

# Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile

*Resumen Ejecutivo en base a informe de  
ECCO International para el  
Coordinador Eléctrico Nacional*

---

Julio 2024

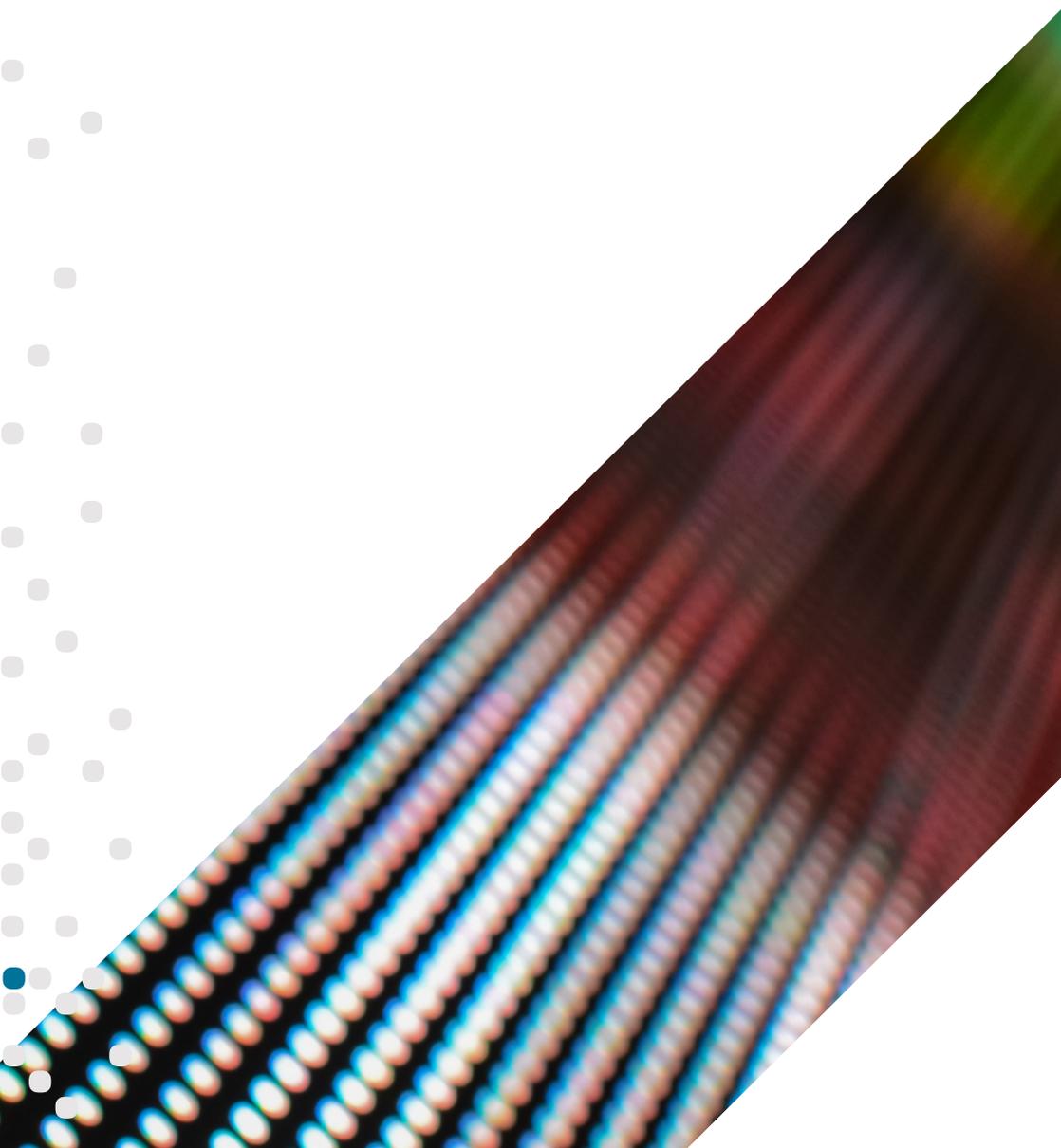
en base a ofertas

o de PJM

iones en X, The

mercados de

ubedel





Avances en la  
el diseño de  
mayorista



**COORDINADOR**  
ELÉCTRICO NACIONAL



## VISIÓN GENERAL

Chile está transformando su industria eléctrica a un ritmo sin precedentes. En 2023 alcanzó récords que muestran el ritmo que está tomando el proceso: el 63% de la generación anual fue de origen renovable, con un máximo horario total de un 94% y de un 71%, si se considera solo las fuentes renovables variables, esto es plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

En el marco del trabajo definido en La Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada publicada en 2022, el Coordinador Eléctrico Nacional ha realizado diversas adecuaciones a su estructura organizacional y ha impulsado iniciativas y estudios para responder a los desafíos que impone este proceso. Las cifras antes expuestas reflejan fielmente el trabajo que se está haciendo para incorporar fuentes de energías renovables en la matriz de generación.

Para seguir avanzando, teniendo como meta estar preparados para operar un sistema que podría llegar a funcionar con energía 100% renovable en algunas horas del día hacia el año 2030, será necesario un profundo cambio de paradigma para la operación y expansión del sistema eléctrico, incorporando nuevos recursos y tecnologías que permitan una operación confiable y segura de la red, lo que también conlleva desafíos de índole regulatoria, entre los cuales está el cambio del modelo de mercado mayorista.

En mayo de 2023, con la participación del Ministro de Energía, señor Diego Pardow, se lanzó la licitación de una asesoría para proponer un nuevo diseño de mercado mayorista de energía, de servicios complementarios (SSCC) y de capacidad, el que posteriormente fue adjudicado a la empresa ECCO International.

Entre septiembre de 2023 y marzo de 2024 la consultora realizó su trabajo, que incluyó una serie de encuentros con distintos actores de la industria, autoridades y sector público, empresas, gremios y académicos, para lograr un diseño que aborde el desafío de administrar un mercado que estará dominado por tecnologías que no pueden evidenciar su costo de oportunidad de manera adecuada bajo el sistema actual.

El presente documento plantea, de manera sucinta, el trabajo desarrollado por estos expertos internacionales de larga trayectoria en distintos países que han transitado a un mercado de ofertas.

El Coordinador espera que este informe sea un aporte para la discusión regulatoria que implicará la creación de un nuevo modelo de mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad, que permita viabilizar una transición energética sostenible, segura y eficiente.



*Lee nuestra Hoja de Ruta*



*Lee el informe completo de ECCO*





## ESTADO ACTUAL DEL MERCADO

*El mercado eléctrico basado en costos auditados no permite que los participantes puedan reflejar sus costos de oportunidad. Esto es especialmente relevante por la fuerte penetración que están teniendo los activos bajos en carbono en el sistema chileno.*

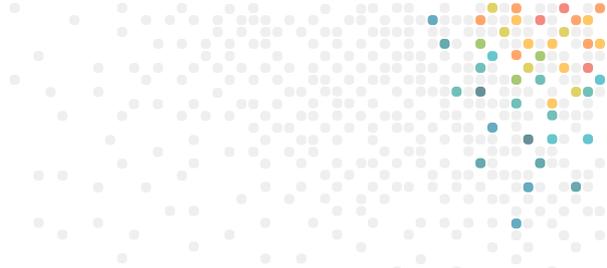
**10.300 MW**

de capacidad solar tiene el Sistema Eléctrico Nacional.

**33 %**

de la electricidad del primer semestre de 2024 ha sido generada por fuentes solares y eólicas.





# 20.000 GWh

de capacidad de almacenamiento  
debería contar el sistema hacia 2030.

**E**l Sistema Eléctrico Nacional está estructurado como un mercado basado en costos auditados. Esto implica que cada unidad generadora declara sus costos variables, con antecedentes de respaldo que, ante inconsistencias, pueden ser auditados, para determinar el valor al que se transa la energía en el mercado mayorista de corto plazo.

Este mercado de costos declarados se instaló en muchos países durante el siglo XX, en sistemas de base térmica, para así limitar la capacidad de los proveedores de ejercer poder de mercado unilateral, especialmente en mercados concentrados o en etapas iniciales de desregulación.

Actualmente, en el sistema también se utiliza un cálculo centralizado del costo de oportunidad de los recursos hídricos y de almacenamiento, en conjunto con los costos térmicos auditados, para minimizar el costo total de operación del sistema. Esta arquitectura ha demostrado funcionar en sistemas con baja penetración de: (a) fuentes de energía renovables variable (ERV) y (b) otros activos bajos en carbono, como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y participación de la demanda (DR).

Sin embargo, en la actualidad, este tipo de recursos (ERV, BESS y participación de la demanda) están en el centro del proceso de descarbonización de la economía y son un pilar de la transición energética.

*En el futuro, y ya se ve de manera incipiente en la actualidad, la mayoría de las inversiones se realizarán en activos energéticos con bajas emisiones de carbono, razón por la cual el diseño de mercado actualmente existente en Chile no podrá respaldar de manera eficaz la transición energética.*

En un mercado energético basado en costos auditados, los participantes no pueden reflejar su costo de oportunidad en su disposición a generar energía, y es el Coordinador, en su calidad de operador del sistema, el que debe estimarlo de manera centralizada. Por lo tanto, resulta difícil determinar el costo marginal para, por ejemplo, cada uno de los sistemas de almacenamiento.

La afirmación precedente es respaldada por la experiencia comparada, la cual ha demostrado la incapacidad de estimar centralizadamente, de forma eficiente, el verdadero costo de oportunidad de activos bajos en carbono en un mercado basado en costos.



Más aún, en un mercado con creciente penetración de recursos renovables, se torna difícil reflejar el verdadero valor de la escasez de recursos térmicos tradicionales que están afectados a restricciones de almacenamiento, y que contribuyen a aportar flexibilidad al sistema.

Dada la evidencia teórica y empírica, el informe de ECCO concluye que una transición a un mercado energético con una arquitectura bien diseñada y basada en ofertas fomentará la descarbonización del mercado eléctrico. Este cambio permitirá a los activos bajos en carbono incorporar sus costos de oportunidad en las ofertas al mercado eléctrico nacional, mejorando así la asignación de riesgos en el mercado mayorista de energía, contribuyendo de esta manera, al cumplimiento de los principios de la coordinación y garantizando por esta vía el adecuado funcionamiento del mercado.

En resumen, se visualiza que, en un mercado basado en costos auditados, como el que actualmente caracteriza al Sistema Eléctrico Nacional, los problemas asociados a la estimación del costo de oportunidad de los activos bajos en carbono se incrementen, a medida que la penetración de la generación ERV con costos variables nulos, la participación de la demanda y la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías aumenten.

En un escenario de transición energética, la operación de centrales térmicas con condiciones especiales de operación será cada vez más frecuente, ya que los costos de oportunidad diferirán de los costos de combustible debido a restricciones físicas o climáticas. Prueba de ello es la necesidad de tener condiciones de suministro especiales para el GNL, así como también las consideraciones sobre el denominado "diésel de seguridad". Esto dificultará la operación a mínimo costo del sistema de mantenerse un sistema de costos auditados, ya que la verificación y cálculo de estos costos será cada vez más compleja.

## EXPERIENCIA COMPARADA

Como fase inicial de la asesoría realizada por ECCO, se desarrolló un análisis comparativo internacional respecto de cuatro operadores de sistemas independientes de Estados Unidos: CAISO (California), ERCOT (Texas), PJM (New Jersey hasta Carolina del Norte) y ISO-NE (Massachusetts y otros cinco estados aledaños). Este análisis se empleó como insumo para luego proponer las reglas iniciales que debería tener, como base, el nuevo diseño de mercado para Chile.

En particular, el análisis se centró en: a) examinar todos los elementos clave de cada mercado, b) analizar cómo se incorporan los activos con bajas emisiones de carbono en los mercados, y c) la identificación de desafíos y soluciones a lo largo del proceso de reforma del mercado y la arquitectura de estos mercados en la actualidad.



En términos generales, se observa que el operador independiente del sistema (ISO) es la entidad que gestiona los mercados para asegurar el suministro de la demanda de manera confiable y competitiva, supervisando la operación de la red de transmisión, emitiendo instrucciones de despacho basadas en los recursos licitados, y determinando los precios de despeje del mercado mayorista.

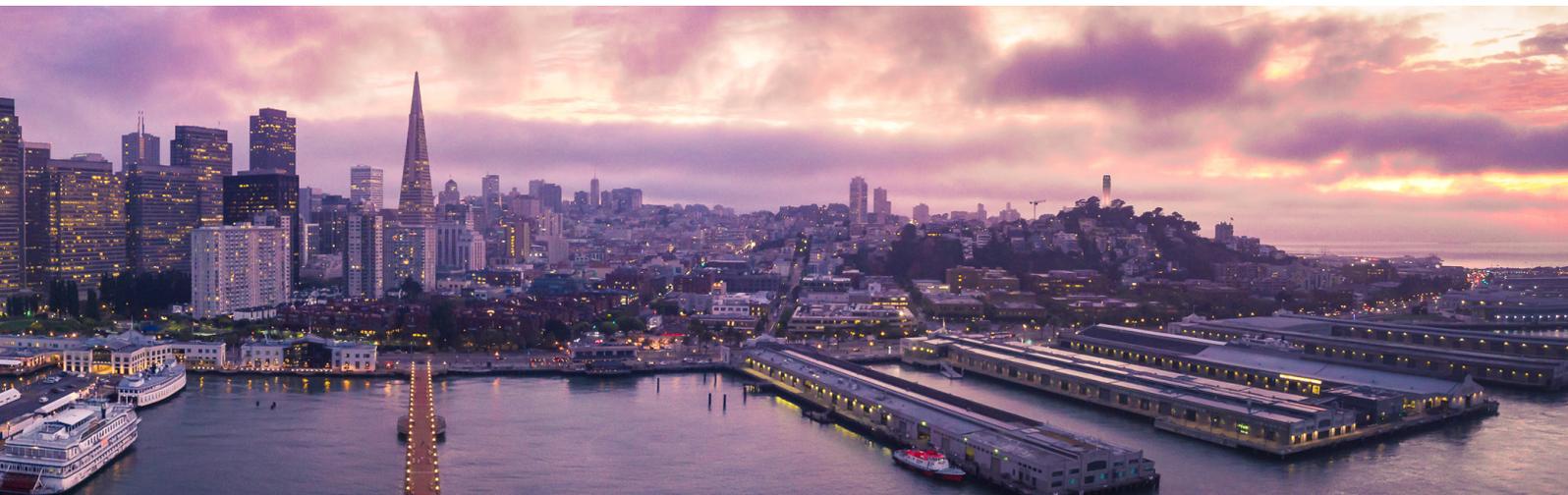


Adicionalmente, el informe describe los productos del mercado mayorista, tales como mercado energético del día siguiente o Day-Ahead Market (DAM), mercado energético en tiempo real o Real-Time Market (RTM), reservas operativas y capacidad, entre otros. Las asignaciones de estos productos se realizan mediante subastas periódicas vinculantes y se liquidan a precios uniformes, incentivando a los oferentes a revelar su verdadero costo para lograr precios de equilibrio eficientes. Igualmente, *se implementan sistemas de liquidación doble<sup>1</sup>*, tanto en el DAM como en el RTM, para prevenir la manipulación de precios y facilitar la integración de recursos renovables intermitentes, entre otros.

De la experiencia comparada, también se destaca la existencia de mecanismos de adecuación de recursos y remuneración de capacidad, siendo este último elemento fundamental para

Otros aspectos relevantes destacados de la experiencia comparada son los derechos financieros de transmisión para mitigar riesgos de congestión en líneas de transmisión y la existencia de mecanismos de mitigación del poder de mercado, tanto ex-ante como ex-post, para diluir el comportamiento estratégico de los participantes, ya sea en el mercado del día siguiente como en tiempo real.

A partir de lo anterior, se compararon estructuras típicas, tales como precios uniformes (Pay-as-Clear) vs Pay-as-Bid, mercado del día siguiente unificado vs dividido por tecnología, diferentes estructuras de contratos de largo plazo (PPAs), mercado de capacidad, mitigación ex-ante y ex-post, mecanismos de cobertura de riesgo por cogestión, mercado físico vs virtual, costos incluidos en la co-optimización y formatos de subastas de servicios complementarios.



asegurar la suficiencia de recursos en el sistema de energía. En mercados exclusivamente de energía, los precios reflejan la escasez y cubren los costos fijos, pero en sistemas donde estos últimos no son cubiertos en los precios, dichos costos fijos deben ser remunerados más allá de la venta de energía, ya sea a través de pagos administrativos por mantener la capacidad instalada disponible o por medio de licitaciones.

El estudio de ECCO analizó cómo opera el mercado en distintas áreas de Estados Unidos.

*<sup>1</sup> La doble liquidación, en el contexto del mercado mayorista eléctrico, es un mecanismo de compensación y ajuste financiero que se utiliza para reconciliar las diferencias entre las transacciones programadas y las reales. Este concepto es importante para asegurar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.*



## ELEMENTOS CLAVES DE LA PROPUESTA DE NUEVO MODELO DE MERCADO BASADO EN OFERTAS

---

Para definir el modelo de mercado adecuado a nuestra realidad, la consultora revisó y analizó el mercado eléctrico nacional, basado en costos, destacando que el modelo chileno ya cuenta con fundamentos sólidos, incluyendo co-optimización de energía y servicios complementarios, precios nodales, un operador independiente del sistema, entre otros.

Tales elementos constituyen una base sólida para transitar a un mercado de energía basado en ofertas, pero para que esta transición y su implementación sea exitosa, deberá contener los siguientes elementos básicos:

- Mercado del día siguiente vinculante,
- Puesta en marcha de unidades por confiabilidad del sistema,
- Mercado en tiempo real,
- Servicios complementarios,
- Co-optimización de energía y reservas,
- Costos marginales nodales,
- Derechos de rentas por congestión o derechos financieros de transmisión
- Liquidación múltiple.
- Mitigación de poder en todos los mercados señalados en este listado, tanto ex-ante como ex-post.

En base a lo anterior, se propone una arquitectura de diseño óptimo para un mercado energético competitivo, consistente con la realidad del Sistema Eléctrico Nacional y su objetivo de carbono neutralidad.

Esta propuesta se basa en los resultados del análisis, con un enfoque clave en la seguridad y eficiencia económica. El diseño recomendado exige pasar de la estructura actual del mercado basado en costos a uno basado ofertas, no solo para unidades convencionales, sino para los nuevos activos emergentes, como ERV, medios de almacenamiento, respuesta de la demanda y recursos energéticos distribuidos

(DER), que ya representan el 20% del suministro local, entre otros componentes.

*Para mayor entendimiento, se consideran los siguientes mercados como pilares del nuevo diseño:*

- DAM (Day-Ahead Market):** El Mercado diario o del día siguiente, es un mercado donde se realizan transacciones de electricidad con un día de anticipación. Los generadores y consumidores presentan sus ofertas y demandas para el suministro y consumo de energía eléctrica para el día siguiente. En este mercado, se determina el despacho óptimo de generación y se fijan los precios horarios de la electricidad con base en las ofertas presentadas. El objetivo del DAM es planificar y asegurar un suministro eficiente y confiable de energía eléctrica, proporcionando señales de precios que reflejen las condiciones esperadas del sistema eléctrico.
- RTUC (Real-Time Unit Commitment):** El Compromiso de Unidades en Tiempo Real es un proceso de planificación y despacho que ocurre en tiempo real. En este proceso, el operador del sistema determina qué unidades de generación deben estar en funcionamiento para satisfacer la demanda de electricidad en cada momento, teniendo en cuenta las condiciones reales del sistema, como la demanda actual, las reservas disponibles y las restricciones operativas. El RTUC es crucial para ajustar la oferta de generación a las condiciones cambiantes del sistema, asegurando la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- RTM (Real-Time Market):** El Mercado en Tiempo Real es un mercado donde se realizan transacciones de electricidad en tiempo real, ajustando las diferencias entre las previsiones del DAM y las condiciones reales del sistema eléctrico. Los precios en el RTM reflejan el costo marginal de producir una unidad adicional de electricidad en un momento dado, considerando la oferta y la demanda actual. El RTM permite corregir desviaciones entre la generación prevista y la

demanda real, asegurando que el sistema se mantenga en equilibrio y operando de manera eficiente.

Estos tres componentes son esenciales para la operación de un mercado mayorista eléctrico basado en ofertas, ya que permiten una planificación anticipada, un ajuste en tiempo real y una gestión eficiente de los recursos energéticos, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Luego de un análisis exhaustivo de las brechas entre el diseño propuesto y el actual, se define una hoja de ruta detallada para la implementación del diseño óptimo del mercado propuesto. Esta hoja de ruta consta de dos fases secuenciales de implementación, cubriendo un período de siete (7) años en total, considerados una vez realizados los ajustes regulatorios y legales necesarios. Las funciones del mercado en cada fase deben implementarse en su totalidad, sin la posibilidad de seleccionar algunas funciones sobre otras.

Para la **Fase 1** se contempla la creación de los mercados vinculantes DAM, RTUC, RTM, mitigación de poder de mercado (ex-ante y ex-post), sistema de liquidación múltiple, mercado de derechos financieros de transmisión y obligaciones de capacidad con ELCC.

En la **Fase 2**, se implementaría el mercado de capacidad con precios de escasez, mercado de ofertas virtuales y mercados financieros de contratos por diferencia o Contracts for Differences (CfD).

Además, la asesoría proporcionó una visión general de los requisitos de recursos tecnológicos y de software para el Coordinador, junto con los pasos de implementación de estos basados en un enfoque incremental. La hoja de ruta propuesta está acompañada de un plan de acción para los principales actores, que incluyen a la autoridad regulatoria, al Coordinador y a los participantes del mercado.

## ***En resumen, el mercado de energía óptimo propuesto consta de los siguientes elementos:***

1. Mercado de energía del día siguiente vinculante basado en ofertas (Day Ahead Market - DAM).
2. Mercado de energía basado en ofertas para las unidades que entregan confiabilidad (Reliability Unit Commitment)
3. Mercado de energía de 15 minutos vinculante basado en ofertas como parte de un mercado intradiario (Real Time Unit Commitment - RTUC)
4. Mercado de energía de 5 minutos vinculante basado en ofertas (Real Time Market - RTM)
5. Mercado de servicios complementarios vinculantes basado en ofertas para los mercados DAM, RTUC y RTM.
6. Participación en el mercado de centrales hidroeléctricas mediante ofertas, con un periodo de transición.
7. Co-optimización de Energía y Reservas
8. Precios marginales nodales o Locational Marginal Price (LMP).
9. Pagos de capacidad con ELCC (Effective Load Carrying Capability) como mercado bilateral en una primera fase y luego precios de escasez (scarcity pricing) a través de curvas de demanda de reserva operativa (Operational Reserve Demand Curve - ORDC)
10. Mercados financieros de derechos de transmisión para mitigar congestión en transmisión
11. Liquidación o settlement múltiple en mercados DAM, RTUC y RTM.
12. Mitigación del poder de mercado ex-ante y ex-post, y
13. Mercados financieros con actores del mercado financiero (Ofertas virtuales)

# IMPLEMENTACIÓN DE LA PROPUESTA

## Elementos actuales

### ELEMENTOS QUE CAMBIAN

Costos auditados

Subastas SSCC ("Pay as bid")

### ELEMENTOS QUE SE INCORPORAN

Monitoreo ex-post de las condiciones de competencia

Mercado en Tiempo Real (RTM)

### ELEMENTOS QUE SE MANTIENEN

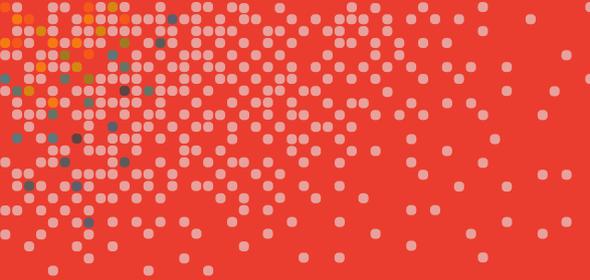
Operador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Co-optimización a través de un sistema del Día Siguiente (Day - Ahead) e Intradiaria

Sistema de contratos de largo plazo (PPA)

## Nuevos elementos del mercado de ofertas

FASE 1-A 3 AÑOS	FASE 1-B FUNCIONAMIENTO 3 AÑOS	FASE 2 2 AÑOS
Ofertas		
Subastas SSCC "Pay as Clear"		
Doble liquidación		
Vinculancia DAM y RTM		
Ofertas Day Ahead Market		
Ofertas RTM		
Mitigación de ofertas (exante)		
Obligaciones de capacidad		
Derechos de transmisión (FTR)		
		Ofertas Virtuales
		Mercado de Capacidad
		Scarcity Pricing
		Contratos por diferencia (CfD)



El "**Mercado del día siguiente basado en ofertas (DAM)**" funcionaría de manera unificada y tecnológicamente neutral, es decir, sin separar las ofertas por tecnología de generación.

Esto permite aumentar la liquidez y eficiencia del mercado. Además, se trataría de precio uniforme (pay-as-clear).

El "**Mercado de ofertas para las unidades que entregan confiabilidad**" garantiza al Coordinador operar el mercado de manera segura, manteniendo reservas de confiabilidad según sea necesario y sólo pagando el valor diferencial que aportan, evitando dobles pagos.

El **mercado en tiempo real**, es de suma importancia, aunque será mucho más pequeño en volumen de energía transada que el DAM. En este, las ofertas se entregan cada 15 minutos y se calculan precios de equilibrio cada 5 minutos, de modo de asegurar la precisión y eficiencia de la operación del mercado.

En todos los mercados, **la energía y las reservas son co-optimizadas**, de manera de siempre encontrar el despacho óptimo del sistema, en las condiciones exactas en que se encuentra en cada momento. Además, se mantiene la arquitectura de **precios nodales** existente, entregando más precisión y granularidad temporal del cálculo de los precios.

El diseño considera la **participación en el mercado de centrales hidroeléctricas** mediante ofertas, de tal modo de mantener el despacho centralizado basado en costos durante la primera fase de implementación y, luego, permitir, paulatinamente a los oferentes de recursos hidroeléctricos, ir realizando ofertas dentro de una banda en torno al valor futuro del agua, calculado centralizadamente.

Un elemento esencial es la **mitigación del poder de mercado**, el que debe ser ex-ante (además de la existencia de mitigación ex-post). Para esto, se recomienda diseñar una serie de pruebas estructurales automáticas que analizan las condiciones estructurales del mercado (en tiempo real) y entregan alarmas de manera automática cuando resulta conveniente mitigar las ofertas de algunos agentes del mercado.

El **mercado de capacidad** funcionaría aceptando ofertas por construir nueva capacidad de generación, imponiendo una obligación de ofertar dicha capacidad en los mercados DAM y de tiempo real sobre quienes reciben estos pagos. Inicialmente se consideran pagos por potencia mediante ELCC y luego incorporar, en una segunda etapa, precios de escasez y curvas de demanda de reserva operativa.

## Detalles de los componentes del nuevo mercado

Un aspecto muy importante para asegurar la eficiencia y competitividad del mercado es el "**diseño de mercado de doble liquidación**". Esto significa que las transacciones de energía y reservas se liquidan en el mercado del día siguiente (DAM) y luego en el mercado en tiempo real, de manera independiente. Ambos mercados están estrechamente relacionados, pero se liquidan de manera separada, generando precios independientes. Esta característica del diseño es fundamental, ya que entrega incentivos para minimizar potenciales manipulaciones del mercado, al tener que liquidarse en tiempo real las diferencias con el DAM.

Otro punto destacado es que se considera crear los **derechos financieros de transmisión**, que operan como un seguro para los agentes del mercado contra la congestión de la red. De esta forma, los generadores y la demanda pueden protegerse ante situaciones en que la red se congestione, obteniendo seguridad y estabilidad en el flujo de sus ingresos y egresos.



## BENEFICIOS DE LA PROPUESTA

**E**ste modelo de mercado, que considera una serie de cambios, implica dar señales para tener un mercado competitivo, eficiente y con menos costos de operación, a la vez que entrega al operador del sistema las herramientas necesarias para manejarlo eficientemente.

Además, permite crear señales de precio eficientes para todos los recursos que tengan costos de oportunidad, como los sistemas de almacenamiento y otros recursos que posean limitaciones de capacidad de algún tipo.

Finalmente, el modelo da espacio para que entren nuevos agentes al mercado eléctrico, principalmente la demanda y actores financieros.



*Lee nuestra Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada*



*Lee el informe completo de ECCO*



*Lee nuestro estudio sobre capacidades de almacenamiento óptimo para el sistema*

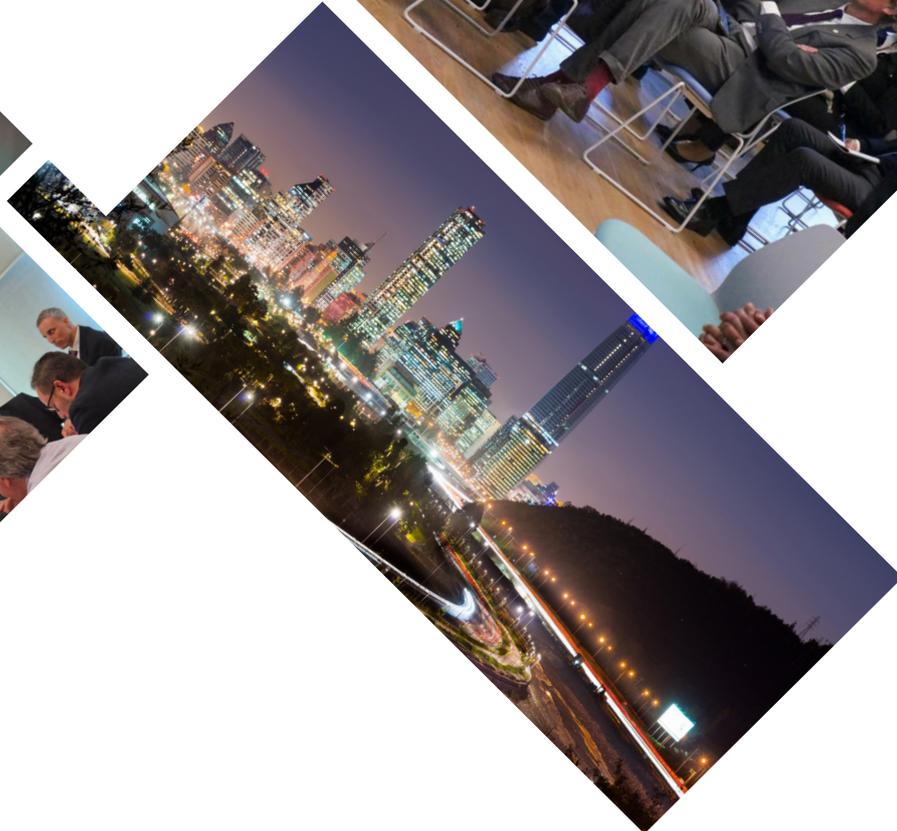


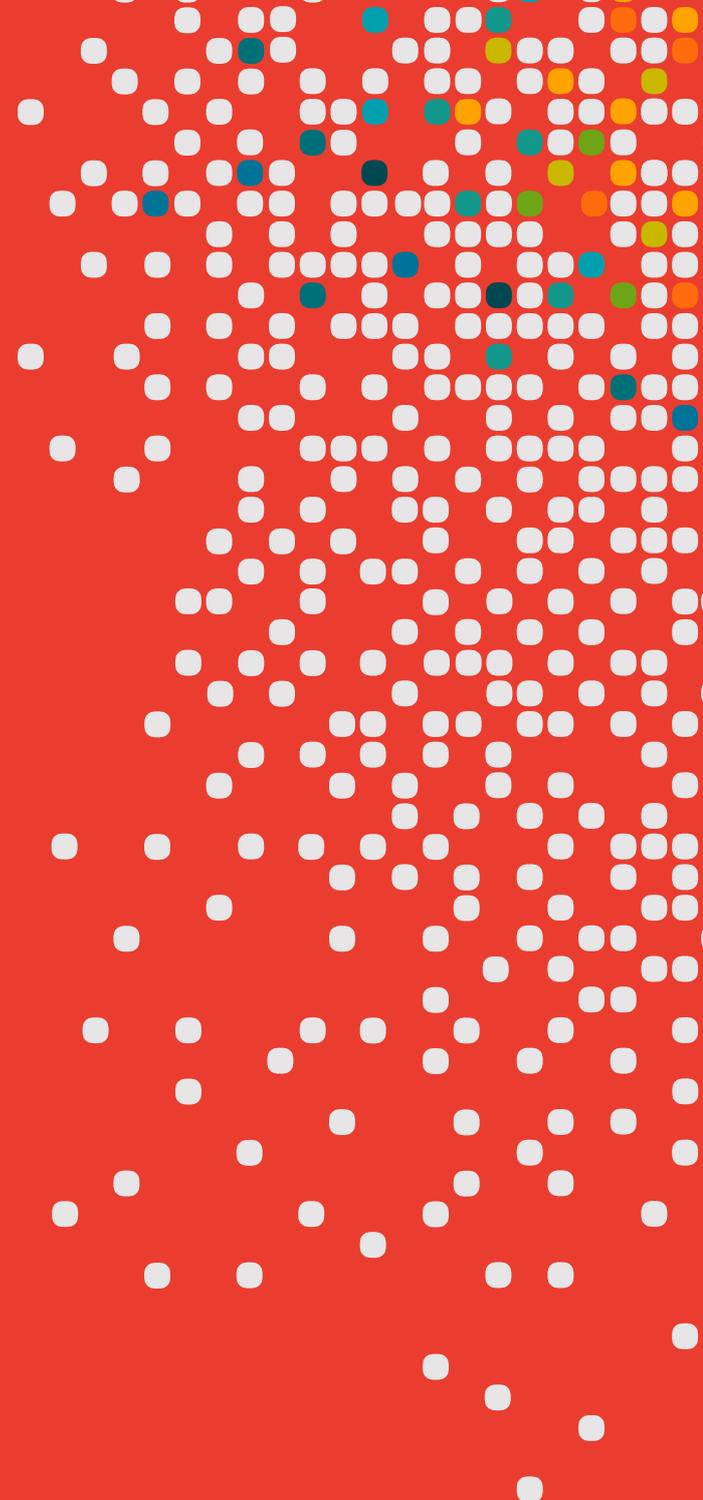






**COORDINADOR**  
ELÉCTRICO NACIONAL





**COORDINADOR**  
ELÉCTRICO NACIONAL