



# Antecedentes para la discusión del Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transición energética y que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad (Boletín N° 16.078-08)

## Autor

Pablo Morales P.  
Email: [pmorales@bcn.cl](mailto:pmorales@bcn.cl)  
Tel.: (56) 32 226 3196

N° SUP: 140.329

## Resumen

Según lo solicitado por el requirente, en el presente informe se entregan antecedentes para la discusión del Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transición energética y que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad (Boletín N° 16.078-08), en particular en lo que se refiere a las medidas que tendrían impacto económico en los usuarios de energía eléctrica.

Adicionalmente, se aborda la experiencia comparada en lo que se refiere a tarificación y distribución de costos de la transmisión eléctrica, poniendo el foco en la manera en que los cargos o tarifas se distribuyen entre los distintos actores del mercado eléctrico y en los instrumentos utilizados para financiar la ampliación del sistema de transmisión y mitigar el riesgo asociado con las congestiones y desacoples en la red de transmisión eléctrica.

## Tabla de contenido

I.	Introducción.....	2
II.	Medidas del Proyecto de Ley que tendrían impacto económico en los usuarios de energía eléctrica .....	2
III.	Mecanismos de Tarificación y distribución de costos de la transmisión eléctrica en la experiencia comparada.....	5
1.	Nueva Zelanda.....	5
2.	Alemania.....	5
3.	Australia.....	6
4.	Estados Unidos: PJM Interconnection.....	7
5.	Uruguay .....	8
6.	España.....	9
7.	China.....	10
	Referencias .....	11

## I. Introducción

El proyecto de Ley actualmente en tramitación en el Senado consiste en la incorporación de modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.

Según el Ejecutivo, con esta iniciativa se busca acelerar la participación de las energías renovables y limpias en la matriz eléctrica nacional, mediante un mayor despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica y, así, habilitar el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales establecidas en la Ley Marco de Cambio Climático.

Principalmente con el proyecto de ley se apunta a<sup>1</sup>:

1. Entregar de manera expresa señales respecto del desarrollo de la transmisión para el cumplimiento de las metas de carbono neutralidad que al mismo tiempo propenda al desarrollo territorial de las regiones y polos de desarrollo de generación.
2. Asignar el riesgo tanto de los procesos de licitación como del desarrollo de la obra a aquellos agentes con mejor posición para gestionarlos, esto es, en los propietarios de la obra que se amplía.
3. Promover la competencia y la entrada de nuevos participantes en los distintos segmentos del sector eléctrico, de tal manera que la regulación se encuentre acorde a las características del mercado.

## II. Medidas del Proyecto de Ley que tendrían impacto económico en los usuarios de energía eléctrica

Desde el punto de vista económico el proyecto de ley (PdL) contempla las siguientes medidas que tendrían impacto directo en los usuarios de energía eléctrica:

### 1. Reasignación de ingresos tarifarios extraordinarios (a través de modificación al Art. 114 Bis y art. 2 transitorio del PdL en tramitación)

El Proyecto de ley en tramitación (Boletín N° 16.078-08) plantea en sus contenidos que “teniendo presente los desafíos propios de un proceso de transición energética, es necesario establecer condiciones permanentes que permitan actuar frente a situaciones de estrés del sistema eléctrico, por lo que se establece una redefinición al mecanismo de reasignación de ingresos tarifarios existente en la legislación vigente”<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Disponible en:

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/informe\\_de\\_impacto\\_regulatorio\\_pdl\\_transicion\\_energetica.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/informe_de_impacto_regulatorio_pdl_transicion_energetica.pdf) (Diciembre 2023)

<sup>2</sup> Disponible:

[https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodoc=mensaje\\_mocion](https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodoc=mensaje_mocion) (Diciembre 2023)

En la actualidad, el artículo 114° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone la reasignación de ingresos tarifarios para casos puntuales de retraso en la entrada en operación de obras de transmisión. Al respecto, el proyecto de ley actualmente en tramitación “incorpora una nueva hipótesis de reasignación de ingresos tarifarios para poder responder a situaciones sistémicas de distinta índole que generen rentas por congestión o ingresos tarifarios extraordinarios del sistema de transmisión nacional, producidas por la diferencia pronunciada entre los costos de retiro de energía y el pago de las inyecciones de energía en distintas subestaciones de la red, como parte del mercado de corto plazo del sistema eléctrico”<sup>3</sup>.

En lo concreto, según el PdL en tramitación “esta medida permitirá reasignar ingresos tarifarios de carácter extraordinarios, que superen de manera importante los niveles de ingresos tarifarios promedio, a suministradores que presenten balances negativos y que se encuentren afectados a restricciones de carácter espacial y no temporal. Es decir, restricciones que se den cuando, de manera simultánea, exista un diferencial relevante entre los precios de inyección y de retiro en el sistema eléctrico. La modificación establecerá un umbral de ingresos tarifarios mínimos que, una vez sobrepasado, dará a los ingresos tarifarios la calidad de extraordinarios. Esto permitirá que cada suministrador afectado reciba un monto calculado como la diferencia de precios a devolver multiplicado por la cantidad a devolver, lo que será determinado con datos reales en base horaria. De esta manera, los riesgos compartidos permitirán continuar promoviendo contratos de energía con suministradores a un precio más costo efectivo para los usuarios”<sup>4</sup>.

## **2. Realización de una licitación pública e internacional de infraestructura de sistemas de almacenamiento de gran escala ( Artículo 9 transitorio del PdL)**

De acuerdo con lo indicado en el PdL actualmente en tramitación, con el objetivo de continuar avanzando en el proceso de transición energética y en las respectivas inversiones requeridas para concretar el proceso de descarbonización de la economía nacional “se licitará infraestructura de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, permitiendo movilizar una inversión cercana a los dos mil millones de dólares, que logre entrar en operación en el sistema eléctrico antes del 2026”<sup>5</sup>.

Con este objetivo, la CNE determinará una capacidad de infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía requerida por el Sistema Eléctrico Nacional y deberá realizar una licitación pública e internacional de infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía<sup>6</sup>.

El oferente adjudicado tendrá derecho a percibir por la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía solamente un pago anual que será remunerado por el período que se establezca en las bases de licitación, el que no podrá ser superior a 15 años, contados desde la entrada en operación de la respectiva infraestructura. Dicha

---

<sup>3</sup> Disponible:

[https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodoc=mensaje\\_mocion](https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodoc=mensaje_mocion) (Diciembre 2023)

<sup>4</sup> *Ibíd.*

<sup>5</sup> *Ibíd.*

<sup>6</sup> *Ibíd.*

remuneración será financiada por la totalidad de los usuarios finales a través de un cargo de Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento, el cual será incorporado al cargo único al que hace referencia el artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>7</sup>.

### **3. Mayores costos de transmisión y mayor presupuesto para el Coordinador Eléctrico nacional (CEN)**

En lo que se refiere a mayores costos de transmisión, según lo planteado por la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (Acenor) en presentación realizada en la Comisión de Minería y Energía del Senado, en el PdL<sup>8</sup>:

- Se incluye el desarrollo de obras de transmisión por motivos estratégicos y reconversión productiva (Art. 83 y siguientes)
- Aplicación de nuevos criterios de resiliencia del sistema eléctrico (Art. 87)
- Obras de transmisión necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión (Art. 91 ter)
- Revisión del valor de inversión adjudicado en obras de ampliación (Art. 99)

En lo que se refiere al mayor presupuesto para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), según Acenor (2023) en el PdL se establece que:

- Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador podrá disponer de recursos permanentes para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética. (Art. 72-13)
- Será deber del Coordinador realizar un análisis de factibilidad, constructibilidad y plazos de construcción de las obras de ampliación de la transmisión (Art. 91 bis).

Respecto a lo anterior, cabe destacar que cada año el Coordinador prepara un presupuesto para el año siguiente, el que debe ser revisado y aprobado por la Comisión Nacional de Energía. A partir del año 2018, ese presupuesto se financia por medio del "cargo de servicio público" que se incorpora a las cuentas de los usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios del Sistema Eléctrico Nacional<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> Disponible en:

[https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodo=c=mensaje\\_mocion](https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=16623&tipodo=c=mensaje_mocion) (Diciembre 2023)

<sup>8</sup> Disponible en: <https://acenor.cl/wp-content/uploads/2023/07/PDL-Transicion-Energetica-ACENOR.A.G-Senado.pdf> (Diciembre 2023)

<sup>9</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/preguntas-frecuentes/#:~:text=%C2%BFC%C3%B3mo%20se%20financia%20el%20Coordinador,la%20Comisi%C3%B3n%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa.> (Diciembre 2023)

### III. Mecanismos de Tarificación y distribución de costos de la transmisión eléctrica en la experiencia comparada

Se presenta a continuación un resumen de distintas modalidades de tarificación de la transmisión eléctrica en una serie de países seleccionados, poniendo el foco en la manera en que los cargos se distribuyen entre los distintos actores del mercado eléctrico y en los instrumentos utilizados para financiar la expansión del sistema de transmisión y mitigar el riesgo asociado con las congestiones y desacoples en la red de transmisión eléctrica<sup>10</sup>:

#### 1. Nueva Zelanda

El mercado eléctrico de Nueva Zelanda es de tipo pool de carácter voluntario, en el cual está permitido efectuar contratos bilaterales físicos entre los agentes<sup>11</sup>. Sus costos marginales son calculados cada media hora reflejando las pérdidas y congestiones del sistema<sup>12</sup>.

En Nueva Zelanda, los cargos por el sistema de transmisión eléctrica son generalmente pagados por los consumidores. Estos cargos, conocidos como tarifas de transmisión o tarifas de acceso a la red de transmisión, son parte de la estructura de tarifas eléctricas que los consumidores pagan en sus facturas de electricidad.

Las tarifas de transmisión se aplican para cubrir los costos asociados con la operación, mantenimiento, expansión y mejora de la red de transmisión eléctrica. Estos costos incluyen la inversión en infraestructura de transmisión, como líneas de alta tensión y subestaciones, así como los gastos operativos del sistema de transmisión.

En general, estos cargos se distribuyen entre los consumidores según el nivel de consumo de electricidad y, a veces, según la ubicación geográfica. Por lo tanto, no recaen directamente sobre los generadores de electricidad, sino que se incluyen en las tarifas eléctricas que pagan los consumidores finales.

Los generadores, por su parte, pueden estar sujetos a ciertos costos o tarifas relacionadas con la conexión a la red de transmisión, es decir, los costos de interconexión que pueden variar dependiendo del tamaño y la ubicación de las instalaciones de generación. Estos costos están relacionados con la infraestructura necesaria para integrar la capacidad de generación en la red de transmisión y pueden ser negociados entre los generadores y el operador de la red eléctrica.

#### 2. Alemania

En Alemania las redes de transmisión están sujetas a un régimen de acceso abierto, las cuales son remuneradas totalmente a cargo de las demandas bajo un esquema de estampillado<sup>13</sup>. Éstas pagan un cargo por utilización de la red (*netzentgelte*) el cual está

---

<sup>10</sup> Elaborado sobre la base de documento del año 2017 titulado “Análisis e impacto de la nueva ley de transmisión en el sector eléctrico chileno”, del autor Cristian Yañez Bustos

<sup>11</sup> T. Fahrenkrog Borghero (2004). Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica.

<sup>12</sup> *Ibíd.*

<sup>13</sup> Cambridge Economic Policy Associates (2011). Review of International Models of Transmission Charging Arrangements.

destinado a recuperar los costos de la infraestructura asociados a la transmisión, servicios complementarios, así como las pérdidas en líneas. Estos cargos varían según voltaje y tiempo de utilización, pero no por la localización de las demandas.

El cargo por utilización de la red eléctrica es un componente importante de la factura eléctrica que los consumidores pagan por el uso de las redes de transmisión y distribución de electricidad. Este cargo por utilización de la red se divide en dos partes principales:

**Cargo por uso de la red de transmisión (*Übertragungsnetz*):** son los cargos aplicados por el uso de la red de transmisión, que transporta la electricidad a larga distancia desde las plantas de generación hasta las áreas de distribución. Estos cargos se aplican a los suministradores de electricidad y se trasladan a los consumidores finales a través de las tarifas eléctricas.

**Cargo por uso de la red de distribución (*Verteilnetz*):** son los cargos aplicados por el uso de la red de distribución, que lleva la electricidad desde las estaciones de transformación a los hogares, empresas y otros usuarios finales. Estos cargos se aplican directamente a los consumidores finales y varían según la región, el nivel de consumo y la potencia contratada.

**Los cargos por uso** son determinados por los operadores de las redes de transmisión y distribución de acuerdo con regulaciones establecidas por la Bundesnetzagentur (Agencia Federal de Redes) y pueden variar de una región a otra dentro de Alemania. Estos cargos se establecen para cubrir los costos de operación, mantenimiento, inversión y expansión de las infraestructuras de red.

Es importante destacar que en Alemania, estos cargos por utilización de la red eléctrica son separados de los costos de la electricidad en sí misma (el costo de la energía en el mercado mayorista) y representan una parte significativa de la factura eléctrica total para los consumidores.

### 3. Australia

En Australia, el financiamiento para la ampliación y el mantenimiento de la red de transmisión eléctrica se realiza a través de una combinación de fuentes, que pueden incluir:

El financiamiento para la expansión y el mantenimiento de la red de transmisión eléctrica en Australia se gestiona a través de modelos que combinan recursos públicos y privados para asegurar la mejora y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica, garantizando así la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico en el país.

Un ejemplo de lo anterior es el Fondo denominado Rewiring the Nation<sup>14</sup>, creado por el gobierno australiano para financiar proyectos relacionados con la modernización de la infraestructura eléctrica, la transición hacia energías renovables o la mejora de la red eléctrica en el país.

El Fondo es financiado a través del Clean Energy Finance Corporation (CEFC), que es una organización gubernamental de Australia establecida para impulsar la inversión en energías limpias. Fue creada en 2012 con el propósito de facilitar financiamiento a largo plazo para

---

<sup>14</sup> Disponible en: <https://www.cefc.com.au/where-we-invest/cleaner-greener-energy/rewiring-the-nation-fund/> (Diciembre 2023)

proyectos que promuevan la energía renovable, la eficiencia energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero<sup>15</sup>.

El CEFC opera como un Banco de Desarrollo (también es denominado Green Bank), proporcionando financiamiento a proyectos e iniciativas que contribuyen a la transición hacia una economía más sostenible y con bajas emisiones de carbono. Su enfoque abarca una amplia gama de áreas, incluyendo energía solar, eólica, biomasa, almacenamiento de energía, eficiencia energética en edificios e industrias, entre otros<sup>16</sup>.

Esta entidad trabaja en colaboración con el sector privado y otras instituciones financieras para movilizar capital hacia inversiones que fomenten la adopción de tecnologías limpias y la reducción de la huella ambiental en Australia. Su objetivo es ayudar a acelerar la transformación hacia un sistema energético más sustentable y menos dependiente de combustibles fósiles<sup>17</sup>.

#### 4. Estados Unidos: PJM Interconnection

El operador de mercado de energía PJM Interconnection en los Estados Unidos administra uno de los mayores mercados de electricidad a nivel regional, supervisando la operación de la red eléctrica y facilitando la competencia en la generación y transmisión de electricidad en los Estados incluidos en su área de servicio (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia)<sup>18</sup>.

PJM es el mayor sistema eléctrico despachado centralizadamente en Estados Unidos con la implementación de un mercado mayorista, de contratos bilaterales, derechos financieros de transmisión y servicios complementarios. Su red de transmisión se define de libre acceso con importantes costos de conexión impuestos a los generadores<sup>19</sup>.

El resto de costos de la red son de cargo de los consumidores, con cargos por uso (diferencias nodales a causa de las pérdidas) y un cargo en base a la potencia demandada en el momento de mayor carga del sistema.

En el contexto de la operación de PJM, los derechos financieros de transmisión (Transmission Congestion Rights - TCRs) son instrumentos financieros utilizados para mitigar el riesgo asociado con las congestiones en la red de transmisión eléctrica. Estos derechos permiten a los participantes en el mercado, como generadores, comercializadores

---

<sup>15</sup> Disponible en: <https://www.cefc.com.au/> (Diciembre 2023)

<sup>16</sup> *Ibíd.*

<sup>17</sup> *Ibíd.*

<sup>18</sup> Disponible en: <https://www.pjm.com/> (Diciembre 2023)

<sup>19</sup> Los generadores que desean conectar nuevas plantas de generación o realizar modificaciones en las instalaciones existentes deben cumplir con ciertos requisitos y procedimientos establecidos por PJM, que pueden incluir: Estudios de impacto: Los generadores pueden estar obligados a realizar estudios de impacto en la red para evaluar el impacto que su conexión tendrá en la estabilidad y operación de la red eléctrica de PJM; Costos de interconexión: Los costos de interconexión pueden incluir los gastos asociados con la actualización de la infraestructura de la red eléctrica para integrar la nueva capacidad de generación, tales como el refuerzo o la construcción de líneas de transmisión, transformadores u otros equipos necesarios; Tarifas o cargos: Los generadores pueden estar sujetos a tarifas o cargos por la conexión y el uso de la red eléctrica de PJM. Estos cargos pueden variar dependiendo del tamaño de la instalación de generación, la ubicación y otros factores relacionados con la infraestructura de transmisión requerida.



y distribuidores de electricidad, protegerse contra los costos o beneficios resultantes de restricciones en la capacidad de transmisión de energía en ciertas áreas.

Los derechos financieros de transmisión (TCR) operan de la siguiente manera:

**Mitigación de riesgo:** los TCRs ayudan a los participantes del mercado a mitigar el riesgo de precios diferenciales causados por congestiones en la red. Si hay congestión en una línea de transmisión, los TCRs otorgan a su titular el derecho a recibir compensación financiera si el precio de la electricidad es más alto en un área con congestión que en otra área sin congestión.

**Subasta:** PJM lleva a cabo subastas periódicas para asignar y negociar los TCRs. Los participantes del mercado pueden adquirir estos derechos en estas subastas para cubrir sus posiciones y protegerse contra posibles impactos financieros debido a las congestiones.

**Cobertura de riesgo:** los TCRs brindan a los titulares una forma de seguro financiero, ya que pueden recibir pagos si los precios de la electricidad difieren entre áreas debido a la congestión en la red.

Los derechos financieros de transmisión son instrumentos que sirven para garantizar la eficiencia y la equidad en los mercados de electricidad al ayudar a gestionar los riesgos asociados con las restricciones de transmisión. Permiten a los participantes del mercado protegerse contra posibles fluctuaciones de precios debido a las congestiones en la red eléctrica de PJM.

## 5. Uruguay

En Uruguay, el sistema de transmisión eléctrica es administrado por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), una empresa estatal encargada de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. En términos generales, el costo de la transmisión eléctrica puede ser cubierto de diversas maneras<sup>20</sup>:

**Tarifas eléctricas:** los costos asociados con la transmisión de energía eléctrica, junto con los costos de generación y distribución, se reflejan en las tarifas que pagan los consumidores. Parte de lo que se paga en la factura de electricidad contribuye a cubrir los costos de operación, mantenimiento, inversión y expansión de la infraestructura de transmisión.

**Costos de conexión:** los generadores de energía que se conectan al sistema de transmisión pueden tener que pagar tarifas o costos asociados con su conexión a la red. Estos pagos pueden ser una contribución a los costos de expansión o adaptación de la infraestructura de transmisión para acomodar la nueva capacidad de generación.

**Contribuciones reguladas:** en algunos casos, los generadores de energía pueden estar sujetos a contribuciones o pagos determinados por el ente regulador de energía del país, destinados a financiar la expansión y mantenimiento de la red de transmisión.

---

<sup>20</sup> Disponible en: [https://www.ute.com.uy/sites/default/files/generico/Ley\\_15\\_031\\_0.pdf](https://www.ute.com.uy/sites/default/files/generico/Ley_15_031_0.pdf) (Diciembre 2023)



## 6. España

En España, Red Eléctrica (dependiente de Redeia S.A.) es la sociedad que desempeña las funciones de transportista único y operador del sistema eléctrico español (TSO). Su misión consiste en garantizar en todo momento la seguridad y continuidad del suministro eléctrico y gestionar el transporte de energía en alta tensión<sup>21</sup>.

Como operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica ejerce, a través de sus centros de control eléctrico, sus funciones de operación con el fin de garantizar en todo momento el correcto funcionamiento del proceso de suministro eléctrico, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. Por su parte, en su condición de gestor de la red de transporte en alta tensión, Red Eléctrica transporta la energía eléctrica desde los centros de generación hasta las zonas de consumo, mediante una extensa red de transporte propia que desarrolla, amplía y mantiene con criterios homogéneos y eficientes. Asimismo, es responsable de gestionar el tránsito de energía entre sistemas exteriores y de garantizar el acceso de terceros a la red en condiciones de igualdad<sup>22</sup>.

Desde el punto de vista financiero, el mercado eléctrico español está basado en contratos bilaterales con mercados diarios e intradiarios. El cargo por el sistema de transmisión, denominado tarifa de acceso, cubre los costos regulados establecidos por la administración. Éstos no contemplan ningún aspecto de localización (estampillado) y se encuentran asignados totalmente a las cargas del sistema.

En España, las tarifas de acceso a la red de transmisión eléctrica son un componente importante en la estructura de costos eléctricos y se aplican a los diferentes agentes que intervienen en el sector energético. Estas tarifas de acceso se establecen para cubrir los costos asociados con el uso de la red de transmisión de electricidad y son reguladas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Las tarifas de acceso a la red de transmisión en España pueden variar dependiendo de varios factores, como el tipo de consumidor (doméstico, industrial, comercial), la potencia contratada y el nivel de tensión al que se conecta el usuario.

En líneas generales, las tarifas de acceso a la red de transmisión se dividen en diferentes peajes que incluyen:

**Peajes de acceso:** estos peajes son tarifas fijadas por la CNMC y se aplican a los diferentes niveles de tensión de conexión, dependiendo del tipo de consumidor (residencial, industrial, etc.) y de la potencia contratada. Los consumidores pagan estos peajes para cubrir los costos de la red de transmisión y otros costos regulados.

**Costos del operador del sistema:** además de los peajes de acceso, los consumidores también pueden estar sujetos a costos relacionados con la gestión y operación del sistema eléctrico, que son establecidos por el operador del sistema (en España, Red Eléctrica de España, REE).

---

<sup>21</sup> Disponible en. <https://www.ree.es/es> (Diciembre 2023)

<sup>22</sup> *Ibíd.*

## 7. China

En la actualidad, China tiene su red dividida en dos (norte y sur) y la energía se distribuye predominantemente entre provincias dentro de una misma red a través de contratos fijos de mediano a largo plazo, los cuales no se adaptan a los cambios en la oferta y la demanda entre regiones y períodos de tiempo. Por lo anterior Beijing busca establecer un mercado energético nacional spot para que la energía pueda transarse en todo el país a precios definidos por la oferta y la demanda y con ello mejorar la confiabilidad y eficiencia del suministro de energía. Cabe destacar que China está piloteando en la red del sur (alrededor de la mitad de las provincias) un mercado energético que incluye operaciones spot además de contratos a mediano y largo plazo<sup>23</sup>.

Hasta hace poco tiempo la transición energética China había sido objeto de varios estudios que daban cuenta de cierta inflexibilidad y lentitud para abordar el desafío de la descarbonización. Sin embargo, al igual que otros países, China ha estado reestructurando sus mercados de energía para permitir una mayor participación de las energías renovables (Kahrl, et al. 2011, Cheung, 2011).

A muy grandes rasgos pueden mencionarse las reformas de 2002 que desvincularon la producción de electricidad de la transmisión, en 2009 se introdujeron precios de inyección para la energía eólica, que posteriormente se ampliaron a la energía solar, estimulando un fuerte crecimiento de la capacidad instalada. Sin embargo, un resultado no esperado de esto último fue la disminución de la utilización de electricidad debido a diversas causas entre las cuales se encuentran la ausencia de un mercado integrado a nivel nacional y la no incorporación de mecanismos de mercado, llevando a las autoridades a sucesivas modificaciones (Cheng et al., 2023, FMI 2023).

En las reformas de 2015 se establecieron estrategias de mediano y largo plazo con mecanismos de mercado. Se permitió que los precios mayoristas de la energía se decidieran a través de negociación o subastas entre generadores y grandes consumidores. También permitió a la ampliación de los mercados de servicios auxiliares y poner a prueba los mercados spot con intercambios de energía en tiempo real. Desde junio 2020, se han permitido a más actores privados participar en los mercados futuros, incluidos empresas de distribución, venta mayorista y almacenamiento de energía, con aproximadamente el 45 por ciento del total de energía comercializada en el mercado de mediano a largo plazo a finales de 2021. Posteriormente en 2022 se anunció el establecimiento de un mercado nacional de electricidad para 2025 para optimizar aún más la asignación de recursos incluyendo poder de negociación interprovincial y apoyar mejor la integración de las energías renovables.(FMI, 2023)

En mayo de 2023, la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (NDRC, por sus siglas en inglés) estableció un nuevo sistema de tarifas correspondiente al tercer ciclo de supervisión

---

<sup>23</sup> Disponible en: <https://www.reuters.com/article/china-power-spot-idAFL4N3AU17C/> (Diciembre 2023)

de tarifas de T&D (transmisión y distribución). En el anuncio se indicó que las tarifas contemplarían “el costo más una ganancia razonable”. Anteriormente, las tarifas estaban definidas para 4 categorías, a saber, residenciales, agrícolas, comercio e industria general y grandes industriales, con esta modificación, las dos últimas pasaron a ser una única categoría definida en base a los niveles de voltaje. Al mismo tiempo se mantienen los subsidios a clientes residenciales y agrícolas.

Con este cambio se permitió que las redes traspasen ciertos costos a los usuarios. Los costos de transmisión y distribución representan hasta ahora alrededor del 30% de la tarifa final de los usuarios y una parte importante de las ganancias de la red eléctrica (Caixin, 2023).

## Referencias

- Cambridge Economic Policy Associates (2011). Review of International Models of Transmission Charging Arrangements. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2011/04/ofgem-transmission-charging-review-final-report.pdf>
- Cheng, Y. S., Chung, M. K., & Tsang, K. P. (2023). Electricity Market Reforms for Energy Transition: Lessons from China. *Energies*, 16(2), 905.
- Cheung, K. (2011). Integration of Renewables: status and challenges in China. IEA Energy Papers 2011/9; OECD Publishing: Paris, France, 2011.
- Fahrenkrog Borghero, T. (2004). Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica. Disponible en: [https://www.bibliotecadigital.uchile.cl/discovery/fulldisplay?context=L&vid=56UDC\\_INST:56UDC\\_INST&tab=Everything&docid=alma991003968539703936](https://www.bibliotecadigital.uchile.cl/discovery/fulldisplay?context=L&vid=56UDC_INST:56UDC_INST&tab=Everything&docid=alma991003968539703936)
- FMI (2023) Market Reforms in China’s Power Sector. People's Republic of China Selected Issues IMF Country Report No. 23/81
- Kahrl, F., Williams, J., Jianhua, D., & Junfeng, H. (2011). Challenges to China's transition to a low carbon electricity system. *Energy Policy*, 39(7), 4032-4041.
- Reuters (2023) China issues rules for unified national power market. Por Andrew Hayley. *Energy*. Disponible en: <https://www.reuters.com/article/china-power-spot-idAFL4N3AU17C/> (18/9/2023)
- Yañez Bustos, C. (2017). Análisis e impacto de la nueva ley de transmisión en el sector eléctrico chileno. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Departamento de ingeniería eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/145811>

### Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0  
(CC BY 3.0 CL)