



## EFFECTOS DEL PROYECTO DE LEY DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

*¿Resultará eficiente un plazo de doce años para aumentar la generación de ERNC a 20% de manera costo eficiente al 2025 y desde una meta original de 10% al 2024? Dos expertos en temas energéticos analizan los efectos de este proyecto de ley.*

Los académicos Juan Carlos Olmedo, ingeniero civil industrial de la UC y MBA de la U. Adolfo Ibáñez; y Jacques Clerc, ingeniero civil industrial de la U. de Chile y Magíster en Economía Aplicada, estudiaron los efectos del proyecto de ley de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) 20-2025.

Las ERNC, fuentes de generación de características estacionales e intermitentes, siguen siendo más caras que las tecnologías convencionales de generación. Además, su inclusión a gran escala genera mayores costos de operación del sistema. "Cualquier esfuerzo por aumentar la penetración de las ERNC en la matriz conllevará un aumento de los costos totales de suministro del sistema eléctrico y por consiguiente de los precios a consumidores finales", señalan los expertos.

### 1. Proyecto de Ley ERNC

Hoy se encuentra en tramitación en el Senado el proyecto de ley que incrementa la obligación a un 20% al 2025. Éste incorpora licitaciones públicas para la venta de las inyecciones de bloques de energía provenientes de medios de generación renovable no convencional, con precios garantizados por diez años.

"Las licitaciones establecen un precio máximo basado en el costo medio de largo plazo de la tecnología de desarrollo del sistema eléctrico", advierte Olmedo. El generador ERNC se obliga a vender su producción efectiva, sin adquirir compromisos de entrega efectiva, lo cual genera incerteza en el nivel de suficiencia<sup>1</sup> del sistema eléctrico.

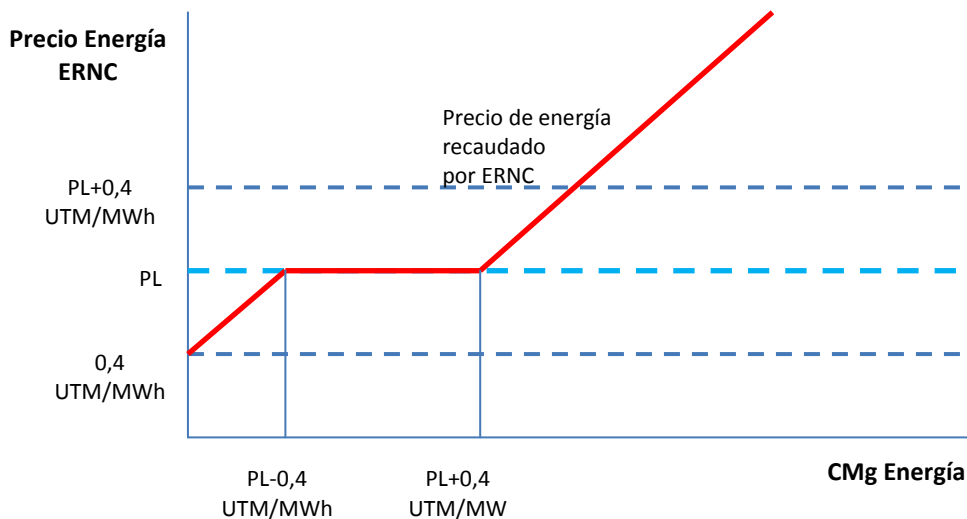
El precio de energía de referencia para los adjudicatarios de las licitaciones corresponde al precio ofertado. Este precio se complementa con un mecanismo de estabilización, donde si el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección es más alto que el precio licitado, los generadores con contrato que efectúen retiros destinados a sus clientes, perciben la diferencia hasta un máximo de 0,4 UTM/MWh. El exceso respecto de dicho valor es recibido por el generador ERNC. Cuando el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección se encuentra bajo el precio licitado, los generadores con contrato que efectúen retiros deben pagar

---

<sup>1</sup> Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda con un nivel de seguridad prefijado.

la diferencia, con un tope de 0,4 UTM/MWh (Ver Gráfico N° 1). La Dirección de Peajes efectuaría las liquidaciones de los pagos asociados a los bloques licitados.

**Gráfico N° 1**  
**Esquema de precio de licitaciones ERNC**



Fuente: Elaboración propia de los autores.

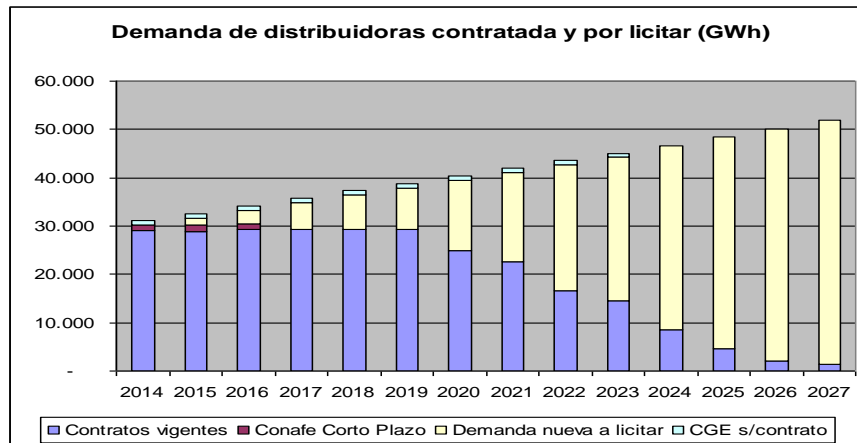
## 2. Efectos de la incorporación de ERNC a gran escala

La profundización a gran escala de las ERNC traerá efectos sobre los precios a consumidores finales y sobre los costos de operación del sistema eléctrico, pues tienen una marcada estacionalidad e intermitencia. En efecto, centrales eólicas y solares presentan una generación que varía en diferentes escalas de tiempo (mensual y horaria) según la intensidad de su recurso energético. Se agrega la dificultad de predecir con exactitud sus aportes, por lo cual los errores de pronóstico de generación son significativos y frecuentes.

Considerando estos aspectos, los académicos señalan que los principales efectos sobre el sistema eléctrico estarán en:

- *Precios en licitaciones a distribuidoras*: Las próximas licitaciones de distribuidoras verán incrementados sus precios por sobre los niveles observados en 2012 y 2013, pues deberán incorporar el mayor costo que implica el cumplimiento de la exigencia de la norma ERNC 20/25. El Gráfico N° 2 muestra los volúmenes de contratos que deberán licitar las distribuidoras en los próximos años, los cuales aumentan significativamente a partir de 2017. "Considerando los volúmenes que deben ser contratados con los actuales niveles de precios techo de las licitaciones, es probable que dichos procesos queden desiertos ante la incerteza del efecto en precio que impone el proyecto de ley", advierte Clerc.

**Gráfico N° 2**  
**Montos de energía para licitaciones de Empresas Distribuidoras**



Fuente: Elaboración propia de los autores.

- *Incremento en los costos de suministro eléctrico:* Las fuentes ERNC con marcada estacionalidad e intermitencia (solar y eólica) implican variar la generación de centrales de base para suplir la demanda en aquellas horas en que dichas fuentes no generan o reducen su inyección. Esto conllevará a tener una mayor cantidad de centrales térmicas de base operando a mínimo técnico o con menores factores de planta, para abastecer la demanda y dar cabida a las ERNC. Esto implicará la operación de centrales térmicas en niveles menores de eficiencia, incremento de los costos de mantención por la operación cíclica y reducción de la vida útil de la central. Además, puede ser requerida la operación de turbinas a gas diesel ante variaciones en aportes intermitentes.

- *Mayores requerimientos de capacidad de transmisión:* La existencia de fuentes de generación con alta estacionalidad e intermitencia hará que se requieran sistemas de transmisión con mayores holguras de capacidad, a fin de efectuar las modulaciones y las transferencias de carga que se requieren. Olmedo explica: "Si se considera el desarrollo de centrales de embalse como solución a la modulación de la generación, los incrementos en las holguras de transmisión serán aún mayores ya que sus aportes vendrían desde el extremo sur del SIC o desde la región de Aysén. El diseño de los nuevos embalses debe permitir mayor capacidad de regulación para empuntar su generación".

- *Deterioro de la respuesta dinámica del sistema eléctrico:* Las centrales ERNC tienen una limitada o nula capacidad de aportar a la respuesta dinámica del sistema eléctrico (regulación de frecuencia y tensión). Considerando que se requerirá bajar la producción de las centrales térmicas y de embalse durante gran parte del día, se reducirá la respuesta dinámica del sistema, con lo cual se deteriora la calidad de servicio y aumenta el riesgo de desconexiones parciales o totales (*blackout*).

### 3. Impacto en precios a consumidores finales.

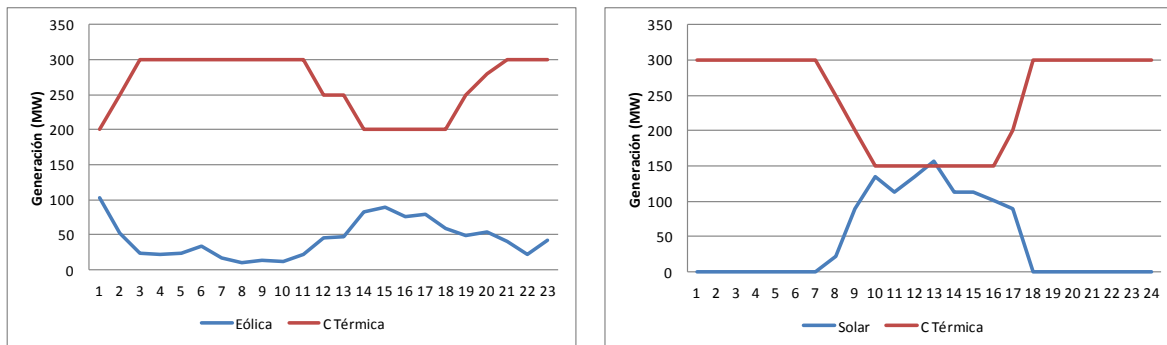
### Aumento del costo de inversión del sistema

En un análisis simplificado de costos de desarrollo, las ERNC suelen tener costos mayores a las convencionales. Esto se explica por costos de inversión más altos y por factores de planta de operación bajos e inciertos<sup>2</sup>.

Las ERNC requieren disponer de respaldo en centrales térmicas, por tanto la correcta determinación de los costos asociados debe comparar costo medio total del sistema sin ERNC y con ERNC, siendo éste último más alto, en caso de fuentes estacionales e intermitentes.

El Gráfico N° 3 muestra la forma de modular diariamente la generación en una central térmica para respaldar una central eólica y una solar, de forma de hacer un abastecimiento seguro de la demanda. Esto implica disponer de mayor capacidad de generación convencional e incurrir en mayores costos de operación y mantención.

**Gráfico N° 3**  
**Variación del costo medio de desarrollo de centrales térmicas**



Fuente: Elaboración propia de los autores.

### Aumento del costo de operación global del sistema

"Cuando se dice que la introducción de tecnologías renovables reducirían los precios debido a la baja de los costos marginales de energía, tal afirmación conlleva imprecisiones conceptuales", advierte Clerc. Lo relevante no son los costos variables de las fuentes ERNC, sino que los costos totales que demanda la incorporación de estas fuentes. Por lo tanto, si en el sistema aumentan los costos totales entonces los precios subirán, pues los productores traspasan al consumidor todos sus costos en el largo plazo. En países europeos con presencia relevante de ERNC ha habido políticas de subsidio de estas tecnologías que luego han sido anuladas con impuestos a los mismos generadores ERNC.

En un análisis de costos de desarrollo tradicional no se incorporan las diferencias entre fuentes convencionales e intermitentes, explica Olmedo. Una fuente convencional puede operar, detenerse o modificar su producción para ajustarse a la demanda. La naturaleza intermitente de las ERNC hace que ésta deba operar siempre que esté disponible el recurso que la sustenta, exigiendo más flexibilidad al resto del sistema. Así, una fuente convencional y una intermitente

<sup>2</sup> Para una central ERNC intermitente promedio, el contar con un factor de planta de 25% en vez de un 30% puede subir el costo de desarrollo en una cifra en torno al 20%.

pueden tener costos de desarrollo similares pero resultar en costos muy distintos para el sistema eléctrico<sup>3</sup>.

### Efectos sobre el costo marginal de energía de corto plazo

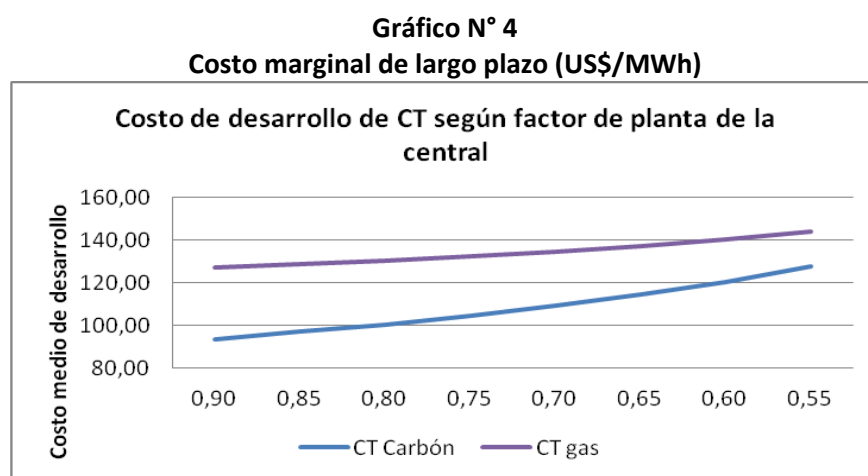
Las centrales eólicas y solares no se encuentran siempre disponibles en los momentos más críticos de abastecimiento, por lo que el impacto en reducción de los costos marginales del sistema suele ser acotado. Es decir, la reducción de costos marginales de energía suele ser modesta por no tener un rol relevante en el desplazamiento de generación en período de punta.

### Efecto sobre los costos marginales de energía de largo plazo

El precio de los contratos de suministro a consumidores finales es determinado por el costo marginal de largo plazo del sistema eléctrico, que corresponde al costo medio de una central térmica eficiente. Una aproximación para estimar el impacto en precios de una penetración a gran escala de energía solar y eólica se hace sobre la base de una central térmica que modula su nivel de producción para dar respaldo a dichas centrales.

El efecto en el precio del suministro al cliente final se estima considerando que la central térmica debe reducir su factor de planta<sup>4</sup>, desde un 90% a niveles más bajos dependiendo de la participación de las fuentes ERNC. El impacto en el costo marginal de largo plazo se muestra en el Gráfico N° 4, donde sólo se han considerado los efectos en el cambio del factor de planta de la central, sin incluir los efectos en mayor costo de mantenimiento ni requerimientos de holguras en transmisión eléctrica.

Clerc admite que una disminución en el factor de planta de la central térmica a carbón desde 90% a un 80% implica un incremento de precio al consumidor final cercano a un 10% (Gráfico N° 5). Si se desarrollara el sistema eléctrico en base a ciclos combinados con Gas Natural Licuado (GNL), dicho incremento de precio sería de un 40% respecto de la alternativa de generación en base a carbón.

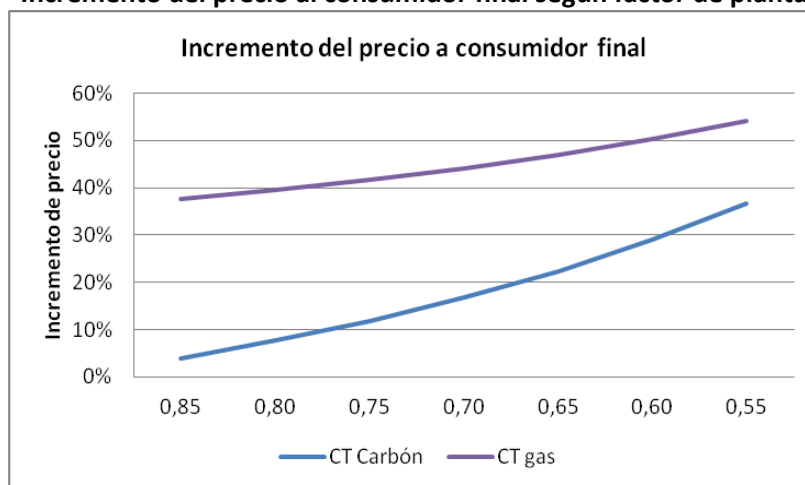


Fuente: Elaboración propia de los autores.

<sup>3</sup> La intermitencia también hace que la rentabilidad de una central convencional e intermitente pueda ser muy distinta incluso con los mismos costos de desarrollo.

<sup>4</sup> Factor de planta es el porcentaje del tiempo en que la central es utilizada a plena capacidad.

**Gráfico N° 5**  
**Incremento del precio al consumidor final según factor de planta.**



Fuente: Elaboración propia de los autores.

La aplicación de un instrumento regulatorio es deseable desde la perspectiva social. "Una política que busque aumentar significativamente la penetración de ERNC será deseable si los costos de él resultan menores que sus beneficios", indica Olmedo. Dada la incertidumbre asociada al impacto de estas medidas, cualquier iniciativa de fomento debe realizarse con plazos prudentes de forma gradual.

El mecanismo de licitación para fijar el precio de las ERNC, si bien reduce la incertidumbre de precio, aborda los aspectos asociados a los costos totales que imponen este tipo de tecnologías. En la medida que existan barreras no económicas que hagan que proyectos rentables no se realicen, deben existir mecanismos que ayuden a superarlas.

#### **4. Propuestas para mecanismos de implantación de ERNC**

El país requiere disponer de suministro a precios competitivos que permitan sustentar su desarrollo, lo cual implica la implantación de estrategias de mínimo costo social. Así, la penetración a gran escala de ERNC aumentará los precios a consumidores finales, sin tener claro el impacto que tendría en la inversión del sector.

Para atenuar un incremento en los costos se recomienda implementar las siguientes acciones:

- *Especificación de las bases de licitación ERNC:* Establecer mecanismos de definición de *portfolio* de fuentes de generación ERNC en las licitaciones, para que el aporte del *portfolio* sea conformante con la demanda del sistema eléctrico y reduzca los costos que implica la estacionalidad e intermitencia de parques eólicos y solares.
- *Promover el desarrollo de mecanismos de estabilización de precios para ERNC:* La existencia de comercializadores que estructuren un *portfolio* de generación ERNC para atender la demanda a precio estabilizado es un mecanismo eficiente para lograr su expansión.

- *Implementar y promover el Multicarrier Eléctrico:* Mediante este mecanismo de *retail* de energía eléctrica, los consumidores pueden elegir las fuentes de suministro eléctrico, pudiendo priorizar ERNC si esa fuese su elección, para abastecer su consumo y administrar su demanda.

Finalmente, surge la interrogante si el plazo de una década será suficiente para aumentar la generación de ERNC a 20% de manera costo eficiente al 2025 y desde una meta original de 10% al 2024. Según los expertos, esto es relevante en un contexto de oferta desadaptada y con problemas de materialización de proyectos e inversiones, donde se quiere hacer creer que la penetración de ERNC puede resolver los múltiples problemas que enfrenta el sector eléctrico.