

Trabajo 4

MARCO CONCEPTUAL Y REGULACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Francisco Agüero Vargas** y Daniel Salazar Jaque***

Comisión Nacional de Energía, Chile.

ABSTRACT.

En la regulación eléctrica vigente en Chile, los énfasis han estado puestos en dar respuesta a las necesidades económicas del mercado eléctrico, descuidando aspectos de la operación de los sistemas eléctricos, los cuales son presentados en el marco conceptual propuesto para la confiabilidad, a través de la inclusión de servicios complementarios e ingresos por capacidad en la legislación del sector eléctrico chileno.

Inicialmente se analizan los conflictos producto de la ausencia de una legislación acorde al desarrollo que a tenido la industria eléctrica en Chile. A continuación, se examinan los antecedentes jurídicos que dieron origen al proyecto de ley, acompañados dos casos relevantes en el derecho comparado. Finalmente, se recorren los hitos registrados en la tramitación del proyecto de ley que modifica el régimen del sector eléctrico chileno.

Las conclusiones presentan las perspectivas y cambios que se avecinan en el mercado eléctrico chileno. Esto es, nuevo rol para los consumidores a partir de las nuevas tecnologías, adecuados incentivos y oportunidades para poder participar en nuevas formas de mercado; Cambios en el diseño del organismo encargado de la coordinación de la operación; Creación de un marco explícito para la seguridad y calidad de servicio a través del Código de Red.

I. INTRODUCCIÓN.

En la regulación eléctrica vigente en Chile, los énfasis han estado puestos en dar respuesta a las necesidades económicas del mercado eléctrico, descuidando aspectos de la operación técnica de los sistemas eléctricos, los cuales son presentados en el marco conceptual propuesto para la confiabilidad. A partir de lo anterior, en el presente trabajo se muestran los elementos y reflexiones que se han tenido en consideración en la elaboración del nuevo marco conceptual y regulación aplicable a la confiabilidad en los sistemas eléctricos interconectados nacionales, a

* El contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Agradecemos los aportes de Pilar Bravo y Rodrigo Iglesias.

** Abogado, Universidad de Chile. Asesor Jurídico CNE. E-mail: faguero@cne.cl

*** Ingeniero Civil Electricista, Universidad Técnica Federico Santa María. Asesor Area Eléctrica CNE. E-mail: dsalazar@cne.cl.

través de los servicios complementarios e ingresos por capacidad, y cómo éstos han sido tratados en el proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos chilena, Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982 (“LGSE”).

Es así como, en primer término, y teniendo como origen que la obligación jurídica de suministro de energía eléctrica sea de un bien futuro de cierta *calidad*, se presenta el marco conceptual que inspira los cambios propuestos, examinando su importancia, y al mismo tiempo revisando el tipo de conflictos que ha generado la ausencia de una legislación acorde al desarrollo y dinamismo que tenido la industria eléctrica durante la última década.

En segundo término, se reseñan los antecedentes jurídicos que dieron origen al proyecto de ley, como fue el debate antes de su envío al Congreso Nacional y algunos alcances del derecho público chileno que se vislumbran respecto a la confiabilidad. Seguidamente, se revisa la normativa sobre calidad de servicio y de suministro en la regulación eléctrica vigente, con un énfasis especial en la jurisprudencia; continuando con un análisis de la calidad de servicio en la legislación de gas y sanitaria, para culminar con el estudio de dos casos relevantes en el derecho comparado.

Por último, se recorren los hitos registrados desde la génesis del proyecto de ley, pasando por el mensaje con el cual el Poder Ejecutivo envía el Proyecto de ley, su articulado y las posteriores modificaciones; para finalmente presentar las tendencias y perspectivas que se avecinan en la industria eléctrica.

II. MARCO CONCEPTUAL EN MATERIA DE INGRESOS POR CAPACIDAD Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

a. Régimen Jurídico de la Energía Eléctrica

La energía eléctrica, conforme la clasificación del derecho civil, es un bien corporal mueble susceptible de ser apropiado, transferido y negociado; pudiendo ser transportada de un lugar a otro. Además, es un bien consumible, que se destruye con su uso. La energía eléctrica es un bien fungible, siendo indiferente quien la entregue, pudiendo ser o no el generador que se haya comprometido a suministrar a un cliente, regulado o libre.¹ Asimismo, al inyectarse a la red, se confunde con la que produce otro generador que opere en sincronismo. Es, también, un bien que se produce *en el futuro*, que se caracteriza por ser imposible de almacenar o guardar (se consume o se pierde), debiendo adaptarse instantáneamente la oferta a la demanda del sistema, con lo cual la producción debe casar la necesidad existente. De la dificultad para almacenarse, se deriva que no pueda conservarse para una acumulación y revenderse. Luego, como la producción y consumo de la energía eléctrica es casi inmediata, las empresas proveedoras deben tener una capacidad suficiente para satisfacer la demanda de punta de todos los consumidores.

En cuanto a las obligaciones, la obligación de suministro de electricidad en un sistema eléctrico es una de género, “no pudiendo el acreedor pedir determinadamente ningún individuo” (Artículo 1509, Código Civil). Cumple el deudor (en su calidad de generador-comercializador) su

¹ En definitiva, es el balance de transferencias entre generadores de cada operador del sistema, el que determine cuanto se adeuden entre ellos, fruto de los intercambios que resultan del despacho.

obligación de suministro, satisfactoriamente, al entregar a cualquier individuo del género propuesto, al menos de una calidad mediana. Respecto a esta *calidad mediana* a que se tiene derecho por el cliente, eventuales alteraciones de ésta por quienes se abastecen de energía eléctrica, ya sea como resultado de actos u omisiones de generadores, transmisores, distribuidores o clientes libres; importa necesariamente la afectación de la calidad de servicio eléctrico en el sistema interconectado.

Es entonces, en este ámbito del servicio eléctrico que surgen señales e instrumentos regulatorios que permiten dar mayores garantías a los consumidores e incentivos a los suministradores del bien energía, esto es, ingresos por capacidad, remuneración de la seguridad, entre otros.

b. La Confiabilidad en Sistemas Eléctricos

Las conocidas ecuaciones respecto del balance financiero de un generador, en que se basa la tarificación marginalista de la energía y la potencia en generación-transmisión establecida en la legislación chilena a través de la LGSE y el Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la LGSE, así como su relación con el plan de obras óptimo, demuestran que bajo condiciones de óptimo, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de cada uno de los productores.

La cobertura de los costos de cada productor se sustenta en un conjunto de supuestos de optimalidad que permiten realizar tal equilibrio financiero. Sin embargo, la condición de optimalidad está lejos de ser una realidad y en general los sistemas se desarrollan permanentemente desadaptados.

Pese a lo anterior y más allá del equilibrio financiero puro, existen diversas señales e instrumentos regulatorios que permiten alentar la permanencia e instalación de unidades generadoras en el sistema con el fin de garantizar el suministro en el corto y largo plazo. Lo anterior involucra estudiar diversas materias en el ámbito de la planificación, desarrollo y explotación de un sistema eléctrico, las cuales están anidadas en un gran concepto cual es la confiabilidad.

En el corto plazo, importará que un sistema eléctrico sea confiable a partir de la explotación de sus recursos, es decir, utilizar coordinada y eficientemente los recursos existentes en las instalaciones del sistema con el fin de cumplir con las exigencias que la normativa impone. Desde una perspectiva de largo plazo, importará que un sistema eléctrico sea confiable a partir de su desarrollo, es decir, que se concreten los proyectos de infraestructura impulsados por privados, buscando su optimalidad tanto en cantidad, tamaño y oportunidad.

En ambos casos, serán los usuarios quienes percibirán una mayor o menor confiabilidad a partir de la relación precio-calidad que se asigne al suministro de electricidad.

Las anteriores reflexiones requieren de un nuevo marco ordenador para el mercado eléctrico chileno, tanto en lo hermenéutico como en lo técnico, pues en la concepción marginalista pura,

que sirve de fundamento a la legislación establecida en la LGSE, no se desarrolló de manera simétrica la confiabilidad en su concepción de corto plazo respecto de la de largo plazo.

b.1. Confiabilidad

El lograr niveles aceptables de confiabilidad en el sistema, es un objetivo deseado tanto por el regulador como por los consumidores y también por los inversionistas en cuanto los ingresos percibidos sean acordes a los niveles de confiabilidad exigidos o permitidos. Sin embargo, este término resulta ser utilizado sin una estructura conceptual rigurosa y se presenta frecuentemente con interpretaciones acomodaticias de los más diversos estilos, acompañadas de discusiones respecto de qué se entiende por confiabilidad.

El concepto de confiabilidad, de larga data, desarrollado en las regulaciones de EE.UU. al mismo tiempo que en las regulaciones europeas, permite evaluar el desempeño de un sistema a través de atributos que permitan garantizar el suministro en el corto y largo plazo. Estos atributos son **suficiencia, seguridad y calidad**, los cuales están directamente relacionados entre sí, estableciéndose una clara relación de dependencia entre ellos.

b.1.1. Suficiencia

La suficiencia está determinada por la cantidad de instalaciones y recursos suficientes para abastecer la demanda. En particular, para el segmento de generación, este término es entendido como la cuantificación de la capacidad instalada total de generación, ponderando atributos mas bien estadísticos y/o probabilísticos propios de cada una de las unidades generadoras que constituyen el parque generador, tales como mantenimiento, indisponibilidad mecánica y afluentes, entre otros.

Para el caso de un parque hidráulico, es importante reconocer que la oferta de capacidad puede ser altamente vulnerable, en función de las condiciones hidrológicas que se presenten. Es por esto que desde un punto de vista de asignación de capacidad, es pertinente llevar la discusión a un análisis de riesgo que dé cuenta de la oferta de capacidad, con su correspondiente asignación, en escenarios hidrológicos extremos a modo de asegurar un nivel de oferta de este parque con una elevada probabilidad. Para el caso de un parque térmico, en caso de existir restricciones para los recursos combustibles, resulta consistente llevar la discusión a un análisis de riesgo equivalente al del parque hidráulico considerando la vulnerabilidad que pueda ver el sistema para contar con el suministro de los combustibles utilizados por sus unidades generadoras.

La discusión respecto a la forma de reconocer y remunerar la capacidad de generación (asignación de capacidad de generación) de las diversas tecnologías presentes en un sistema eléctrico, ha generado innumerables conflictos en el segmento de generación del mercado eléctrico chileno, materia que es abordada en un acápite especial de este documento.

b.1.2. Seguridad

La seguridad permite calificar la capacidad de respuesta del sistema, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de la prestación de servicios complementarios (“SS.CC.”).

A principios de los años 90, se acuñó en el Reino Unido el término “*ancillary services*”, tratando de englobar el conjunto de productos y servicios necesarios para permitir el suministro de energía eléctrica en condiciones adecuadas de seguridad y calidad (Solera Soneira, 2001). La traducción directa al castellano como “servicios auxiliares”, se desechó por inducir a confusión con lo que la industria eléctrica tradicional considera como servicios auxiliares de una unidad generadora o subestación, es decir, sistemas de refrigeración, baterías de respaldo, etc. La traducción por servicios secundarios si bien puede resultar válida, también se desecha por utilizarse este adjetivo para referirse a un nivel de control propio de la terminología técnica (control primario/secundario/terciario) de la seguridad en sistemas eléctricos.

Los SS.CC. son recursos disponibles en las instalaciones del sistema eléctrico que permiten mantener el equilibrio entre oferta y demanda, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones, necesarios para llevar a cabo las transacciones físicas entre los distintos agentes y cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

Es decir, dada una condición de abastecimiento, resulta vital conocer si bajo esa condición el sistema es capaz de soportar distintos tipos de perturbaciones. Si el sistema no es capaz de soportar tales perturbaciones, requerirá de SS.CC. para mejorar la capacidad de respuesta ante tales perturbaciones. Estos SS.CC. son de distinto tipo y a lo menos se pueden distinguir los siguientes:

1. Reserva de potencia activa para regulación de frecuencia primaria y secundaria, para lo cual es vital contar con unidades que puedan tomar rápidamente carga.
2. Consumos interrumpibles que permitan recuperar instantáneamente la frecuencia.
3. Capacidad de aportar potencia reactiva para controlar: los niveles de tensión en las distintas barras del sistema y las transferencias presentes en el sistema de transmisión.
4. Capacidad de partida autónoma para recuperar el suministro luego de una contingencia severa, para lo cual es vital contar con unidades que puedan partir sin necesidad de ser energizadas desde el sistema eléctrico y al mismo tiempo puedan tomar carga rápidamente.

b.1.3. Calidad

La calidad se entiende como el nivel de satisfacción que percibe el cliente final a partir del conjunto de atributos o propiedades que caracterizan el suministro de electricidad. Este conjunto de atributos o propiedades se subdivide al menos en 3 componentes:

1. Calidad del producto, para calificar la magnitud, frecuencia y contaminación de la tensión instantánea de suministro.²
2. Calidad del suministro, para calificar la frecuencia, profundidad y duración de las interrupciones de suministro.³

² Materias relativas a bandas de tensión y frecuencia permitidas, secuencia negativa, armónicas y flicker, actualmente reglamentadas en el Reglamento de la LGSE.

³ Materias relativas a indisponibilidad, índices de continuidad, duración y frecuencia acumulada de interrupciones, actualmente reglamentadas en el Reglamento de la LGSE.

3. Calidad de servicio comercial, para calificar la atención comercial entregada, caracterizada por el plazo de reconexión de interrupciones, información entregada al cliente, puntualidad en el envío de boletas o facturas, atención de nuevos suministros y otros.

Dado que suministradores y consumidores requieren transferirse electricidad de cierta calidad, el sistema debe operar con seguridad. Los recursos para operar el sistema con seguridad y lograr tal calidad, son los SS.CC.

Finalmente, coexistirá la tríada seguridad-SS.CC.-calidad, si y sólo si, existen instalaciones y recursos físicos suficientes para abastecer la demanda, es decir, suficiencia.

c. Asignación de Capacidad de Generación

La asignación de capacidad de generación, permanece como un debate abierto en la regulación eléctrica de los mercados internacionales, con diversas actuaciones de los agentes reguladores, las cuales van desde estabilizar ingresos volátiles en la generación para reducir aversión al riesgo, hasta la asignación de capacidad de generación a través de las más distintas formas y procedimientos, o bien exigir a los consumidores determinados niveles de contratación de capacidad.

La mayoría de los sistemas incluyen una *asignación de capacidad*, con objetivos diversos y a través de distintos mecanismos, los cuales a lo menos pretenden reducir incertidumbre o aumentar estabilidad en los ingresos de los generadores y reducir aversión al riesgo de nuevos generadores. Todo esto para conseguir niveles aceptables de confiabilidad en el sistema.

c.1. Estabilidad en Ingresos de Generadores

En un mercado eléctrico como el chileno, la principal componente que introduce volatilidad en los ingresos de un generador es el precio del mercado spot. En particular, para el caso de un sistema hidrotérmico, la volatilidad del mercado spot es la principal fuente de incertidumbre en los ingresos, razón por la cual la asignación de capacidad resulta ser un efectivo instrumento, entre otros, para que los ingresos de un generador converjan a valores menos inciertos.

Para el caso particular de la capacidad de generación tipo punta,⁴ debido a su elevado costo de operación, ésta presenta una gran incertidumbre en lo que a ingresos de energía se refiere. Por lo tanto, resulta importante alentar la instalación y permanencia de este tipo de unidades, a través de una adecuada asignación de capacidad ya que en el corto plazo son éstas las que de manera más rápida mejoran la confiabilidad de los sistemas.

c.2. Riesgo de Nuevos Generadores

La realización de inversiones en nueva capacidad de generación depende de diversas evaluaciones, las cuales son características de cada sistema en particular. Debido a lo anterior es razonable suponer aversión al riesgo en los potenciales nuevos generadores que deseen ingresar a un sistema. Esta aversión al riesgo estará supeditada a la evaluación que cada inversionista

⁴ Tecnología de generación de alto costo variable de operación y bajo costo de inversión.

realice respecto de: recursos térmicos e hídricos con su disponibilidad presente y futura, precio de combustibles, crecimiento de la demanda, entrada estratégica en un nuevo mercado y riesgo regulatorio, entre otros.

Es así como la asignación de capacidad resulta ser un instrumento efectivo, entre otros, que permite reducir la aversión al riesgo a través de un ingreso estable en el tiempo para los potenciales nuevos generadores, con el consabido beneficio que para el mercado significa, el contar con nuevos agentes en generación interesados en realizar las inversiones que el sistema requiere para conseguir niveles aceptables de confiabilidad.

En virtud de lo anterior, es posible pronosticar que el menor riesgo que puedan internalizar los proyectos de generación, permitiría vislumbrar una disminución en la tasa de descuento con que se evalúan los proyectos de generación, lo cual impactaría positivamente en las expectativas de precios que se traspasan a clientes finales.

c.3. Ingresos por Capacidad en el Reglamento de la LGSE.

La normativa chilena vigente no es explícita en cuanto al significado y objetivos que asigna a los ingresos por capacidad, en adelante “Potencia Firme”, dejando espacio a la interpretación de la Administración y, por tanto, a la discrepancia sobre el fondo conceptual, los criterios y procedimientos de cálculo.

Del análisis de la normativa vigente para el mercado eléctrico chileno se puede concluir que:

- La existencia de transferencias de potencia entre empresas generadoras, entendiendo esta potencia como un bien económico de características definidas, por tanto valorable, y con un precio consistentemente determinado, no está prevista explícitamente en la LGSE, por lo que constituye un concepto de génesis puramente reglamentaria.
- El concepto de potencia firme responde a un objetivo regulatorio específico, cuyo significado y propósito sólo debe buscarse en el reglamento vigente, esto es, en el D.S. N° 327/97.
- El significado que la reglamentación actual pretende asignar a la potencia firme, engloba en un único concepto reglamentario dos conceptos técnicos distintos pero no excluyentes: potencia firme como reconocimiento de atributos que aportan a la suficiencia, y potencia firme como reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad de servicio.

c.3.1. Descripción del Conflicto entre Generadores

Con la dictación del D.S. N° 327/97, Reglamento de la LGSE, el equilibrio de la reglamentación del D.S. N° 6/85⁵ se perturbó, dado que el referido reglamento introdujo cambios en el enunciado de consideraciones para el cálculo de la potencia firme, cambios que si bien no hacen directa referencia a una definición formal del concepto, permiten una reinterpretación global del mismo, llevando necesariamente a las empresas de generación a buscar la interpretación de máximo beneficio y encontrar así un equilibrio mejor. Esto se materializó en la presentación de sendas

⁵ D.S. N° 6, de 1985, del Ministerio de Minería, Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte, del Ministerio de Minería. Derogado en 1998, y vigente en lo referente a potencia firme hasta 1999.

divergencias por las empresas generadoras para los sistemas eléctricos del Norte Grande y Central chilenos, SING y SIC, respectivamente, en las cuales se observa discrepancias de forma y de fondo respecto del tema.

Visto lo anterior y sumando a esto la inexistencia de SS.CC., es decir, inexistencia de la valorización y reconocimiento explícito de transferencias de servicios o respaldos en el sistema, para que éste opere de manera segura, la normativa vigente para el mercado eléctrico de Chile abre la oportunidad de reconocerlos a través de la Potencia Firme.

Los planteamientos recogidos de la discusión y conflicto presentado en los sistemas SING y SIC permiten identificar dos líneas básicas y/o fundamentales en lo que se refiere al concepto de potencia firme.

Posición I: Potencia Firme como señal de Inversión y Suficiencia

Esta línea conceptual corresponde al concepto más clásico, en el cual la potencia firme aparece como un derivado del bien económico potencia, a secas, es decir, asociado al complemento de remuneración que sumado a la remuneración obtenida por las ventas de energía a costo marginal, permite rentar a una determinada tasa, un parque generador adaptado en sus inversiones y óptimo en su operación.

Esta conceptualización apunta a la suficiencia pues su aplicación se orienta a buscar el dimensionamiento del parque generador suficiente para abastecer la máxima demanda con cierta probabilidad, sin consideraciones de seguridad en la operación, y logrando una optimalidad en inversiones y operación que concibe el suministro eléctrico como un fenómeno estático.

Posición II: Potencia Firme como señal de Inversión y Seguridad

Esta posición, contiene un elemento conceptual radicalmente distinto a la anterior posición cual es el concebir la potencia firme como un atributo de las unidades de generación que da cuenta de su habilidad para aportar a la seguridad del sistema y por ende valorar la capacidad de estar presente ante requerimientos intempestivos de potencia.

Esta posición conceptual surge por la “apertura” hacia el tema de la seguridad que implícitamente genera el Reglamento de la LGSE al referirse, entre otros aspectos, a que el cálculo de la potencia firme debe considerar los tiempos de partida e incremento de carga de las unidades generadoras. De este modo, el Reglamento de la LGSE introduce en la conceptualización de la potencia firme, la capacidad de respuesta de las unidades ante requerimientos intempestivos de potencia.

c.3.2. Resolución del Conflicto entre Generadores

En lo medular, las resoluciones administrativas del regulador (COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, 2001) con que se resolvieron las divergencias⁶ presentadas en ambos sistemas eléctricos plantean lo siguiente:

1. Se verifica la existencia de discrepancias de fondo entre las empresas en cuanto a la definición del concepto de potencia firme propiamente tal. Estas discrepancias se originan en las diferencias conceptuales establecidas para la definición de potencia firme entre la reglamentación vigente (D.S. N° 327/97), que incorporó aspectos de seguridad de servicio en un concepto que tradicionalmente había sido entendido como sólo asociado a la suficiencia de capacidad, y la reglamentación que le precedió (D.S. N° 6/85).
2. El significado actual de lo que se entiende por potencia firme, engloba en un único concepto reglamentario dos conceptos técnicos distintos e independientes: potencia firme como reconocimiento de atributos que aportan a la suficiencia, y potencia firme como reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad del sistema eléctrico.
3. Existe un mercado primario o principal explícito en la regulación chilena, en el que se transa la suficiencia de potencia, y que debe cumplir ciertos requisitos conforme la normativa vigente. Estos requisitos apuntan simplemente a calzar oferta y demanda de potencia máxima en un contexto de normalidad y previsibilidad, requisitos que resultan básicos y comunes a cualquier sistema eléctrico, y que resultan mínimos para definir la actividad comercial del mercado eléctrico.
4. Existe un ámbito secundario, no formalmente definido como un mercado en la regulación chilena, en el que se transa potencia contingente, cuyos requisitos y objetivos no son explícitos en la normativa, y que dada la imprevisibilidad de la demanda que apunta a abastecer, y sus eventuales causas, depende en su valoración del sistema eléctrico en el que se inserta. Este ámbito corresponde al de la seguridad de servicio. La solución internacional al tema de cómo se remuneran atributos de las unidades de generación que aportan a la seguridad del servicio es la creación de un mercado formal de SS.CC., mercado que no existe en la regulación chilena.
5. El concepto básico que debe sustentar en mayor medida una definición de potencia firme es el de suficiencia, siendo los atributos asociados a la seguridad ponderables en una menor medida en dicho concepto, al menos mientras no exista una norma que permita reconocer estos atributos dentro de un ámbito distinto al del cálculo de potencia firme.

Examinado los anteriores contenidos de las resoluciones ministeriales, la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), ente regulador energético, estimó en sus informes que el concepto Potencia Firme debe estar íntegramente asociado a la suficiencia de un sistema de generación. Dada la inexistencia de SS.CC. en la normativa vigente y la inclusión de aspectos de seguridad que hace el D.S. N° 327/97, el conflicto en cuestión no admitía una solución puramente conceptual, factible, ya que necesariamente debían ser considerados aspectos de seguridad para así dar cumplimiento a la norma reglamentaria.

⁶ Aún está pendiente la resolución de las divergencias y recursos de reposición presentados durante el año 2002 para los sistemas SING y SIC.

De la mixtura conceptual ha la que se vio enfrentada a pronunciarse la CNE, nació la necesidad de contar con un marco legal suficiente para formalizar la existencia de un mercado de SS.CC. explícito. Estos SS.CC. deberían tener explícita asignación y valorización para despejar de manera definitiva la reglamentación establecida para los ingresos por capacidad.

En conjunto con lo anterior surgió la necesidad de dar rango legal a la señal de potencia firme pues esta sólo poseía definición a nivel reglamentario.

III. ANTECEDENTES JURÍDICOS DEL PROYECTO DE LEY EN MATERIA DE INGRESOS POR CAPACIDAD Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

a. Algunos Alcances del Debate Previo al Envío del Proyecto de Ley

Un saludable debate, que podríamos llamar “pre-legislativo”, se suscitó respecto a la conveniencia de legislar o reglamentar la materia de los ingresos por capacidad de generación y los SS.CC. En primer lugar, es necesario recordar que las transferencias de potencia fueron tratadas primero en el D.S. N° 6/85, de Minería y luego en el D.S. N° 327/97; por lo que era posible sostener que, jurídicamente, bastaba su regulación a través del reglamento, por ser materias del ejercicio de la potestad reglamentaria del Presidente de la República. A más del suficiente resguardo que ya existía respecto a la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos, por lo que resultaría innecesario legislar al respecto (Artículo 81, LGSE). En materia de SS.CC., se revivió la dicotomía reglamento-ley, junto con el carácter obligatorio de algunos de los SS.CC. a todo propietario de instalaciones interconectadas, como son los clientes libres, pese a no desarrollar éstos una actividad de servicio público. Entonces, fue válido preguntarse si se les podía imponer, o si sólo se les facultaba para prestar SS.CC. en el sistema. Se discutió también el concepto que se propuso por el Ejecutivo, alegándose su amplitud, escasa elaboración y ambigüedad, entre otros, señalándose que una definición legal ha de tener un contenido preciso y completo, de manera tal que sea un parámetro cierto para el desarrollo reglamentario.

Resuelta la controversia, el debate fructificó en el Mensaje y las posteriores Indicaciones del Ejecutivo al proyecto de ley.

b. Algunos Aspectos Jurídicos de la Regulación de Ingresos por Potencia y SS.CC.

La naturaleza, concepto y ámbito de los precios a los cuales se les establece un procedimiento de determinación por la autoridad –como son los SS.CC. y los ingresos por potencia- permite afirmar que la regulación de precios forma parte del orden público económico, aquel *conjunto de principios y normas jurídicas que organizan la economía de un país y facultan a la autoridad para regularla en armonía con los valores de la sociedad formulados en la Constitución* (Cea Egaña, 1988). El reconocimiento del carácter de orden público de la regulación de precios constituye ciertamente una limitación a la autonomía privada, específicamente una limitación a la libertad contractual y al principio de autonomía de la voluntad. Por otra parte, resoluciones de los organismos del sistema de defensa de la competencia reconocen que dentro de las facultades del Legislador está la de *"establecer, dentro del concepto de orden público económico, disposiciones que permiten a la autoridad la fijación de un único precio a los bienes y servicios"* (Resolución 218, cons. 16, Comisión Resolutiva Antimonopolio). La facultad legal de

fijar precios y las bases del procedimiento es tradicional en el ordenamiento chileno, dado que siempre la potestad de fijar precio a los bienes y servicios fue otorgada al Estado por ley; y la eliminación de dicha facultad también ha sido mediante una ley; no pudiendo ser de otro modo, al constituir la facultad para fijar precios una limitación al derecho de propiedad (Dictamen 866, Comisión Preventiva Central).

La regulación de las empresas efectuada conforme a la función social de la propiedad respecto al establecimiento de un procedimiento de regulación del precio, afecta directamente la libertad del “acreedor” de ingresos por capacidad, o del prestador del servicio complementario, para fijar el precio de éstos. Es así como la regulación de precios, mediante un mecanismo que lo determine, altera la facultad de disposición del prestador, atributo esencial del dominio, limitando su libertad de determinación del precio del bien o servicio que suministra, obedeciendo a razones de utilidad pública (Agüero, 2000), como lo es el garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, conforme el artículo 19° N° 24 de la Constitución que rige el derecho de propiedad. Si la LGSE establece mecanismos de regulación de precios para el bien energía (costo marginal determinado por el centro de despacho económico de carga, “CDEC”, o precio de nudo, según corresponda), una razón de *igualdad ante la ley de las personas* exige que otros servicios que se transan en el mismo mercado, y relacionados con el bien energía, estén fijados de igual forma y que su procedimiento de determinación, esté mínimamente contemplado en la Ley, en cumplimiento de la garantía de igualdad del numeral 2° del artículo 19° de la Constitución chilena. Al contrario, quienes vendan o compren energía tendrían una situación privilegiada al contar con una regulación por ley, respecto a quienes compran o vendan ingresos por capacidad o SS.CC., si éstos fueran calculados por la vía reglamentaria.

La *continuidad del servicio* es un atributo esencial del servicio eléctrico, establecido tanto en la LGSE como en los suministros entre clientes y distribuidores eléctricos. Así, de imponerse una obligación de desconexión de carga, se afecta esta continuidad a los clientes regulados y libres, establecida, entre otros, en los artículos 83 y 89 de la LGSE, por lo que una modificación del régimen de continuidad exige un cambio legal.

Para el caso de clientes –regulados o libres- que deban desconectar carga, verían limitado no sólo su derecho al suministro eléctrico, sino que pueden verse afectados en el desarrollo de su actividad en particular, restricción o limitación que debe ser efectuada por ley, según el mandato constitucional del artículo 19° N° 21, sobre libertad de empresa sometida a normas legales que la regulan. La imposición de la *desconexión de carga* a clientes establecería una carga pública de “bajar el switch” y “suspender” una actividad económica, que debiera establecerse por ley, en virtud que las cargas públicas se establecen por ley, en razón del artículo 19 N° 2 y N° 20 de la Constitución. Recordemos que éstas son “todas las prestaciones de carácter personal y todas las obligaciones de carácter patrimonial que no sean jurídicamente tributos, que la ley impone a la generalidad de las personas para el cumplimiento de determinados fines, ética y jurídicamente lícitos, queridos por el legislador” (Evans, 1986). En lo que nos ocupa, la imposición de desconectar cargas responde al cumplimiento de un fin lícito y común a todos los consumidores de electricidad del sistema, establecido en la legislación eléctrica, como es la seguridad de servicio de los sistemas eléctricos, como elemento que determina la confiabilidad. No es arbitraria, por cuanto goza de razonabilidad, al sustentarse precisamente en el bien común, finalidad que el Estado debe promover, como lo dispone la Carta Fundamental en su artículo 1°. Por otra parte, la exigencia constitucional agrega que la carga sea igualitaria en su reparto. Lo

anterior se confirma, por cuanto la carga no es discriminatoria, al imponerse a todos los consumidores de un sistema eléctrico, como categoría de aplicación general, pudiendo efectuarse diferencias no arbitrarias. Así mismo, no podrían dejarse sin efectos las exigencias de confiabilidad del sistema por la vía contractual, por cuanto contravendrían el derecho público, pues se colocaría en oposición un bien jurídico de la LGSE a lo convenido entre privados, siendo inoponible estos contratos no sólo a la Administración, sino que también a los demás actores del sistema eléctrico que podrían ver afectada la calidad de servicio a que tienen derecho al ser abastecidos de energía eléctrica, como aparece en el *Informe de S.E. el Presidente de la República y el Sr. Ministro de Energía, Ingreso Corte 3857-98*, al Recurso de Protección “Norgener S.A. contra Presidente de la República y Ministro de Minería”, que textualmente señala:

una empresa generadora no puede alegar que la calidad de suministro que establece el Reglamento le afecta el contrato que tiene con una empresa determinada. Desde luego, dicha calidad de suministro se le exige a todos los generadores. Pero lo más importante es que la calidad de suministro que se le exige a la energía que él produce, no es necesariamente la que llega a su cliente (...) Para corregir la distorsión que se producirá si se exigiera la calidad sólo a una empresa, no a todas, es que el Reglamento optó por exigir la calidad a todo aquél que proporcioné suministro eléctrico

En este sentido, es pertinente lo expuesto por la Corte Suprema en 1992 sobre la afectación por la vía contractual del funcionamiento del sistema eléctrico, la *seguridad del servicio* y las funciones del CDEC, bajo la vigencia del D.S. N° 6/85, en el sentido que :

que el problema planteado (...) afecta al sistema general eléctrico del país, el que conforme a su naturaleza y al sentido que inspira las normas legales y reglamentarias que lo rigen hace necesaria [la] intervención [de la autoridad] por afectar a una necesidad básica de la población que no puede quedar entregada al solo arbitrio contractual de entes o grupos interesados (...) si bien el reclamo incide en el contrato de transferencia celebrado entre una empresa generadora y un cliente compartido, por la forma técnica en que la energía se genera, transporta y se distribuye, es obvio que afecta la seguridad del servicio eléctrico, preocupación preferente [de la LGSE], e importa un problema entre empresas generadoras con ocasión de la forma en que una de ellas afectaría la transferencia de energía (...) si se interpretara restrictivamente la disposición reglamentaria, en cuanto a que el [CDEC] sólo podría conocer de los problemas que se suscitaren entre las empresas generadoras cuando una de ellas transfiere energía a otra, carecería de mayor significación dicho Centro, pues con tal limitación no podría cumplir su **fin esencial de preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico**, velando por el justo equilibrio de intereses entre las empresas integrantes; por el contrario, tales objetivos se cumplen al conocer de los problemas que suscita la transferencia de energía de una de las empresas generadoras a un cliente compartido, toda vez que dicha transferencia dice relación con la energía que todas las empresas generadoras proporcionan al Centro aludido, de modo tal que su transferencia al margen de los

acuerdos y pactos adoptados por dicho Centro afecta, obviamente, a todas las demás empresas, aun cuando diga relación con un cliente compartido.⁷

Finalmente, en un sentido similar, el Tribunal Constitucional chileno, al conocer de la constitucionalidad del proyecto de ley que modificó la Ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, fiscalizador energético, reconoce explícitamente la vinculación de la coordinación de la operación y la seguridad del sistema eléctrico con el bien común, con un claro beneficio social (Sentencia del Tribunal Constitucional Rol 287).

c. La Calidad de Servicio y de Suministro en el D.S. N° 327/97

El Reglamento de la LGSE distingue entre calidad de suministro y calidad de servicio, siendo esto último aplicable a las distribuidoras, y comprende la calidad de suministro (Art. 221, D.S. N° 327/97). Se establece que todo aquel que proporcione suministro eléctrico es responsable de los estándares de calidad de suministro, siendo ésta el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto electricidad (Art. 223, D.S. N° 327/97). Además, la responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro, siempre que se opere en sincronismo con un sistema eléctrico, es exigible a cada propietario de las instalaciones que sean utilizadas en generación, transporte o distribución de electricidad (Art. 224, D.S. N° 327/97). Los estándares de calidad de suministro obligatorios son aquellos que establece el Reglamento de la LGSE y las normas técnicas pertinentes. Los parámetros físicos y técnicos de calidad, son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad. La calidad de suministro debe ser evaluada (Art. 227, D.S. N° 327/97). Finalmente, los usuarios no pueden exigir calidad especiales de suministro por sobre los estándares que se establezcan para los precios fijados (Art. 229, D.S. N° 327/97).

d. La Sentencia Norgener y la Calidad de Servicio

Una de las sentencias señeras en la jurisprudencia chilena de la regulación jurídica de la electricidad, como también respecto a los efectos de la regulación en actividades económicas, es aquella relativa al recurso de protección “*Norgener S.A. contra Presidente de la República y Ministro de Minería*” de 1999,⁸ por la dictación del Reglamento de la LGSE. El análisis de la doctrina sobre el mencionado fallo, hasta la fecha, se ha centrado en los derechos adquiridos y la aplicación de un reglamento en el tiempo y el servicio público “sin *publicatio*”. Pero la materia controvertida decía relación con que el reglamento establecía algunos artículos en materia de *calidad de servicio*, aspecto que según el alegato de la empresa era aplicable sólo a las concesionarias de servicio público y no respecto a las centrales generadoras no concesionarias.

El fallo *Norgener* no sólo fue útil en el entendido que permitió discutir aspectos ya mencionados, sino que también algunos relativos a la calidad de servicio, su reglamentación y efectos respecto a generadores, dejando en evidencia que la calidad de servicio está vinculada a la interconexión

⁷ Apelación de Protección, Rol 18.175, “Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. con Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción”, *Revista de Derecho y Jurisprudencia*, Santiago, 1992, N° 2, pág. 132, cons. 4°, 5° y 6°. Énfasis nuestro.

⁸ Recurso de Protección “Norgener S.A. contra Presidente de la República y Ministro de Minería”, *Revista de Derecho Público*, Vol. 62, Facultad de Derecho, Universidad de Chile, Santiago, 2000, pág. 301 y sgtes., cons. 2°, 5° y 7°.

del sistema, como lo señaló el informe del Presidente de la República y el Ministro de Economía. Destacamos de la sentencia del tribunal *a quo* lo siguiente:

El Presidente de la República aclaró el sentido de las normas legales en lo que se refiere a la calidad del suministro, cuestión que la ley exigía, también, al hacer obligatoria la interconexión, y atendida la naturaleza jurídica de la energía, la que siendo fungible y no almacenable, va a implicar que sólo van a inyectar al sistema eléctrico aquellas generadoras que tienen la autorización del [CDEC] (...) Norgener (...) sostiene que la autoridad no pueda imponerle requisitos para el desarrollo de su actividad como tal empresa, fijando normas de calidad, pues de este modo se atenta contra la libertad contractual, desde que ha celebrado contratos de suministro de largo plazo, que (...) constituyen una ley para las partes. (...) Frente a esta aseveración cabe, entonces, tener en cuenta (...) que toda la actividad económica de generación de energía, convoca la actuación del poder público para su regulación. (...) la recurrente sostiene que el Reglamento establece para las centrales generadoras una calidad de suministro que antes de su dictación sólo se exigía a las distribuidoras y con ello se ha establecido una causa sobreviniente que afecta sus contratos. Como la norma reglamentaria le obliga a vender sus productos en condiciones distintas a las pactadas, se le viola el derecho de propiedad sobre los derechos personales que emanan del contrato. (...) Tal conclusión es inadmisibles desde que las leyes y reglamentos no pueden ser alteradas o dejadas sin efecto por los particulares y la propiedad no puede significar infringir al ordenamiento jurídico; es por ello que no puede invocarse la propiedad para establecer una suerte de impunidad al ordenamiento jurídico.

e. La Calidad de Servicio en la Regulación Gasífera y Sanitaria

Otras regulaciones de empresas de utilidad pública se hacen cargo de la calidad de servicio dentro de la legislación sectorial posterior a la legislación eléctrica. Así, la Ley de Servicios de Gas (“LSG”), reformada en 1989, comprende dentro de las materias que trata la *calidad del servicio de gas* de red, (Art. 1º, Nº 6, LSG), la cual corresponde al grado en que se mantienen las condiciones del servicio de gas en cuanto a la seguridad y continuidad del suministro así como el cumplimiento de las especificaciones del gas; la correcta y oportuna medición y facturación de los consumos, y, los adecuados sistemas de atención e información para los consumidores (Art. 2º, Nº 12, LSG), encomendando al reglamento su desarrollo y complemento.

En materia de servicios sanitarios, la Ley General de Servicios Sanitarios (“LGSS”), modificada en 1998, dispone que la calidad de servicio es de cargo y control permanente del prestador, conforme las normas respectivas, quien debe garantizar la continuidad y la calidad de los servicios, las que sólo pueden ser afectadas por causa de fuerza mayor (Art. 34 y 35, LGSS). Es obligación de los concesionarios mantener el nivel de calidad en la atención de usuarios y prestación del servicio que defina el Reglamento, el cual deberá estar basado en criterio de carácter general y haberse dictado antes del otorgamiento de la concesión, los cuales pueden modificarse por decreto supremo fundado (Art. 36 bis, LGSS). El artículo 47º de la LGSS, símil del 81º de la LGSE, establece que los prestadores están obligados a interconectar sus instalaciones cuando la Superintendencia de Servicios Sanitarios lo estime imprescindible con el objeto de garantizar la continuidad y calidad del servicio de conformidad con la normativa vigente, o si lo pide un prestador, debiendo la tarifa de interconexión contemplar la reparación de

los perjuicios que directamente se generen por la referida interconexión, para la prestadora que aporte el volumen de agua necesario para asegurar la continuidad y calidad del servicio. Esta disposición es reflejo de la relevancia y dependencia de la interconexión de instalaciones – sanitarias en este caso- para efectos de la confiabilidad del servicio sanitario. Finalmente, en materia tarifaria, las bases sobre las cuales se efectúan los estudios tarifarios en servicios sanitarios, deben definir, entre otros, los niveles de calidad del agua, del servicio, y de la atención a los usuarios (Art. 13, D.F.L. N° 70, de 1988, Ministerio de Obras Públicas).

f. Situación en el Derecho Comparado: Argentina y España

En el derecho comparado, la regulación de los ingresos por capacidad y SS.CC. es una materia escasamente tratada en el ámbito de la ley, limitándose normalmente sólo a enunciar su existencia, y encargándose al reglamento su posterior desarrollo normativo.

En Argentina, dentro de los objetivos de la política nacional en materia eléctrica que hace explícitos la Ley sobre Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, se establece la promoción de la *confiabilidad* de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. El bien económico "potencia" es creado en la Ley, y se realiza una remisión parcial para el reglamento respecto a los parámetros técnicos que la caracterizan (Art. 2º, letra c, y Art. 10º, Ley 24.065, de 1992). La confiabilidad es un concepto clave en la legislación argentina, definición que está en la esencia de la prestación del servicio público de electricidad, y que comprende tanto la totalidad de la provisión del sistema de energía eléctrica, como también la prestación del servicio de distribuidores a consumidores finales. Además, la confiabilidad pone de manifiesto la interacción e interdependencia de los diferentes actores que componen un sistema eléctrico, junto con reforzar el carácter de no almacenable de la energía. En la confiabilidad del sistema no sólo son relevantes los servicios que puedan prestar generadores, sino también la expansión del transporte, que la acrecienta (Barreiro, 2002). En la misma ley se entrega a la Secretaría de Energía la atribución para que determine las normas relativas al despacho de la demanda que se requiera, reconociendo los precios de energía y potencia que deben aceptar los actores del mercado, mediante resoluciones que contengan las normas para las transferencias de dichos productos (Art. 35º, letra b) y 36º, Ley 24.065). El conjunto de normas que regulan el despacho económico que impone la Ley 24.065 está contenido en lo que se denomina genéricamente como "*Los Procedimientos*", y que contiene los anexos sobre reserva fría, control de tensión, regulación de frecuencia, alivio de carga, entre otros.

En España (González-Varas, 2001), la Ley del Sector Eléctrico ("LSE") establece los conceptos de "garantía de potencia" (potencia firme) y "servicios complementarios" en la Ley; los cuales, junto al precio de la energía, son parte de la retribución de la actividad de producción (Art. 16, LSE). Los SS.CC. son parte de la *garantía de suministro*, que es uno de los objetivos esenciales de la LSE, enunciados en su artículo 1º. La LSE encomienda al reglamento determinar qué servicios se consideran "complementarios", así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos, lo que queda entregado a calificación del operador del sistema, quien también debe gestionarlos, con el fin de la correcta

explotación del sistema de producción y transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad (Art. 34.1, letra d), LSE).⁹

La reglamentación española expresa que el mercado de SS.CC. es parte del mercado de producción de energía eléctrica, junto con el mercado diario y el intradiario, y “recoge las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias”.¹⁰ El artículo 13.1 del Real Decreto 2019/1997 define los SS.CC. como “aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias”, enunciando a manera ejemplar los servicios de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio. Se consideran SS.CC. obligatorios aquellos con los que necesariamente haya de contar cualquier instalación para asegurar la prestación adecuada del servicio. Los SS.CC. son susceptibles de ser aportados y utilizados por los diferentes agentes del sistema eléctrico, siendo gestionados con criterios de mercado para su asignación y retribución, siempre que sea posible, surgiendo su necesidad en el tiempo real, debiendo ser provistos de forma centralizada, por el operador del sistema (Mielgo, 1997). Los cargos por los costos incurridos recaen sobre los agentes que causaron su demanda (Pérez, 1997).

IV. EL PROYECTO DE LEY EN MATERIA DE INGRESOS POR CAPACIDAD Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

a. Génesis del Proyecto de “Ley Corta”

La conflictividad presente en las posiciones de las empresas generadoras, respecto al ámbito y materias a asociadas a la confiabilidad de sistemas eléctricos, sumado a la ausencia de un marco ordenador en esta misma materia, ha llevado a que:

1. La operación de los sistemas esté excesivamente perturbada por intereses comerciales en detrimento de la confiabilidad y la eficiencia del suministro.
2. No existe convergencia entre requerimientos de los consumidores y suministradores.
3. Énfasis en la minimización de costos de producción con criterios de corto plazo.

Se observa entonces que no hay incentivos, o son débiles, para que los generadores individual o colectivamente privilegien la confiabilidad por encima de ganancias inmediatas en ahorros de producción.

A partir de lo anterior es que en el Mensaje del Presidente de la República con el que se envió la denominada “Ley Corta” que modifica la LGSE,¹¹ se expone que el proyecto de ley comprende,

⁹ El artículo 7.3 de la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad permite que el gestor de la red de transmisión administre los flujos de energía en la red, debiendo velar por garantizar la seguridad de la red, su fiabilidad y su eficacia velando por la disponibilidad de todos los servicios auxiliares indispensables.

¹⁰ Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se Organiza y Regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

¹¹ Mensaje de S.E. el Presidente de la República que Inicia un Proyecto de Ley Que Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas Para Sistemas Eléctricos Medianos

entre otros, los ingresos por capacidad, el mercado de SS.CC. que otorga confiabilidad a los sistemas eléctricos, y la adecuación de ciertos términos relativos a la confiabilidad en los sistemas eléctricos. Dentro de los objetivos regulatorios fundamentales que comprende el proyecto de ley, están la introducción de un sistema de remuneración de SS.CC. en la operación de los sistemas, que incentive inversiones y modos de operación que favorezcan la confiabilidad y reduzcan los costos de operación. Seguidamente, el Ejecutivo contempló que la “formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos”, fuera una de las *Ideas Matrices* del aludido Proyecto de Ley.

b. Mensaje del Proyecto

La regulación vigente reconoce la existencia de un mercado único o principal, en que los integrantes del segmento de generación efectúan transferencias de energía -establecidas en la LGSE- y transferencias de potencia -establecidas a nivel reglamentario-. De este modo, se configura la existencia de un mercado en el cual se conciben o transan sólo energía y potencia.

La existencia del "producto potencia" permite, teóricamente, que el segmento generación perciba ingresos por capacidad, estables y permanentes, los cuales para los sistemas interconectados chilenos representan entre el 20-30% de los ingresos totales del mercado de energía y potencia, en función de la cantidad y las características de la capacidad instalada que aporte cada generador al sistema.

No obstante lo anterior, la ausencia de un reconocimiento legal para los ingresos por capacidad correspondientes al segmento de generación, ha generado una sensación de falta de certidumbre y estabilidad que ha impedido un adecuado desarrollo del sector.

b.1. Conceptualización de Confiabilidad.

En el ámbito de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, el marco conceptual establecido en la regulación chilena requiere ser mejorado y actualizado. En la regulación chilena, existe terminología que no se adecua a los desarrollos regulatorios existentes en Norteamérica y Europa, que han evolucionado de manera importante en el concepto de confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Este concepto no existe formalmente en la regulación chilena y sólo está parcialmente recogido a través de las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas reglamentariamente. La ausencia de un marco conceptual claro en esta materia, ha permitido que los conflictos suscitados entre los generadores, deriven en divergencias de forma y de fondo, tanto para problemáticas de orden técnico como económico.

b.2. Potencia Firme o Ingresos por Capacidad.

e Introduce las Adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, Mensaje 102-346, de 6 de mayo de 2002

Un problema común a ambos sistemas interconectados del país, dice relación con la jerarquía regulatoria -y la consecuente definición- de los ingresos por capacidad. Éstos sólo se reconocen en la regulación chilena a través de disposiciones reglamentarias, bajo el concepto potencia firme.

Visto lo anterior, siempre existe la posibilidad de que futuras reglamentaciones que apunten a perfeccionar la potencia firme, terminen modificando en sí mismo el concepto original, lo cual genera incertidumbre y a la vez se constituye en una potencial fuente de conflictos y “judicialización” de pagos en el segmento de generación.

b.3. Confiabilidad en el SING.

Las características del SING, lo constituyen en un sistema eléctrico con problemas estructurales que lo distinguen y sobre el cual casi no existe precedente en el mundo. Esto, debido a la presencia de grandes bloques de oferta y demanda concentrados en muy pocos agentes, sumado a la existencia de un sistema de transmisión que no se ha desarrollado armónicamente desde un punto de vista sistémico sino que se ha desarrollado principalmente para evacuar expresamente los grandes bloques de oferta hacia los grandes centros de consumo del sistema.

En este escenario, se hace imprescindible la existencia de una regulación que genere señales que incentiven la prestación de respaldos y servicios que permitan preservar la seguridad del sistema. La carencia de tal regulación es una de las causas que ha contribuido a que la operación del SING se lleve a cabo sin todos los resguardos necesarios para evitar colapsos totales del sistema. Si bien es cierto estos eventos en la actualidad han desaparecido producto de la cooperación de productores y consumidores, tal cooperación sigue estando sustentada en acuerdos operacionales que demandan un tratamiento mucho más formal.

b.4. Confiabilidad en el SIC

La principal característica del SIC, que afecta la confiabilidad del mismo, resulta ser la importante presencia de oferta de origen hidráulico. Esta oferta, año a año, queda supeditada a las condiciones hidrológicas que se presenten durante el invierno lo cual sumado a un cuadro deprimido de inversiones en el segmento de generación, configura escenarios de riesgo de déficit, los cuales se han vislumbrado como probables durante los últimos años.

Visto lo anterior, entonces se dice que el SIC enfrenta un problema de suficiencia de recursos de generación. En este contexto, la existencia de ingresos por capacidad, cobra vital importancia ya que ésta es la principal señal que permite alentar la inversión en capacidad de generación de rápida instalación, recurso fundamental para enfrentar condiciones hidrológicas adversas.

c. Contenido del Proyecto de Ley

c.1. Ingresos por Capacidad

El proyecto de ley confiere jerarquía legal a los ingresos por capacidad. En consistencia con lo anterior, se establecen los lineamientos que permiten procedimentar reglamentariamente -tanto en precio como en cantidad- la metodología que da origen a los ingresos por capacidad que perciben los distintos generadores del sistema.

Los anteriores lineamientos apuntan a estabilizar el nivel de ingresos por este concepto, para generadores presentes y futuros, con lo cual se restituye el objetivo regulatorio de esta señal, al mismo tiempo que se excluye el reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad de servicio de los sistemas eléctricos, dejando estos en un mercado *ad hoc* para tal efecto.

c.2. Mercado de Servicios Complementarios

El proyecto de ley tiene como objetivo básico el que se cree y formalice un mercado de SS.CC., de manera de mejorar la confiabilidad de servicio eléctrico con eficiencia económica, por la vía de reconocer aquellos servicios que se valoran y demandan en los diferentes sistemas eléctricos, “limpiando” de paso la forma de remunerar los ingresos por capacidad de generación.

El proyecto propone, por tratarse de un mercado de alta especificidad técnica y económica, que la identificación y definición de los SS.CC. se realice a través del reglamento, definiéndose éstos conforme a las condiciones y características especiales de cada sistema eléctrico. La administración y operación de estos SS.CC. sería realizada por el organismo coordinador de la operación en cada sistema (el CDEC respectivo), en base a garantizar la operación más económica para el sistema eléctrico. Respecto de la remuneración, ésta se debería realizar de acuerdo a los costos marginales de cada prestación y a ese efecto se establece en el proyecto que cada prestador debe declarar los costos respectivos.

d. El Articulado Propuesto en el Mensaje de Mayo de 2002

En el artículo 3° del Proyecto de Ley de mayo de 2002, el Ejecutivo estimó efectuar algunas modificaciones a la actual legislación sobre los ingresos por capacidad y los SS.CC., radicándose en los artículos 91° - que ya define como se remuneran las transferencias de energía- y 150°, e introduciendo un artículo 91° bis, contemplado exclusivamente para los SS.CC., adecuando los artículos 79° y 83° a la calidad de servicio, como la seguridad prefijada que debe compatibilizar el CDEC, sustituyéndosela por una “confiabilidad prefijada” (Art. 150, letra b), LGSE).

Al artículo 91°, se le agrega un inciso tercero, que señala:

Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81°, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia, conforme se determine en el reglamento.

Asimismo, se incorpora un artículo 91° bis a la Ley, del siguiente tenor:

Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, podrán prestar en el respectivo sistema eléctrico, los servicios complementarios de que dispongan, que permitan preservar la seguridad y calidad de servicio.

Por su parte, los concesionarios y los propietarios de instalaciones de generación y de los Sistemas de transmisión Troncal y de subtransmisión, deberán estar en condiciones de

prestar dichos servicios complementarios en el sistema eléctrico al que estén interconectados.

El reglamento identificará y definirá los servicios complementarios que se requieran para cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio en cada sistema eléctrico.

La prestación de estos servicios complementarios será administrada y operada por el CDEC respectivo, en base a garantizar la operación más económica para el sistema eléctrico, sujeto a las características, requerimientos y restricciones técnicas del respectivo sistema.

Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios, conforme se determine en el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente, de acuerdo a sus respectivos costos marginales.

El Mensaje también contempla la incorporación de algunas definiciones al artículo 150 de la ley, esenciales para la nueva regulación, como son la confiabilidad, suficiencia, seguridad de servicio, calidad de servicio, calidad del producto, calidad del suministro y calidad de servicio comercial.¹²

e. Texto aprobado en el primer trámite legislativo

Diversas han sido las adecuaciones y rectificaciones que se han realizado en la primera tramitación legislativa, esto es, la Cámara de Diputados a partir del trabajo realizado por la Comisión de Minería y Energía de dicha Cámara.

Recientemente, el 24 de Octubre de 2003, fue aprobado por la Cámara de Diputados el proyecto de ley con las mejoras que se describen en los párrafos siguientes.

¹² Las conceptos propuestos son los siguientes: *confiabilidad*: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio; *suficiencia*: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda; *seguridad de servicio*: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios; *calidad de servicio*: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes; *calidad del producto*: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico, y que se caracteriza entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro; *calidad del suministro*: 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; *calidad de servicio comercial*: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial entregada por los distintos agentes del sistema eléctrico, y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información entregada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

En el artículo 91° se dispuso que las transferencias de potencia “deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes”.

Un cambio significativo respecto al proyecto original fue que el carácter facultativo que tenía la prestación de los SS.CC. de que dispusiera (“podrán”), fuera reemplazado por el imperativo (“deberá”), con lo cual su carácter obligatorio se hace más evidente. De este modo el artículo 91° bis del proyecto de ley, queda con la siguiente redacción:

Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberán prestar en el respectivo sistema eléctrico, en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que dispongan, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión Nacional Energía.

El organismo de coordinación de la operación o Centro de Despacho Económico de Carga, deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar base a la operación del sistema sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí, deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.

V CONCLUSIONES.

I. Nuevo Rol de los Consumidores

Experiencias sobre la participación activa de los consumidores, entendidos como más que un meros compradores de electricidad, dentro de la gestión técnica y económica del sector eléctrico, pueden ser divididas en antes y después de los procesos de desregulación de los mercados eléctricos mundiales. Así, previo a los procesos de desregulación, la industria buscaba el apoyo de los consumidores vía el concepto de “administración de demanda”, incentivando una modulación de la demanda como respuesta a ciertos esquemas tarifarios.

Dicha administración o gestión del consumo, por lo general se concentraba en el mediano y largo plazo, permitiendo con ello retrasar o incluso evitar inversiones, producto de un consumo más ajustado o incluso inferior al previsto inicialmente.

En efecto, numerosos han sido los esfuerzos por crear mecanismos tarifarios novedosos, que incentiven la participación de la demanda en el necesario equilibrio entre oferta y demanda. En su mayoría dichos esfuerzos han radicado en buscar una solución a problemas de confiabilidad, en su característica de suficiencia, por cuanto retrasan o evitan inversiones de mediano y largo plazo. Hoy en día, en Chile existen esquemas tarifarios que mantienen una consigna que incentiva o penaliza la utilización del consumo durante un periodo.

Complementariamente a este tipo de participación por parte de los consumidores, y para abarcar la connotación de corto plazo de la confiabilidad en lo que se refiere a la seguridad del sistema, es que tradicionalmente han existido esquemas de desconexión de consumos. Dichos esquemas, históricamente desarrollados bajo una industria verticalmente integrada, fueron gestionados esencialmente en función de procedimientos y/o protocolos más bien de carácter voluntario. Dicho de otra forma, la misma empresa que requería de este “servicio” era la que lo producía o administraba. En la actualidad, esta situación ha cambiado radicalmente ante la separación de actividades, cambios y traspasos de propiedad, beneficios y costos individuales de cada agente, introducción de nueva regulación y competencia, cambios tecnológicos, etc., pero no así en la necesidad de contar con el consumo como aporte a la seguridad del sistema.

En este contexto de participación de los consumidores, no resulta extraño entonces que dada la actual tendencia del sector eléctrico, hacia una estructura de mercado eléctrico, se acepte cada vez mas que el control de la demanda o consumo tiene un valor importante -y en aumento- dentro de la confiabilidad del sistema, más allá de su concepción clásica (suficiencia), para lo cual es necesario promover su eficiencia global y al mismo tiempo limitar o evitar el poder de mercado que se pueda presentar.

Sin embargo, estos beneficios requieren que los consumidores no sólo dispongan de las tecnologías pertinentes sino también cuenten con los adecuados incentivos y oportunidades para poder participar activamente en estos nuevos mercados. Es necesario destacar que este tipo de conocimiento y aplicación aún se encuentra en su infancia en la mayoría de los mercados. No obstante, las nuevas reformas de segunda generación del sector, están propendiendo hacia una mayor participación de estos agentes, particularmente vía su contribución en el corto plazo o de operación en tiempo real, es decir dentro de la seguridad del sistema. La experiencia internacional así lo indica y demuestra en los sistemas de Inglaterra, Australia, Nueva Zelanda, Argentina, entre otros.

II. Estructura y Organización del CDEC

Los cambios en materia de confiabilidad plantean un importante desafío para todos los actores del sector eléctrico nacional. En particular, para el caso del organismo encargado de la coordinación de la operación se prevé un importante aumento de funciones y procedimientos cada vez más formales y por ende cada vez menos convencionales, en beneficio de la operación segura del sistema eléctrico, gestionando técnica y económicamente las transferencias del mercado de los SS.CC.

El administrador de estos recursos, deberá estar en estrecho contacto con el operador del sistema y por cierto con el mercado primario de energía-potencia, pues existen acoplamientos entre el mercado primario y el mercado de SS.CC., propios de las leyes físicas que gobiernan la operación de un sistema eléctrico, los cuales deben ser identificados para dar un adecuado tratamiento según corresponda.

Algunas experiencias han optado por considerar que los SS.CC. sean una parte del servicio – mercado- de transmisión, lo cual dependiendo de la arquitectura de cada mercado facilita la distribución de los costos incurridos pues, por ejemplo, se incorporan directamente a la tarifa de peajes de transmisión. Sin embargo, ello no resulta recomendable en el caso chileno por cuanto:

- a) La característica longitudinal y “expresa” del sistema de transmisión del SIC y SING, respectivamente, demanda especiales esfuerzos para su regulación y tarificación, lo cual hace prudente no sobrecargarla con materias que pueden tener tratamiento separado;
- b) es preferible mantener la transparencia e independencia de los aspectos técnicos y económicos de estos servicios, es decir, preservar un mercado de SS.CC. en forma explícita y
- c) estos servicios de por sí ya presentan gran complejidad técnica y bastante diferenciada de la tarificación en transmisión.

A partir de los cambios y mejoras en materia de confiabilidad, se espera que dentro de las tareas que sean abordadas por el organismo encargado de la coordinación de la operación del sistema se encuentren:

- a) Establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, para todos quienes estén sujetos a coordinación y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio.
- b) Definir, administrar y operar los SS.CC. necesarios para garantizar la operación del sistema sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.
- c) Desarrollar los procedimientos necesarios para habilitar, medir y auditar las prestaciones de SS.CC.

III. Código de Red

Aunque la legislación y reglamentación vigente en Chile hacen frecuentes referencias a la necesidad de desarrollar y operar los sistemas eléctricos en condiciones adecuadas de seguridad, en la práctica no ha sido definido en forma explícita un marco de seguridad y calidad de servicio, aún cuando hay una formulación parcial en esta línea en el D.S. N° 327/97.

Este marco explícito de seguridad y calidad de servicio existe en otros países con mercados como el chileno, y recibe el nombre de Código de Red (*Grid Code* de Inglaterra y Gales), Código de Electricidad (Australia), Procedimientos y Reglamento Operativo (Argentina), Procedimientos de Operación (España), entre otros. En ellos aparece como objetivo fundamental la definición de reglas de operación del sistema, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones.

El conjunto de normas y procedimientos que se definan, tanto de parte de la autoridad como de parte del organismo coordinador de la operación, permitirá contar con un Código de Red acorde a la realidad de los sistemas eléctricos chilenos, el cual deberá tratar al menos los siguientes contenidos:

- a) Desarrollo de lenguaje y terminología común con definiciones, objetivos y alcances.
- b) Desarrollo de procedimientos técnicos y requerimientos en materia de seguridad y calidad de servicio.
- c) Definición de derechos, responsabilidades y obligaciones de acuerdo a las exigencias técnicas de los diversos agentes sujetos a coordinación.
- d) Márgenes admisibles de funcionamiento ante determinado conjunto de contingencias.
- e) Definiciones técnicas específicas de los SS.CC. necesarios.

VI. BIBLIOGRAFÍA

AGÜERO VARGAS, Francisco. *Tarifas de Empresas de Utilidad Pública*, Memoria de Prueba, Facultad de Derecho, Universidad de Chile, Santiago, 2000

BARREIRO, Rubén. *Derecho de la Energía Eléctrica*, Ed. Ábaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 2002

Código Civil, Chile

Constitución Política de la República de Chile, 1980

CEA EGAÑA, José Luis. *Tratado de la Constitución de 1980.*, Ed. Jurídica de Chile, Santiago, 1988

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Informes que acompañan a la Resolución Ministerial Exenta N° 119 del 2 de Noviembre de 2001 y a la Resolución Ministerial Exenta N° 163 del 28 de Diciembre de 2001, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2001

D.F.L. N° 70, de 1988, del Ministerio de Obras Públicas

D.S. N° 6, de 1985, del Ministerio de Minería, Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte, del Ministerio de Minería.

Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad

EVANS DE LA CUADRA, Enrique. *Los Derechos Constitucionales*, Ed. Jurídica de Chile, Santiago, 1986, t. II

GONZÁLEZ-VARAS IBÁÑEZ, Santiago *Los Mercados de Interés General: Telecomunicaciones y Postales, Energéticos y de Transportes*, Ed. Comares, Granada, 2001

Informe de S.E. el Presidente de la República y el Sr. Ministro de Energía, Ingreso Corte 3857-98, al Recurso de Protección “Norgener S.A. contra Presidente de la República y Ministro de Minería”

Jurisprudencia de Organismos Antimonopolios (Comisión Resolutiva y Preventiva Central)

Jurisprudencia del Tribunal Constitucional

Ley de Servicios de Gas

Ley del Sector Eléctrico, España

Ley General de Servicios Eléctricos

Ley General de Servicios Sanitarios

Ley sobre Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, Argentina

Mensaje de S.E. el Presidente de la República que Inicia un Proyecto de Ley Que Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas Para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, Mensaje 102-346, de 6 de mayo de 2002

MIELGO ALVAREZ, Pedro. “El Transporte y la Operación del Sistema Eléctrico en España”, en *Economía Industrial*, Ministerio de Industria y Energía, Madrid, N° 316, 1997, IV

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio. “Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica”, en *Economía Industrial*, Ministerio de Industria y Energía, Madrid, N° 316, 1997, IV

Real Decreto 2019/1997 (España), de 26 de diciembre, por el que se Organiza y Regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

Revista de Derecho Público

Revista de Derecho y Jurisprudencia

SOLER SONEIRA, David. *Modelos Regulatorios de los Servicios Complementarios de Generación y Red en Sistemas de Energía Eléctrica*, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, España, 2001