

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: UNA MODIFICACIÓN SUSTANCIAL

- El proyecto de ley de transmisión eléctrica modifica sustantivamente la regulación del sistema, incluyendo adecuaciones en materias de planificación, polos de desarrollo, emplazamiento y trazado y remuneración de la transmisión. Además crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, con nuevas y mayores atribuciones.
- Se trata de un proyecto bien orientado en términos generales, que ha contado con la adecuada asesoría técnica y altos niveles de participación. No obstante, hay una serie de aspectos que pudieran mejorarse en el transcurso de la tramitación del proyecto.

PRINCIPIO LYD:

Regulación eficiente.

En agosto de 2015 el Ejecutivo ingresó al Congreso un proyecto de ley que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional¹. Se trata de una modificación sustantiva a la regulación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, que comprende adecuaciones en materias de planificación, polos de desarrollo, emplazamiento y trazado y remuneración de la transmisión. Además crea el mencionado organismo coordinador, con nuevas y mayores atribuciones.

Lo anterior busca dar solución a una serie de problemas que han surgido en los últimos años que han dificultado la expansión o crecimiento de la transmisión eléctrica. Entre éstos, se cuenta la insuficiente participación ciudadana, la falta de coordinación para aprovechar eficientemente el uso del territorio y la complejidad inherente al sistema de remuneración de la infraestructura. A lo anterior se suman, de acuerdo al Ejecutivo, la necesidad de incorporar holguras en el diseño de la red, garantizar el acceso abierto, dar mayor certeza para la concreción de ampliaciones de transmisión y aumentar el horizonte de planificación. El proyecto de ley busca además, otorgar un rol más protagónico al Estado, tanto en la planificación energética de largo plazo como en materia de atribuciones de los órganos sectoriales, en línea con la tendencia general de la regulación energética promovida por la actual administración.

Los objetivos centrales del proyecto se resumen en:

- i. Favorecer un mercado más competitivo.
- ii. Planificar con perspectiva de largo plazo.
- iii. Mejorar estándares de seguridad y calidad del servicio y compensar a usuarios frente a indisponibilidades.
- iv. Robustecer e independizar al coordinador del sistema.
- v. Incorporar al Estado en la definición de trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión.

EJES PRINCIPALES DEL PROYECTO DE LEY

1. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Se crea un nuevo organismo independiente, sin fines de lucro, ad hoc y dotado de personalidad jurídica propia. Tendrá como base las funciones de los actuales Centros De Despacho Económico de Carga (CDEC), además de nuevas atribuciones y obligaciones, como generar procedimientos técnicos, garantizar el acceso abierto, colaborar con las autoridades correspondientes en el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico, cumplir con estándares de transparencia en el manejo de la información, coordinar las interconexiones eléctricas internacionales y determinar compensaciones por incumplimiento de estándares normativos.

Se propone un Consejo Directivo para el Coordinador compuesto por 7 miembros, elegidos por un Comité Especial de Nominaciones, mediante concurso público. El presupuesto del Coordinador sería cubierto por un cargo de servicio público, financiado por los clientes libres y regulados.

2. Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

Se redefinen los sistemas de transmisión, distinguiendo el sistema de transmisión Nacional (actual Troncal), Zonal (Subtransmisión) y Dedicado (Adicional). También se definen Polos de Desarrollo y se reconocen los sistemas de Interconexión Internacional.

El proyecto establece una planificación energética quinquenal a 30 años a cargo del Ministerio de Energía y extiende la actual planificación anual de la transmisión troncal, liderada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a todo el sistema de transmisión, con expansiones vinculantes y considerando un horizonte de 20 años. Se establecen además, nuevos criterios para la planificación: la minimización de riesgo en el abastecimiento; la promoción de la competencia; la eficiencia económica de las instalaciones y las holguras necesarias.

3. Polos de Desarrollo

El proyecto formaliza la existencia de zonas de alto potencial de generación (identificados por el Ministerio de Energía) cuyo aprovechamiento utiliza un único sistema de transmisión. La solución de transmisión responde a dos tipos de iniciativas -potenciadas y públicas- y tiene por objeto minimizar el impacto territorial, social y ambiental de su explotación. El costo transitorio de los desarrollos incrementales de dichas redes sería financiado por los consumidores finales hasta que sean utilizados por la generación.

4. Definición de Trazados

El Estado tendría una participación activa en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, debiendo escoger entre las alternativas de franjas la que mejor responda a las exigencias ambientales, económicas y sociales. Este trazado quedaría sometido a una evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. El adjudicatario de la licitación para desarrollar el proyecto tendría que definir el trazado sobre esta franja, tramitar la resolución de calificación ambiental respectiva y negociar las indemnizaciones.

5. Acceso Abierto

Se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión, sin afectar el destino original del uso de la capacidad de transmisión -en instalaciones de transmisión dedicada- pero permitiendo el uso temporal de las holguras disponibles en el sistema.

6. Remuneración del Sistema

Se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un sólo proceso y se extiende la garantía del retorno de las inversiones eficientes a 20 años. En el proceso de valoración se admitiría la participación de usuarios e instituciones interesadas, con instancias de participación ciudadana y esquemas de resolución de conflictos ante al Panel de Expertos. La valoración anual de instalaciones de transmisión (Nacional, Zonal, para Polos de Desarrollo y Dedicada para la parte financiada por clientes regulados) se determinaría por la CNE cada 4 años. La vida útil se establecería cada tres períodos tarifarios y la tasa de descuento será variable. Se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, lo que se denomina “estampillado”, asignándola directamente a los clientes finales.

7. Desarrollo Normativo, Regulación, Seguridad y Calidad de Servicio

El proyecto busca actualizar parte de la normativa vigente (a través de la conformación de comités técnicos ad-hoc para cada temática normativa y un Comité Central), definir responsabilidades (CNE, Coordinador, Panel de Expertos), mejorar la fiscalización, consagrar los principios de seguridad y calidad de servicios y establecer un sistema de compensaciones a usuarios finales que hayan sido afectados por indisponibilidad de suministro o de instalaciones.

PERFECCIONAMIENTOS POSIBLES

El proyecto de ley introduce importantes cambios a la regulación vigente, los que si bien pueden levantar algún grado de controversia o ameritar perfeccionamiento, han sido bien estudiados. Lo anterior fue posible gracias a un prolongado trabajo liderado por expertos de la Pontificia Universidad Católica de Chile, quienes a su vez, realizaron un amplio proceso participativo para recoger propuestas de mejoramiento a la ley actual.

Existen, sin embargo, algunos aspectos que deberán ser abordados durante la tramitación del proyecto de ley, puesto que podrían resultar onerosos para el sistema eléctrico o elevar innecesariamente los costos para el desarrollo de las inversiones en el sector. A continuación, se mencionan brevemente algunos de ellos.

a) **Procedimientos Técnicos del Coordinador:** el proyecto admite que la CNE solicite al coordinador en cualquier oportunidad modificar los procedimientos establecidos, incluso habiendo completado el proceso de observaciones y estando fallados por el Panel. Lo anterior podría resultar arbitrario e introducir incertidumbre. En esta materia cabe, por tanto, discutir cuál es el ámbito de acción del Panel de Expertos puesto que sus resoluciones son de carácter técnico-legal. La CNE pudiera querer dejar un espacio para introducir modificaciones en materias que no competen al Panel o que ameritan una revisión superior en el sistema jurídico. Cualquiera sea el caso, es necesario precisar en el proyecto el alcance de dichas modificaciones.

b) **Compensaciones por Incumplimiento de los estándares normativos de disponibilidad:** se establece que eventos de indisponibilidad de suministro o de instalaciones deberán ser informados por el Coordinador a la SEC para que ésta establezca compensaciones por eventoⁱⁱ. Cabe señalar que las multas así aplicadas podrían resultar desproporcionadas, lo que exige establecer topes máximos que eviten una posible quiebra de la empresa. Además se debe aclarar la base de aplicación de la multaⁱⁱⁱ. Existe, a su vez, un riesgo de superposición con las multas del

SERNAC que debe ser aclarado, idealmente dejando su determinación en manos del órgano especializado.

La declaración de polos de desarrollo debiera condicionarse a algún estado de avance y propiedad atomizada de los proyectos, como en el proyecto de carretera eléctrica.

c) **Acceso Abierto en los Sistemas de Transmisión Dedicados:** se establece que los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica, salvo que se contemple su uso con proyectos propios. En este sentido, el acceso estaría limitado a la capacidad disponible, no admitiendo la posibilidad de expansión a costa del solicitante, lo que podría resultar conveniente pues permite que interesados dispuestos a pagar financien la ampliación. Cabría, eso sí, establecer los resguardos necesarios para no afectar la operación de los usuarios de la línea (o las indemnizaciones correspondientes).

d) **Polos de desarrollo:** la declaración de polos de desarrollo debiera condicionarse a algún estado de avance y propiedad atomizada de los proyectos, como en el proyecto de carretera eléctrica^{iv}. Lo anterior evitaría crear “elefantes blancos” con infraestructura que no será utilizada y evitar presiones para planificar líneas de uso privado. Hay que evitar además, que se califique como Polo de Desarrollo cualquier zona donde exista un buen potencial de generación.

e) **Planificación de la Transmisión - líneas dedicadas:** se señala que se planificarán obras de expansión “dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios”. Al respecto, cabe señalar que los sistemas dedicados tienen acceso libre sólo por la capacidad de transmisión excedente. Planificar para expandir cuando se requiere para clientes regulados choca con el criterio general de acceso a capacidad excedente. Debiera buscarse una solución distinta, como cambiar la clasificación de la transmisión dedicada cuando ésta se destine a transportar energía a clientes regulados.

f) **Planificación de la Transmisión - holguras:** debiera explicitarse que las holguras derivan de la planificación bajo incertidumbre y criterios estipulados en el proyecto de ley (que suponen minimizar los riesgos de cambiar de escenario), para evitar que se interprete como un doble cálculo de holguras.

g) **Participación de Usuarios e Instituciones Interesadas:** se admite su participación en el procedimiento de planificación, calificación de instalaciones, determinación de la vida útil de las instalaciones y la valorización de instalaciones, pudiendo presentar observaciones y discrepar ante el Panel de Expertos. Esta participación debiera acotarse a la entrega de antecedentes y eventualmente a su intervención en las

audiencias, no así en la determinación de exigencias que se imponen al regulado (el Panel debiera dirimir entre posición del regulado y del regulador).

h) **Remuneración de la Transmisión:** establece un cargo único por uso dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal. Lo anterior, introduce un mecanismo de transmisión conocido como “estampillado”, lo cual simplifica el sistema pero a su vez elimina las señales de localización eficiente. Ahora bien, en el caso del sistema nacional (ex troncal) la señal de localización ha perdido mucha fuerza, pues el precio del mercado determinado por centrales térmicas (que es el que determina la mayor o menor lejanía de las demás centrales) queda repartido a lo largo del sistema en los lugares en que es factible instalarlas. En el caso de los sistemas zonales (ex subtransmisión), el pago que hacen los consumidores ya se encuentra estampillado; solamente habría justificación para seguir aplicando señal de localización a centrales que se conectan a estos sistemas zonales. En definitiva es preferible estampillar tanto troncal como zonal, y centrar el esfuerzo en que los sistemas queden bien calificados evitando que se califiquen como nacional o zonal los sistemas dedicados y los polos de desarrollo.

i) **Tasa de descuento:** se determinará por el modelo CAPM^v, no pudiendo ser inferior a 7% después de impuestos. Debiera clarificarse las variables que determinan la tasa antes y después de impuestos, así como incorporar una variación máxima entre fijaciones consecutivas para evitar fluctuaciones excesivas que introduzcan mayor incertidumbre al mercado.

j) **Resolución de discrepancias:** se establece que el Panel de Expertos no podrá pronunciarse respecto de la legalidad de las actuaciones del Coordinador, la CNE o la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), las que están sujetas a los controles de juridicidad establecidos en la legislación vigente. Resulta razonable que el Panel deba ceñirse a la resolución de controversias en materias técnicas y no necesariamente jurídicas, pero entonces también pareciera razonable iniciar la discusión respecto de la necesaria independencia que debiera tener la CNE.

k) **Comité Especial de Nominaciones:** los miembros del Consejo Directivo del Coordinador serán elegidos por este Comité, compuesto por un representante del Ministerio de Energía; uno de la CNE; uno del Consejo de Alta Dirección Pública (ADP); uno del Panel de Expertos; un decano de facultad de ciencias o ingeniería de una universidad del Colegio de Rectores; y uno del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC). Todos los acuerdos se tomarán con el voto favorable de al menos 4 de sus 6 miembros. La conformación de este Comité debiera ser revisada,

puesto que debe garantizarse su autonomía e independencia del gobierno de turno. No parece razonable que el gobierno esté representado por dos miembros (del Ministerio de Energía y de la CNE), ni que el decano elegido deba provenir necesariamente de universidades del Colegio de Rectores. Debiera eliminarse, al menos, al representante de la CNE y dejar una comisión de 5 miembros, manteniendo el quórum de 4 votos favorables.

l) **Dotación Ministerio de Energía:** se incrementa la dotación consignada en la Ley de Presupuestos del Ministerio de Energía en 25 cupos (9 en la Subsecretaría de Energía; 8 en CNE; 8 en SEC), lo que se suma a un importante incremento de personal en este ministerio en el último año. Cabe recordar que la Ley de Presupuestos del 2014 contemplaba un personal de 855 personas, el que aumentó a 978 en la Ley de Presupuestos del 2015, lo que representa un incremento de 14%.

CONCLUSIÓN

El proyecto de ley está bien orientado en términos generales, y los cambios que introduce parecen necesarios para el desarrollo oportuno y eficiente de la infraestructura de transmisión eléctrica. Se trata de un proyecto bien formulado, que ha contado con la adecuada asesoría técnica y altos niveles de participación. No obstante, hay una serie de aspectos que pudieran mejorarse en el transcurso de la tramitación del proyecto.

ⁱ Boletín 10240-08.

ⁱⁱ Corresponden a energía no suministrada durante el evento, valorizado al costo de falla de corta duración definido en la normativa técnica.

ⁱⁱⁱ Es decir, si aplica sobre toda la energía fallada o el exceso sobre el estándar.

^{iv} Entro otros, se exigía que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de la instalación justifique técnica y económicamente su construcción; que para el primer año de operación la capacidad máxima que hará uso de las instalaciones supere el 25% de la capacidad total y que estos proyectos cuenten con la Resolución de Calificación Ambiental aprobada; que la solución de transmisión sea económicamente eficiente; y que los proyectos sean de a lo menos dos personas no relacionadas entre sí.

^v El Modelo de Valoración del Precio de los Activos Financieros o Capital Asset Pricing Model (CAPM) considera el riesgo sistémico de la actividad propia de la empresa en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo del mercado.