

COMENTARIOS AL PROYECTO DE LEY CORTA EN MATERIA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

MARÍA DE LA LUZ DOMPER R.¹
Profesor de Derecho Universidad Católica

RESUMEN EJECUTIVO

Recientemente las autoridades mandaron al Congreso reformas a la actual normativa del sector eléctrico, modificaciones denominadas comúnmente como "ley corta".

Esta se presenta como un primer paso de reforma de la normativa que rige el sector. Posteriormente, se espera un cambio en el reglamento y otras modificaciones que vendrían incorporadas en la denominada "ley larga".

El sector eléctrico chileno ha presentado algunos problemas durante los últimos años, tales como el desincentivo a invertir, el cual tendría su origen, básicamente, en las modificaciones al artículo 99 bis realizadas luego de la sequía extrema que vivió el país en el año 98-99. En efecto, dicha normativa, por una parte, socializa las pérdidas, al no diferenciar entre las generadoras que son deficitarias de las que presentan superávit, en cuanto a la responsabilidad que le compete a cada una. Por otra, obliga a las generadoras a compensar (pagando el costo de falla) a los clientes regulados a todo evento, eliminando las situaciones de fuerza mayor o caso fortuito. Con ello se ha desincentivado el establecimiento de nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras, ya que las primeras no quieren asumir un riesgo o un compromiso mayor. Por otro lado, la resolución 88 que obliga a las generadoras a vender a las distribuidoras que no tengan contrato, tiende a agravar aún más el problema, todo lo cual desincentiva la inversión en el sector de generación.

Ninguno de estos elementos se modifica en la denominada ley corta, que se comenta. Esta pretende solucionar algunos problemas que se han presentado en el área de transmisión con el cálculo de los peajes básicos. Para ello propone que el costo de transmisión sea pagado 50% por los generadores y 50% por los usuarios, dentro de lo que se denomina red troncal de transmisión.

Respecto de estas modificaciones cabe hacer algunas observaciones:

- El proyecto no precisa bien la definición de lo que se entiende por sistema troncal. Todo el conjunto de líneas existente podría llegar a declararse como parte del Sistema Troncal.
- El financiamiento compartido del costo de transmisión produce distorsiones en cuanto a la asignación de recursos y en la señal de localización de las centrales, lo cual puede derivar en una composición del parque generador que no es óptima.
- La autoridad determinará cuál es el sistema troncal y cómo este se expande en base a las decisiones del Comité de Planificación que se crea para ello. Esto involucra una centralización de decisiones que puede tener altos costos frente a la alternativa de contar con un mecanismo institucional que lleve a que sea el sector privado el que tome las decisiones de inversión en base a las señales de precio.
- La interconexión se justificaría por un exceso de capacidad instalada en el norte y un SIC ajustado. Si se interconecta el SING-SIC y se incorpora al Sistema Troncal, el financiamiento de la transmisión será pagado 50% por los generadores del sur. Por lo que dar en la ley una solución de interconexión no es lo más adecuado.
- Se establecen restricciones a la propiedad que van a generar barreras a la entrada a los mercados y van a distorsionar el funcionamiento de este, porque se afecta la competencia del sector.
- Cambia el sistema actual de tarificación de la distribución para los sistemas medianos que se basan en la operación de una empresa modelo sobre la base de los costos marginales de producción, por un sistema basado en costos incrementales de desarrollo, lo cual significa incorporar mayores arbitrariedades en la toma de decisiones y es un mal precedente para la regulación de otros sistemas de distribución de energía eléctrica del país.
- Por otra parte, el proyecto incorpora algunos elementos positivos como:

¹ La autora trabaja como investigadora del programa económico de Libertad y Desarrollo y es profesora del Instituto de Economía de la PUC. Es Ingeniero Comercial, mención Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Máster en Economía Aplicada de la misma Universidad.

- Se reconoce la existencia legal de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía y potencia, lo cual permite operar con menores probabilidades de corte y mejor calidad de servicio.
- Se reconoce en la ley la existencia del precio nudo de potencia firme, lo cual otorga mayor seguridad jurídica.
- Se reduce la banda de precios libres de $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$ para la fijación del precio nudo. Este es un cambio positivo ya que aumenta la estabilidad del precio de nudo, y lo acerca a los valores de contratos de largo plazo del mercado libre.
- Finalmente, se fijan peajes de distribución, lo cual abre espacio para una mayor competencia en el suministro a clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión de las distribuidoras.
- A pesar de incorporar elementos positivos, el proyecto incorpora aspectos negativos, como la mayor planificación central en lo que dice relación con el Sistema Troncal y cómo este se expande, qué se incorpora como sistema troncal, las restricciones a la propiedad que se establecen, los cambios en el sistema de tarificación de los sistemas medianos, entre otros.

A. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Dentro del proceso eléctrico se pueden distinguir tres actividades con características diferenciadas:

- (a) la generación de energía,
- (b) la transmisión de energía,
- (c) y la distribución de la energía.

Gracias a las características propias de cada una, desde el punto de vista de su regulación estas actividades admiten tratamiento distinto, tal como se explica a continuación. Ello con el fin de lograr la máxima eficiencia económica y social en la provisión de electricidad.

I. GENERACIÓN

El proceso de generación de energía se realiza principalmente mediante tres tipos de plantas: centrales hidroeléctricas, térmicas y turbinas a gas.

Las centrales hidroeléctricas, por lo general, enfrentan un bajo costo de producción. Sin embargo, dada la geografía de Chile, se deben ubicar en el sur del país (en las cercanías de ríos), debiendo pagar mayores costos de transmisión. Por el contrario, las centrales térmicas y las de

turbina a gas no tienen este problema, pero el costo de producción de ellas es bastante superior.

La actividad de generación tiene características que permiten su desarrollo en condiciones de competencia. Dado lo anterior, es más eficiente permitir la competencia a nivel de generación, en vez de tener solo una empresa generadora de energía. Por esta razón, desde 1982, la generación se ha desarrollado en condiciones de mercado. Es decir, se ha caracterizado por la libre entrada de los agentes al proceso de generación. (Antes el mercado eléctrico estaba dominado por dos empresas, ambas de propiedad estatal, Endesa y Chilectra, las cuales concentraban casi el 100% de la generación y transmisión, con excepción de la autoproducción, y el 80% de la distribución de la electricidad).

Por otra parte, el sistema actual está estructurado de tal manera que a pesar de la complejidad existente en determinar qué generador entra y sale en un momento del tiempo, la coordinación se produce y los incentivos son los adecuados. Lo anterior se logra gracias a que los precios de retiro e inyección (precios nudo) del sistema interconectado reflejan los verdaderos costos marginales de corto plazo, tanto de la energía como de la potencia.

Cabe señalar que incluso sin la existencia de la instancia coordinadora que determina el momento óptimo de producción de cada central, el sistema operaría con los incentivos adecuados, siempre que se mantuviera el criterio de cobro según el costo marginal de corto plazo.

II. TRANSMISIÓN

La transmisión de la energía claramente presenta características técnicas de monopolio natural. Dados los altos costos de inversión inicial (en los sistemas y redes de transporte), el tamaño relativo de la demanda obliga a operar a la empresa con costos decrecientes. Es decir, a medida que aumenta el flujo de energía transmitido, los costos disminuyen.

Lo anterior implica que deberá existir un sistema de precios que permita a la empresa transmisora cubrir sus costos marginales de corto plazo y que adicionalmente la incentive a invertir en el largo plazo, es decir, cubra sus costos medios totales. Lo primero se logra en el sistema actual mediante el cobro de acuerdo al costo marginal de corto plazo, y lo segundo, mediante el peaje.

Cabe señalar que el acceso a los sistemas de transporte es abierto y garantizado por ley, para todo generador que se conecte al sistema eléctrico. Ello permite evitar una sobreinversión.

III. DISTRIBUCIÓN

El proceso de distribución de energía a nivel local posee características de monopolio natural que recomiendan establecer una regulación tarifaria para los clientes pequeños. Dado lo anterior, se aplica el sistema de tarificación basado en el costo marginal de corto plazo de una empresa modelo eficiente para determinar el Valor Agregado de Distribución.

IV. SISTEMAS INTERCONECTADOS

En nuestro país existen los siguientes sistemas interconectados:

- *Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)*: Comprende la I y II Región. Cuenta con una capacidad instalada de 3.352 MW, al año 2000. La demanda máxima durante dicho año fue de 1.211 MW y el consumo de energía fue de 9.327 GWh. El 99% del parque es térmico y este sistema cubre al 5% de la población del país.
- *Sistema Interconectado Central (SIC)*: Comprende de la III a la X Región. Cuenta con un capacidad instalada de 6.646 MW, al año 2000. La demanda máxima durante dicho año fue de 4.576 MW y el consumo de energía fue de 29.577 GWh. El 60% del parque generador es hidroeléctrico y el 40% restante es térmico. Este sistema sirve al 93% de la población del país, de los cuales un 60% son clientes regulados.
- *Sistema Interconectado de Aysén*: Este sistema comprende la XI Región. Su capacidad instalada alcanza los 17.1 MW, al año 2000. Este sistema es 76% térmico. Opera en él solo una empresa, EDELYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía. La demanda máxima en el año 2000 alcanzó los 13.75 MW y el consumo de energía llegó a 74.7 GWh durante el mismo año.
- *Sistema Interconectado de Magallanes*: Este sistema está constituido por tres subsistemas eléctricos ubicados en la XII Región, el sistema de Punta Arenas, de Puerto Natales y de Puerto Porvenir. La capacidad instalada de estos sistemas fue de 58.5 MW, 4.2 MW y 1.8 MW, respectivamente, al año 2000. Los tres subsistemas son 100% térmicos.

La demanda máxima durante el año 2000 alcanzó a 29.8 MW, 2.8 Mw y 1.1 MW, respectivamente, mientras que el consumo de energía fue de 145.5 GWh, 13.4 GWh y 4.1 GWh, respectivamente. En estos sistemas también opera solo una empresa, EDELMAG S.A.

V. SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN Y TARIFAS

Actualmente, el mercado eléctrico opera de la siguiente manera:

- En primer lugar, las empresas generadoras inyectan (o venden) la energía generada al sistema interconectado central (red de transmisión que va desde el sur del país hasta aproximadamente La Serena), por lo cual reciben un precio que les permite cubrir sus costos marginales de generación.

Este precio (de inyección) cubre el costo marginal de generación de corto plazo, y es distinto en cada punto en que la generadora ingrese energía al sistema. Se definen en cada punto porque depende del costo marginal de potencia y energía.

- A su vez, las empresas distribuidoras retiran la energía que necesitan del sistema interconectado y pagan una tarifa por ello. (A menos que una generadora les venda energía y la haga llegar directamente al centro de distribución, sin pasar por el sistema interconectado). Este precio de retiro es diferente al precio de inyección, ya que no solo cubre los costos marginales de generación, sino que además los costos marginales de transporte (las pérdidas de transmisión).
- Finalmente, las empresas distribuidoras venden la energía a los consumidores finales.

El precio de las empresas distribuidoras a los clientes finales varía según si estos son clientes que consumen más de 2.000 kw o menos, es decir, dependiendo de si se trata de clientes grandes o pequeños. Si se trata de clientes grandes, el precio de venta final no es regulado. Sin embargo, si los consumidores son pequeños, el precio de venta final deja de ser libre y está regulado en base a una empresa modelo. Esto implica que el precio de venta debe cubrir el precio nudo (que corresponde al precio de retiro de la energía del sistema interconectado) más el valor agregado de distribución.

VI. PEAJE BÁSICO POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Dada la presencia de economías de escala en la transmisión, lo eficiente es que la tarifa de transmisión pagada por los generadores tenga dos partes: un cargo variable, que cubra el costo marginal de corto plazo y una tarifa fija que cu-

bra la diferencia entre el costo marginal de corto plazo y el costo medio total.

La estructura de pagos existente en el esquema actual permite cubrir el costo total de transmisión señalado. En primer lugar, la tarifa variable, denominada Ingreso Tarifario, cubre el costo marginal de transmisión. Específicamente, corresponde a la diferencia entre los precios de inyección y de retiro (o precios nudo de entrada y salida) entre dos subestaciones de transferencia de energía diferentes.

Adicionalmente, el esquema actual establece el pago de una tarifa fija, denominada Peaje, que corresponde al complemento para cubrir el costo total.

La ley actual distingue dos tipos de peaje. El primero es el peaje básico, que se calcula según la localización de cada generador (área de influencia) y según la cantidad de energía (potencia) transmitida por cada generador. El pago de este peaje lo realiza el generador y es independiente de las transacciones de energía que realice. Por otra parte, el pago de este peaje le permite a cada generador acceder al mercado cubierto por el sistema interconectado.

Dado que el peaje básico le permite al transmisor cubrir sus costos totales de transmisión, incluyendo los costos de inversión, la existencia de este incentiva a los transmisores a realizar inversiones en el largo plazo.

Adicionalmente, se contempla la posibilidad de acceder a mercados más específicos, ubicados fuera del sistema interconectado, mediante el pago de un peaje adicional.

B. PROBLEMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

I. DESINCENTIVO A INVERTIR

Durante el último tiempo ha existido un desincentivo a la inversión en nuevos proyectos de generación, principalmente hidroeléctrica. Los problemas ambientales y los retrasos que han sufrido los proyectos que se han sometido al estudio de impacto ambiental introducen incertidumbre en el sector, y han desincentivado la entrada de nuevos proyectos.

Por su parte, los cambios legislativos introducidos a raíz de la gran sequía que vivió el país en 1998, también han afectado la entrada de nuevos proyectos de generación. En efecto, la actual Ley 19.613, tendiente a solucionar los problemas vividos producto de la crisis eléctrica no dio una solución a los casos críticos de desabastecimiento e introdujo otros elementos distorsionadores.

El principal problema de la última crisis fue que no se entregó la señal económica correcta: el precio no reflejó el costo marginal de generar energía ni la mayor escasez de agua. En efecto, tal como se puede apreciar en el Gráfico 1, el precio *spot* subió hacia fines de 1998 y 1999, pero el precio de nudo continuó con su tendencia decreciente. Como los precios no reflejaron la verdadera situación, no se incentivó la libre transferencia de energía de los autoprodutores a los generadores deficitarios. Asimismo, tampoco se logró incentivar el ahorro por parte de los consumidores regulados, cuyo precio está fijado, ya que las compensaciones, previstas en la ley eléctrica, y que permiten reflejar el verdadero costo de escasez del agua, tampoco cumplieron el rol que debían.

La Ley 19.613 no soluciona estos problemas, por el contrario, agrava la situación ya que, por una parte, socializa las pérdidas, al no diferenciar entre las generadoras que son deficitarias de las que presentan superávit, en cuanto a la responsabilidad que le compete a cada una. Por otra parte, esta ley obliga a las generadoras a compensar (pagando el costo de falla) a los clientes regulados a todo evento, eliminando las situaciones de fuerza mayor o caso fortuito. Con ello se ha desincentivado el establecimiento de nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras, ya que las primeras no quieren asumir un riesgo o un compromiso mayor. Por otra parte, la resolución 88 que obliga a las generadoras a vender a las distribuidoras que no tengan contrato, tiende a agravar aún más el problema, todo lo cual desincentiva la inversión en el sector de generación.

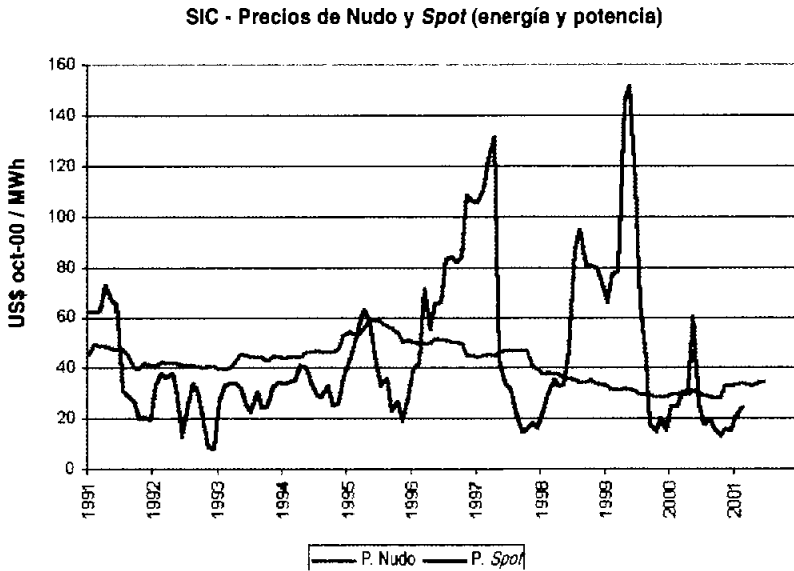
II. INCERTIDUMBRE EN CUANTO AL VALOR DE LOS PEAJES BÁSICOS DE TRANSMISIÓN

El principal problema que tiene el sistema actual respecto de la determinación de los peajes básicos de transmisión, es que ha dado lugar a bastantes litigios judiciales, todo lo cual entorpece el funcionamiento del sistema y genera incertidumbre.

III. LOS CLIENTES LIBRES SON EN REALIDAD CAUTIVOS

Esto se debe a que los clientes libres ubicados dentro del área de concesión de una distribuidora son en realidad cautivos de esta, ya que no existe un peaje a pagar para que otro generador pueda darles directamente el servicio.

Gráfico 1



C. PRINCIPALES PROPUESTAS INTRODUCIDAS POR LA LEY CORTA Y COMENTARIOS

Para solucionar algunos de los problemas presentados, el gobierno acaba de enviar la denominada ley corta. A continuación se presentan las principales modificaciones que introduce la ley corta con sus comentarios.

I. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.

1. *Rediseño de la regulación de los sistemas de transmisión.*

El proyecto de ley establece que la transmisión de energía será considerado servicio de utilidad pública.

Asimismo, divide el sistema de transmisión en Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Transmisión Secundario o de Subtransmisión y el Sistema de Transmisión Adicional. Se entiende que el Sistema de Transmisión Troncal está conformado por todas las instalaciones económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento del sistema. Los sistemas de subtransmisión son aquellos utilizados por los distribuidores y los clientes libres y se entiende que el sistema adicional estaría conformado por todas las instalaciones restantes.

1.1. *Sistema Troncal*

El proyecto de ley dispone que la autoridad determinará cuáles son los sistemas troncales,

por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo un estudio sobre la Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal. Para lo cual se crea un Comité de Planificación integrado por representantes de las empresas eléctricas, de los consumidores y de la CNE. Este Comité contratará este estudio de "Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal" cada 4 años, que determinará las obras a incorporar al Sistema Troncal y valorizará los tramos de este (considerando el valor de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración).

El estudio lo desarrolla una empresa independiente precalificada. El informe técnico que resulte es sometido a audiencia pública y observaciones de los agentes. El Ministerio de Economía es quien mediante decreto dispone las obras a ejecutar.

Se establece que este plan de desarrollo es obligatorio para los transmisores. Si por alguna razón los propietarios correspondientes no ejecutaran las obras, estas serían licitadas por la CNE y adjudicadas por el Ministerio. Por otra parte, existirá acceso abierto irrestricto al Sistema Troncal pero con los límites que establezca el CDEC ("cuando exista capacidad técnica de transmisión" el sistema estará abierto).

El costo del Sistema Troncal es pagado 50% por las empresas generadoras y 50% por los usuarios (distribuidores y grandes consumidores) en función de su uso. Es el Reglamento el que determinará el uso de cada agente. No obstante en el caso de generación, el CDEC participa en la determinación de las participaciones de uso.

1.2. *Sistemas de subtransmisión*

Asimismo se precisan las regulaciones y metodologías de cálculo de peajes en sistemas de subtransmisión, los cuales son determinados cada 4 años, con un desfase de 2 años respecto de la tarificación de los Valores Agregados de Distribución.

1.3. *Sistemas adicionales*

En el caso de los sistemas adicionales, los VI y COYM son determinados por los interesados.

1.4. *Interconexión SIC-SING*

El proyecto de ley establece que el estudio de interconexión entre el SIC y SING será parte del Estudio de Expansión y Valorización del Sistema Troncal, y la interconexión formará parte del Sistema Troncal, en consecuencia, será financiada 50% por los usuarios y 50% por los generadores correspondientes. Estos proyectos se llevarían a cabo mediante licitación.

1.5. *Limitaciones en cuanto a la propiedad del Sistema Troncal*

El proyecto establece que las empresas que operan instalaciones en el Sistema Troncal deberán estar organizadas como sociedades anónimas de giro exclusivo.

Por otra parte, establece que ningún generador, distribuidor o gran usuario puede tener individualmente una participación superior al 8% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del ST, y en conjunto, estos agentes no podrán controlar más del 40% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del ST.

II. COMENTARIOS RESPECTO DE LAS NORMAS RELATIVAS AL SISTEMA TRONCAL

II.1. *Definición del Sistema Troncal*

El proyecto no precisa bien la definición de lo que se entiende por Sistema Troncal. Todo el conjunto de líneas existente podría llegar a declararse como parte del Sistema Troncal. Por otra parte, como el costo de transmisión en el Sistema Troncal se paga 50% por los usuarios y 50% por los generadores, existirá presión a incorporar todo como parte del Sistema Troncal. De esa manera, el generador se ahorra parte del costo de transmisión.

Adicionalmente, el financiamiento compartido del costo de transmisión produce distorsiones en cuanto a la asignación de recursos y en la

señal de localización de las centrales, lo cual puede derivar en una composición del parque generador que no es óptima. Así una central, ubicada en un lugar específico, que en otras condiciones no era rentable, puede serlo gracias a que el costo de transmisión es compartido.

Una manera de acotar la definición de Sistema Troncal es precisar que solo formarán parte de este aquellos tramos en los que exista transmisión bidireccional.

El carácter de bidireccional justificaría que el costo de transmisión no sea atribuible a un generador o consumidor en particular. Podría definirse que se entiende que es transmisión bidireccional cuando las transmisiones se efectúan más del 20% del tiempo en sentidos encontrados.

Esta definición dejaría fuera del sistema troncal el SING (por ser unidireccional) y las centrales hidroeléctricas ubicadas en Aysén, extremo sur del país, así como aquellas líneas de conexión específicas.

II.2. *Comités de Planificación*

Parece injustificado que el desarrollo del sector de transmisión se base en las decisiones de un "Comité de Planificación". Esto involucra una centralización de resoluciones que puede tener altos costos frente a la alternativa de contar con un mecanismo institucional que lleve a que sea el sector privado el que tome las decisiones de inversión en base a las señales de precio.

Además, será difícil que las empresas generadoras se pongan de acuerdo. Las visiones de cada una respecto de la expansión del sistema y la transmisión requerida serán distintas. Por otra parte, estos comités favorecen la posición de un generador, haciendo que todos paguen el costo que implica su proyecto.

Por ello se puede proponer que en lugar de ese Comité, existan reglas claras, simples y objetivas, como por ejemplo:

- Todos los generadores tienen derecho a interconectarse, sin restricción alguna.
- Todas las obras de menor costo que evitan la congestión deberán efectuarse, salvo que la mayoría de los generadores involucrados (2/3 MW conectados al tramo) se oponga.

Una alternativa a explorar para solucionar los problemas de congestión es la introducción de derechos de transmisión transables entre las firmas que utilizan el servicio. De esta manera, será el mercado quien determine, en base al sistema de precios, qué firma hace uso del sistema de transmisión cuando hay congestión.

II.3. Interconexión SING-SIC e incorporación del SING al Sistema Troncal

La interconexión se justificaría por un exceso de capacidad instalada en el norte y un SIC ajustado. Si se interconecta el SING-SIC y se incorpora al Sistema Troncal, el financiamiento de la interconexión será pagado 50% por los generadores del sur. Es decir, los del sur ayudarían a hacer rentable la sobreinversión existente en el norte. Sin embargo, para ellos puede ser más rentable que no exista interconexión y que se creen más centrales térmicas cerca de Santiago. Por lo que dar en la ley una solución de interconexión no es lo más adecuado.

II.4. Restricciones de propiedad

La Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva Antimonopolio, que analiza los efectos en la libre competencia de la integración vertical existente, en ese entonces, en el mercado de energía eléctrica establece que "la actual estructura de propiedad que presentan las empresas dominantes, no es un factor relevante y determinante que, por sí solo, afecte la competencia, o que tienda a ello, en tanto se asegure en la legislación la libre entrada a la actividad y condiciones homogéneas para todos los participantes respecto a los segmentos todavía no competitivos del mercado".

Dado lo anterior, la Comisión Resolutiva no establece restricciones de dominio. Las restricciones a la propiedad propuestas en el proyecto de ley generan barreras a la entrada a los mercados y van a distorsionar el funcionamiento de este, porque se afecta la competencia del sector.

Es así como si una empresa distribuidora cumple con su 8% de participación, pero entra otra empresa generadora con un proyecto a formar parte del sistema troncal y ello significa sobrepasar el 40% que pueden tener en conjunto las empresas generadoras, distribuidoras y grandes clientes, entonces se obliga a la distribuidora a ajustarse y vender parte de su propiedad, en el plazo de un año. Lo anterior equivale a una forma de expropiar, pero no se indica el precio ni las condiciones de dicho ajuste. En los términos planteados esta norma puede ser calificada como inconstitucional, según se señaló en el punto 2 de las implicancias constitucionales.

Por otra parte hay aspectos poco claros; por ejemplo, según el proyecto, ninguna empresa distribuidora, generadora o cliente libre podrá tener individualmente más del 8% del capital total de las propietarias u operadoras del ST, entonces ¿qué sucede si una tiene el 8% en 6

de esas empresas, es decir, acumula el 48%? Según el proyecto de ley ello no estaría prohibido.

A este respecto cabe señalar que si lo que se quiere evitar es la integración vertical, debe precisarse que esta forma de organizarse no siempre es dañina para la sociedad, y puede incluso ser beneficiosa si la empresa aprovecha las economías de escala y ámbito; por lo tanto no sería dañina para la sociedad si la integración vertical se da en sectores con tarifas reguladas, donde existe libre entrada.

2. TARIFICACIÓN SISTEMAS MEDIANOS

Se establece un nuevo modelo de precios para sistemas eléctricos intermedios (Aysén-Coyhaique y Magallanes). La nueva metodología se basa en el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

2.1. Comentarios:

Esta modificación no parece adecuada. No es conveniente para el sistema cambiar el mecanismo de tarificación para el Valor Agregado de Distribución, que considera una empresa modelo eficiente y se basa en los costos marginales de largo plazo, por un método que introduce los conceptos de costos incrementales de desarrollo (corresponden a los costos medios de expandir el sistema en el largo plazo).

El argumento del Ejecutivo para introducir este cambio, se basa en que en estos sistemas pequeños existe indivisibilidad de las tres actividades: generación, transmisión y distribución. Dado lo cual los proyectos de generación hidroeléctrica de pasada de 20 MW serían poco rentables y afectarían el precio nudo hacia abajo, lo cual justificaría el cambio planteado.

Frente a ello cabe insistir que la propuesta es perjudicial. En efecto, los nuevos conceptos propuestos quedan sujetos a interpretaciones discrecionales, exigen una centralización y planificación de decisiones e involucran una eventual pérdida de objetividad. Adicionalmente, se introduce un cambio en la tarificación del valor agregado de distribución cuando el problema descrito solo se presenta en el área de generación.

Por otra parte, no se justifica el cambio propuesto por ser sistemas chicos, ya que el VAD opera en redes de distribución de menor tamaño que forman parte del SIC.

Además, esta modificación puede constituir un mal precedente, ya que podrían querer hacer extensivo este sistema de tarificación a sistemas de distribución de mayor tamaño, como el SIC.

Finalmente, aplicar el sistema de tarificación de costo incremental de desarrollo en generación, no se justifica para el sistema de Magallanes, que opera básicamente por gas (no existe el problema de indivisibilidad descrito). Han existido ciertas dificultades en Aysén, pero su solución no justifica el cambio propuesto.

3. MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Mediante el proyecto se reconoce la existencia legal de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía y potencia. Los productos transables y su forma de remuneración serán determinados vía reglamento.

Adicionalmente, se reconoce en la ley la existencia del precio nudo de potencia, cuya fórmula de determinación estará especificada en el Reglamento, para las transferencias de potencia firme (se entiende por potencia firme lo que cada generador puede garantizar).

3.1. Comentarios:

Es positivo que se reconozca en la ley la existencia de un mercado de servicios adicionales, debido a que este permite operar con menores probabilidades de corte y mejor calidad de servicio. El segundo cambio es un reconocimiento legal a la existencia del precio de potencia firme que hasta ahora solo era materia de reglamento, lo cual otorga mayor seguridad jurídica. No obstante, debiera ser materia de ley, y no solo de reglamento, la fórmula que se utilizará para determinar el precio de potencia firme y la fórmula de remuneración de los servicios complementarios.

4. AUTORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE CONCESIONES

Se precisan en el proyecto las condiciones mediante las cuales se autorizarán las transferencias de concesiones entre empresas que operan en el segmento de distribución, indicándose el alcance en tarifas producto de estas decisiones. (Debe ser autorizada por el MINECON, con el conocimiento de CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo informe de la CNE sobre la forma en que se afectarían o no se afectarían las tarifas). La idea es que la transacción no afecte las tarifas de los consumidores.

En la actualidad las transferencias también están sometidas a autorización (del Ministerio del Interior o de la Superintendencia). El pro-

yecto viene a precisar para qué se exige autorización: para evitar que se eleven las tarifas.

4.1. Comentarios:

La razón que subyace en esta norma es evitar que un concesionario en cuya zona de concesión coexisten sectores más rentables con otros menos rentables, enajene los sectores menos rentables (tomados en cuenta para la fijación de la tarifa común en su zona), de manera de conservar, luego de la enajenación, los sectores que le son mejor remunerados. El adquirente, entonces, concesionario de un sector menor rentable, presionaría el alza de la tarifa para hacer rentable (o más rentable) su inversión.

Ello, sin embargo, supone encontrar un comprador que adquiera el sector menos rentable de la zona de concesión, el cual, si existe, considerará esa circunstancia en el precio que le va a ofrecer al vendedor.

Por lo tanto, la transferencia parcial o total de la concesión debe ser una actividad libre, pues si ello afecta a las tarifas o no, se verá reflejado en el precio de compra de la transferencia parcial o total de la concesión y el cambio en las tarifas debiera verse explícitamente reconocido en la siguiente fijación tarifaria cuando se cumpla el respectivo cuatrienio.

5. REDUCCIÓN DE LA BANDA DE PRECIOS LIBRES PARA LA FIJACIÓN DEL PRECIO DE NUDO

Se propone reducir la banda de precios libres de $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$ para la fijación del precio nudo.

5.1. Comentarios:

Cambio positivo que aumenta la estabilidad del precio de nudo, y lo acerca a los valores de contratos de largo plazo del mercado libre.

6. FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN POR LA AUTORIDAD REGULADORA

Se establece la facultad de la autoridad (Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía) de fijar peajes de distribución sobre la base de los Valores Agregados de Distribución calculados en cada fijación de distribución (cada cuatro años).

6.1. Comentarios:

Se trata de una propuesta positiva, ya que abre espacio para una mayor competencia en el

suministro a clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión de las distribuidoras.

7. EN CONCLUSIÓN

A pesar de tener elementos positivos, el proyecto incorpora aspectos negativos, como la mayor planificación central en lo que dice relación con el Sistema Troncal y cómo este se expande, qué se incorpora como Sistema Troncal, las restricciones a la propiedad que se establecen, entre otros.

Asimismo, cambiar el sistema actual de tarificación de la distribución para los sistemas medianos que se basa en la operación de una empresa modelo sobre la base de los costos marginales de producción, por un sistema basado en costos incrementales de desarrollo significa incorporar mayores arbitrariedades en la toma de decisiones y es un mal precedente para la regulación de otros sistemas de distribución de energía eléctrica del país.

D. PROPUESTAS RELEVANTES Y NO INCORPORADAS POR LA LEY CORTA

Finalmente, existe una serie de elementos que son muy relevantes para el mejor funcionamiento del mercado eléctrico en nuestro país y que no han sido incorporados por la ley corta.

1. DESREGULAR EL PRECIO DE NUDO

La razón para regular estos precios es más bien histórica, deriva de cuando se efectuó la reforma del sector y se introdujo el concepto de costo marginal. En ese entonces la estructura de propiedad en generación eléctrica era más bien monopólica y por ese motivo la autoridad de la época no estimó conveniente liberalizar los precios de la energía destinada al suministro de distribución eléctrica porque no se daban las condiciones de competencia. En la actualidad se dan esas condiciones, de hecho, la generación de energía eléctrica opera como un mercado razonablemente competitivo.

Período de transición. Para llevar a cabo lo anterior, se podría aplicar una estrategia de desregulación del precio de nudo que preserve la transparencia en la contratación de los suministros por la distribuidoras en los procesos de licitación competitiva. Así, se podría autorizar la contratación a precio libre, por las necesidades de aumentos de contratos respecto de los vigentes, y por la renovación de estos últimos a su término. Los precios libres, obtenidos en licita-

ciones competitivas, serían reconocidos en el precio promedio de compra que las distribuidoras estarían autorizadas a trasladar a público. El precio de nudo se mantendría para ser aplicado a los precios de los contratos vigentes, durante el período que dure la transición.

2. DISMINUIR EL LÍMITE DE CONSUMO PARA SER CONSIDERADO CLIENTE LIBRE

Se propone disminuir paulatinamente el límite de consumo para ser considerado cliente no regulado. Actualmente el límite es de 2.000 KW. La propuesta consiste en bajarlo a 500 KW y en el mediano plazo a 100 KW.

3. SOLUCIONAR EL PROBLEMA DE CASOS FORTUITOS O FUERZA MAYOR

Se requiere buscar una solución eficiente a los problemas de desabastecimiento producto de casos fortuitos o de fuerza mayor. Ello con el fin de que se generen los incentivos correctos tanto para la transferencia de energía de los autoproductores como para el mayor ahorro de consumo por parte de los clientes regulados, en casos de desabastecimiento. Este problema se soluciona si se desregulan los precios de nudo.

En la actualidad, para solucionar problemas de escasez del recurso, la ley solo cuenta con mecanismos de racionamiento del servicio. Se propone introducir aquellos elementos que permiten mejorar la normativa que regula el sector eléctrico para que el ajuste frente a un problema de escasez del recurso agua, lo cual afecta la operación de las centrales hidroeléctricas, se realice preferentemente por el mercado, pero priorizando el suministro a sectores residenciales de bajos ingresos.

De esta manera, se propone incentivar el intercambio de cuotas de consumo entre grandes clientes (clientes controlables), y también incentivar el ahorro sin corte para los clientes pequeños. De esta manera se propone que a los clientes que disminuyan su consumo se les pagará íntegramente la compensación establecida por kilowatt/hora. Para ello, a los consumidores regulados que aumenten su consumo se les aplicará el costo de falla como precio a pagar. Este sistema de premio al ahorro y castigo al consumo mejora la asignación de recursos de los clientes regulados. Para los clientes residenciales de consumo muy bajo, que puede caracterizarse como básico, como por ejemplo unos 50 kWh, se propone excluirlos de la aplicación del costo de falla si aumentan su consumo en un rango razonable (por ejemplo 10%), pero sí se les premiaría el ahorro.

4. AGILIZAR Y ELIMINAR LAS BARRERAS DE ENTRADA MEDIOAMBIENTALES

Es importante no entorpecer la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica. Para ello es fundamental avanzar en eliminar las barreras medioambientales que existen en la actualidad, que retrasan y dificultan la entrada de nuevos proyectos.

5. INDEPENDIZAR LOS CDEC

La actual conformación de los CDEC tiende a verse como un club de generadores, con poca transparencia en su operación. Por otra parte los conflictos entre sus integrantes han crecido exponencialmente. La propuesta es abrir los centros de coordinación de la operación de los sistemas eléctricos, conocidos como CDEC, actualmente operados solo por generadores y transmisores, a la participación de distribuidores, comercializadores y grandes clientes, y modernizar sus reglas para hacer más transparente el mercado mayorista de electricidad.