

**PROYECTO DE LEY QUE MODIFICA LA LEY
GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS EN
MATERIA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
Y CREA UN ORGANISMO
COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL.**

**XV Jornadas de Derecho de Energía
11.08.15**



ANTECEDENTES

Contexto

Agenda de Energía

Interconexión SING-SIC



Proceso Pre-legislativo de un año

Trabajo Conjunto CNE - PUC

Diagnóstico Participativo

Estudios y Benchmarking (DICTUC-PUC-CNE)

Grupos de Trabajo: Expertos, Industria, Actores

Seminario de Cierre del Proceso



DIAGNÓSTICO - PROBLEMAS

- Alto precio de la energía a usuarios finales
- Tenemos un sistema poco robusto. Esto genera problemas de competencia:
 - Congestión, dificulta conexión de nuevas fuentes de Generación (ej. ERNC)
 - Acceso abierto es limitado
 - Coordinación del sistema no es independiente de los incumbentes
- Sistema poco robusto implica problemas de seguridad (15 horas/año promedio por cliente, de falta de suministro)
- Exigencias sociales y ambientales no incorporadas en el diseño de proyectos / hay dilación en la concreción de proyectos. Nuevos desarrollos carecen de legitimidad en la ciudadanía

OBJETIVOS CENTRALES

- Lograr que la Transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, para bajar los precios de energía a cliente final, libre y regulado.
- Mayor transparencia para consumidores en el pago de la transmisión. Debemos integrar esta «señal regulatoria» en la próxima licitación de bloques de energía (abril de 2016)
- Mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema
- Crear un Coordinador del sistema más robusto e independiente (reforma de los actuales CDEC)
- Dar mayor legitimidad social al proceso de planificación de la transmisión y su emplazamiento.



PRINCIPALES CONTENIDOS DEL PROYECTO DE LEY

RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS A LA LEY ELÉCTRICA

- 1. Se introduce un nuevo Título II BIS: De la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (art. 72-1 a 72-18).**

Este nuevo título tiene por objeto regular los principios que deben regir la coordinación de la operación del sistema eléctrico nacional (interconectado), las principales funciones del Coordinador y obligaciones de los coordinados. La mayoría de las normas contenidas en este título están reguladas actualmente a nivel reglamentario (Reglamento CDEC, DS N°291) o dispersas en la Ley Eléctrica.

- 2. Se reemplaza el actual Título III, por un nuevo Título III: De los Sistemas de Transmisión Eléctrica (art. 73 a 122).**

Este título define desde el punto de vista funcional los distintos sistemas de transmisión, incorporando nuevos segmentos (transmisión para polos de desarrollo, sistemas de interconexión internacional), regula la planificación de ésta, el acceso abierto, el proceso de calificación y valorización de instalaciones, y establece un nuevo mecanismo de remuneración de la transmisión.

3. Se incorpora un nuevo Título VI BIS: Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (art. 212-1 a 212-13).

Este nuevo título tiene por objeto regular - por primera vez con rango legal – la institucionalidad del organismo encargado de la coordinación de la operación del sistema eléctrico. Este organismo, continuador legal de los actuales CDEC, será totalmente independiente de las empresas sujetas a su coordinación.

4. Se modifican normas relativas al Panel de Expertos:

No puede pronunciarse sobre la legalidad de las actuaciones del Coordinador, la CNE y la SEC. Se amplían plazos del procedimiento de discrepancias. Se financia por la demanda.

5. Se establece un Régimen Transitorio para la implementación de la nueva regulación:

- El nuevo Coordinador debe estar constituido y operando el 1° de enero de 2018.
- El nuevo régimen de remuneración de la transmisión (100% por la demanda) se va a ir aplicando paulatinamente hasta estar plenamente vigente el año 2034.

I. De la Coordinación y Operación del Sistema

- Se mantienen los principios que actualmente rigen la coordinación. Respecto al acceso abierto, se amplía su alcance a toda la transmisión (no sólo STT y STx).
- Se definen las empresas sujetas a la coordinación del Coordinador, incluyéndose expresamente a las empresas distribuidoras. Además, deben sujetarse a la coordinación del Coordinador, los sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema.
- Se sujeta a la coordinación del Coordinador los SSMM que cuenten con más de un generador.
- Se establecen estrictas obligaciones a los coordinados relativas a la entrega y calidad de la información, como amplias atribuciones al Coordinador para auditar y verificar la misma.
- Se reconoce con rango legal la función de coordinación del mercado eléctrico (cálculo costos marginales, coordinación y determinación de las transferencias económicas entre coordinados).

I. De la Coordinación y Operación del Sistema

- Se refuerzan las normas relativas a la Seguridad del Sistema:
 - El Coordinador debe exigir el cumplimiento de la normativa técnica y estándar de seguridad.
 - Se establece un mecanismo de compensaciones por evento en caso de indisponibilidad de suministro o de instalaciones, según corresponda. Este procedimiento modifica al actual sistema de compensaciones regulado en la ley 18.410 de la SEC, estableciendo un procedimiento más expedito que incorpora por primera vez compensaciones por indisponibilidad de instalaciones.
- Los SSCC son definidos por la CNE, sobre la base de una propuesta del Coordinador. La valorización de estos servicios podrá ser determinada mediante estudios de costos eficientes o como resultado de licitaciones de prestación de servicios, dependiendo de la naturaleza de los mismos y las condiciones de mercado observadas.
- Se regulan las etapas y exigencias previas a la entrada en operación de las instalaciones (declaración en construcción, puesta en servicio, certificación), como para su retiro y desconexión.

II. Coordinador Independiente del Sistema

➤ Se crea por Ley:

- Un organismo técnico e independiente ad-hoc.
- Sin fines de lucro y de duración indefinida.
- Dotado de personalidad jurídica propia (corporación autónoma de derecho público).
- No forma parte de la Administración del Estado. Sin embargo, se le aplican las normas sobre delito de los empleados públicos. (art.260 CP).

➤ Administración y Dirección del Coordinador:

- Estará a cargo de un Consejo Directivo compuesto por 7 consejeros elegidos por un Comité Especial de Nominaciones, mediante concurso público.
- Los consejeros durarán 4 años en su cargo, con reelección y renovación parcial cada dos años. Se establecen causales de remoción. El cargo de consejero es de dedicación exclusiva y está sujeto a una serie de incompatibilidades e inhabilidades.

II. Coordinador Independiente del Sistema

- Comité Especial de Nominaciones: Min. Energía, CNE, TDLC, Panel de Expertos, Consejo de Alta Dirección Pública, Decano universidad Consejo de Rectores.
 - Además, el Coordinador contará con un Director Ejecutivo.
- **El Coordinador será financiado por la demanda** (clientes finales libres y regulados), a través de un cargo de servicio público.
- **Principales Funciones:**
- Este organismo tendrá como base las funciones de los actuales CDEC: coordinación de la operación y de las transferencias económicas entre empresas coordinadas.
 - Se establecen nuevas funciones, dentro de las que destacan la colaboración que deberá tener con las autoridades correspondientes en el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico y de la cadena de pagos, y un exigente estándar de transparencia en el manejo de la información.

III. De los Sistemas de Trasmisión

1. Definición funcional de los Sistemas de Tx y Sistemas para Polos de Desarrollo de Generación.

- **Sistema de Transmisión Nacional (actual STT):** aquel que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda eléctrica bajo diversos escenarios.
- **Sistema de Transmisión Zonal (actual STx):** aquel cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio de su uso por parte de clientes libres y generación.
- **Sistema de Transmisión Dedicados (actual STA):** aquel cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes libres o la inyección de centrales generadora, sin perjuicio de su uso por parte de clientes regulados.
- **Sistema de Interconexión Internacional:** aquel que facilita la exportación o importación de energía eléctrica desde o hacia el territorio nacional.
- **Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo (hoy no existen):** aquel que permite transportar la energía producida por medios de generación ubicados en polos de desarrollo hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

III. De los Sistemas de Transmisión

2. Planificación Energética de Largo Plazo:

- Nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años. Dicho proceso debe entregar los lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo del consumo y de la oferta de energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro, y la identificación de los polos de desarrollo.
- Esta planificación contempla etapas de participación ciudadana.

3. Planificación de la Transmisión:

- Proceso anual de planificación de la transmisión a cargo de la CNE, con expansiones vinculantes (nacional, zonal, para polos de desarrollo, interconexión internacionales y dedicadas utilizadas por distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados, según corresponda), considerando un horizonte al menos de 20 años.
- Se establecen nuevos criterios para efectuar la planificación y la necesidad de considerar holguras.

III. De los Sistemas de Transmisión

4. Definición de trazados para Obras Nuevas de Transmisión.

- Se contempla un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja, para determinados trazados de transmisión eléctrica, por parte del Ministerio de Energía, que será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

5. Acceso Abierto:

- Se extiende el alcance de acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión, cuyos propietarios no pueden negar su uso por razones de capacidad, salvo las instalaciones dedicadas. Para este último caso, se establece que deben permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin afectar el destino original del uso de las capacidades de transmisión, pero permitiendo el uso temporal de las holguras disponibles en el sistema.
- Le corresponde al Coordinador autorizar las conexiones a los sistemas de transmisión, garantizar el acceso abierto (establecer dónde se realizarán los seccionamientos, ver las soluciones técnicas de conexión; etc.) y determinar la capacidad técnica disponible en sistemas dedicados.

III. De los Sistemas de Transmisión

6. Calificación y Tarificación de la Transmisión:

- Se establece un procedimiento cuatrienal común para la calificación de todas las instalaciones de Tx a cargo de la CNE, con instancia de Panel de Expertos.
- Posteriormente se inicia un proceso cuatrienal de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados para el abastecimiento de clientes regulados. Este proceso contempla la realización de uno o más estudios de valorización de la instalaciones, supervisado por un Comité, e instancias de observaciones y Panel de Expertos.

7. Nuevo mecanismo de Remuneración:

- El proyecto de ley transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales, a través de un cargo en su cuenta final. De este modo, se asegura que el costo de la transmisión eléctrica sea remunerado sin los riesgos de sobrecostos y fortaleciendo el escenario de competencia en generación.

III. De los Sistemas de Transmisión

8. Nueva tasa de descuento para la valorización de instalaciones de Transmisión

- El proyecto de ley establece que la tasa de descuento que deberá utilizarse, para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión, será calculada por la Comisión cada cuatro años (actualmente es de un 10%).
- Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado.
- En todo caso la tasa de descuento no podrá ser inferior al 7%.

FIN