.

Ley N° 19.496 de 1997 que “Establece Normas Sobre Protección de los Derechos de los Consumidores”.

Ley N°19.613 de 1999 que “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”.

Ley N° 19.880 de 2003 que “Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado”.

Ley N° 20.018 de 2005 que “Modifica el marco normativo del sector eléctrico”.

Ley N° 20.285 de 2008 “Sobre acceso a la Información Pública”.

Ley N° 20.936 de 2016 que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”.