

# **Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes**

## **Informe Final**

**27 de Diciembre de 2021**

Informe preparado por Vinken Dictuc para la  
Comisión Nacional de Energía

## Informe Final

<b>Nombre Cliente</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>Dirección</b>	Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449, Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13, Santiago Centro
<b>Licitación</b>	Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes
<b>Responsable del Informe</b>	Matías Negrete Pincetic – Profesor Asociado
<b>Correo electrónico</b>	<a href="mailto:mnegrete@ing.puc.cl">mnegrete@ing.puc.cl</a>
<b>Fecha</b>	27 de Diciembre de 2021

## Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del presente estudio.

- Matías Negrete Pincetic, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, Vinken-Dictuc, ISCI.
- Rodrigo Moreno, Dpto. Ing. Eléctrica UCh, ISCI.
- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Álvaro Lorca, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC, Vinken-Dictuc.
- Nicolás Lobos, Vinken-Dictuc.
- Cristián Villalobos, Vinken-Dictuc.
- Ross Baldick, University of Texas-Austin, USA.

## Tabla de Contenidos

<b>Equipo de Trabajo</b>	<b>3</b>
<b>Tabla de Contenidos</b>	<b>4</b>
<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>9</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>18</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>20</b>
<b>3. Revisión de Mercados de Oferta y Liquidación Múltiple</b>	<b>21</b>
3.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection	27
3.1.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	27
3.1.2. Esquema de Subastas de Energía	29
3.1.3. Servicios Complementarios	32
3.1.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación	33
3.1.5. Mecanismo de Suficiencia	35
3.1.6. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia	36
3.2. España	39
3.2.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	39
3.2.2. Esquema de Subastas de Energía	41
3.2.3. Servicios Complementarios	44
3.2.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación	44
3.2.5. Mecanismo de Suficiencia	45
3.2.6. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia	47
3.3. Nueva Zelanda	49
3.3.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	49
3.3.2. Esquema de Subastas de Energía	51
3.3.3. Servicios Complementarios	53
3.3.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación	54
3.3.5. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia	56
3.4. Otras Experiencias en Sistemas Eléctricos de Referencia	58
3.4.1. Reestructuración del Mercado Eléctrico Colombiano	58
3.4.2. Crisis Eléctrica de California	59
3.4.3. Proceso de Transición del Sistema Eléctrico Mexicano	60
3.5. Conclusiones Respecto de la Revisión de la Experiencia Internacional	62
<b>4. Análisis Crítico del Funcionamiento Actual del Mercado</b>	<b>65</b>
4.1 Operación del Sistema	67
4.2. Mercados Eléctricos	71
Mercado del Día Anterior, Intradía y en Tiempo Real	72
Desvíos y Causalidad	74
Transición Hacia un Mercado de Ofertas	75
Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes	77

Mercados de Servicios Complementarios	77
Monitoreo de la Competencia	78
Costos No-Convexos	78
Mecanismo de Suficiencia	81
<b>5. Propuesta de Esquemas de Liquidación Múltiple</b>	<b>83</b>
5.1. Principios de Diseño	84
5.2. Vinculación y Mercados Intradarios	86
Ejemplo de España y Alemania Respecto a Mercados Intradarios	88
5.3. Esquemas de Liquidación Múltiple Propuestos	91
5.3.1. Propuesta 1	92
5.3.2. Propuesta 2	93
5.4. Análisis de Implementación en Relación a Servicios Complementarios	96
5.5. Análisis de Implementación en Relación al Mecanismo de Suficiencia	100
5.5.1. Desafíos de Mercados Eléctricos y Señales de Largo Plazo	100
5.5.2. Necesidad de Mecanismos de Capacidad	102
5.5.3. Categorización de Mecanismos de Capacidad	103
5.5.4. Desarrollo del Mecanismo de Capacidad	105
<b>6. Análisis de Desempeño de Esquemas de Liquidación Múltiple</b>	<b>107</b>
6.1. Análisis de Baja Escala	107
6.1.1. Escenarios Sin Límite de Rampa: Vinculación y Valor de la Información	108
Día Anterior	111
Esquema Actual	112
Esquema 1	114
Esquema 2	118
6.1.2. Escenarios Con Límite de Rampa: Valor de la Ventana de Optimización	125
Día Anterior	126
Esquema Actual	126
Esquema 1	127
Esquema 2	128
6.1.3. Escenarios Con Límite de Rampa: Pronóstico Subestimado de Generación	135
Día Anterior	137
Esquema Actual	137
Esquema 1	138
Esquema 2	139
6.1.4. Escenarios Con Límite de Rampa: Pronóstico Subestimado de Demanda	143
Día Anterior	145
Esquema Actual	145
Esquema 1	146
Esquema 2	147
6.2. Análisis a Escala del Sistema Eléctrico Nacional	151
6.2.1. Modelación de Esquemas de Liquidación Múltiple	151

6.2.2. Incentivos Sobre los Pronósticos de Demanda	160
Pronóstico de Demanda Subestimada	160
6.2.3. Incentivos Sobre los Pronósticos de Generación	165
Pronóstico de Generación Sobrestimada	165
Pronóstico de Generación Subestimada	171
6.2.4. Análisis Independiente de Incentivos	177
Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)	180
Pronóstico de Demanda Subestimada (I)	182
Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)	184
Pronóstico de Generación Subestimada (I)	186
6.2.5. Análisis Independiente de Incentivos (Reemplazo de Generación al 2030)	188
Pronóstico de Demanda Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)	190
Pronóstico de Demanda Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)	192
Pronóstico de Generación Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)	194
Pronóstico de Generación Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)	196
6.3. Análisis de la Señal de Largo Plazo	198
6.3.1. Resultados del Análisis	199
6.3.2. Conclusiones del Análisis	203
6.4. Conclusiones del Análisis de Desempeño	207
<b>7. Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas</b>	<b>209</b>
<b>8. Análisis de Desempeño de Esquemas de Mercado de Ofertas</b>	<b>214</b>
8.1. Escenarios con Capacidad Efectiva	218
8.2. Escenarios con Capacidad Potencial	225
8.3. Escenarios con Reemplazo de Generación al 2030	231
8.4. Conclusiones del Análisis de Desempeño	237
<b>9. Revisión de Mecanismos de Mitigación y Monitoreo</b>	<b>239</b>
9.1. Mecanismos de Mitigación de Poder de Mercado	240
9.1.1. Precios Máximos	240
9.1.2. Mitigación Local de Poder de Mercado	243
9.2. Mecanismos de Monitoreo de Condiciones de Competencia	245
9.2.1. Índices Estáticos	246
Concentración de Mercado	246
Pivotalidad de los Agentes	247
Análisis Precio-Costo	248
Output Gap	249
Churn Rate	249
Análisis de Demanda Residual	249
Índices Must-Run	250
9.2.2. Simulaciones Basadas en Mecanismos Determinados	250
Modelo de Cournot	251

Modelo de Bertrand	251
Supply Function Equilibrium	252
9.2.3. Análisis de Rentas Pivotales	252
9.2.4. Conclusiones Respecto de la Revisión de Mecanismos de Monitoreo	253
<b>10. Análisis del Proceso de Transición</b>	<b>255</b>
10.1. Análisis de las Condiciones Futuras del SEN	256
10.2. Propuesta de Medidas para la Transición del Sistema Eléctrico Nacional	260
Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación	261
Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas	261
Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado	262
<b>11. Incorporación de Esquemas Competitivos de Generación en SSMM</b>	<b>265</b>
11.1. Proceso Actual de Tarifación-Planificación para SSMM	265
11.1.1. Descripción y Caracterización de SSMM en Chile	265
11.1.2. Estructura y Proceso Actual de Determinación de Precios en SSMM	267
11.1.3. Fórmulas Tarifarias e Indexación	270
11.1.4. Perspectivas de Desarrollo en los SSMM	274
11.1.5. Comentarios Respecto al Proceso Actual Asociado a SSMM	277
11.2. Alternativas de Implementación para Esquemas de Transacción de Energía de Corto y Largo Plazo	279
11.2.1. Licitaciones de Largo Plazo	279
11.2.2. Mercados Locales	280
11.2.3. Mercado de Corto Plazo (Modelo Actual SEN)	281
11.3. Propuesta para la Desintegración del Segmento Generación Respecto de los Segmentos de Transmisión-Distribución en SSMM	283
11.3.1. Propuesta de Implementación	286
11.3.2. Ejemplos Cuantitativos y Factibilidad	288
<b>12. Conclusiones</b>	<b>291</b>
<b>Referencias</b>	<b>295</b>
Revisión de Mercados de Oferta y Liquidación Múltiple	295
Análisis Crítico del Funcionamiento Actual del Mercado	296
Propuesta de Esquemas de Liquidación	299
Análisis de Desempeño de Esquemas de Liquidación Múltiple	303
Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas	303
Análisis de Desempeño de Esquemas de Mercado de Ofertas	304
Revisión de Esquemas de Monitoreo de Mercado	304
Análisis del Proceso de Transición	307
Incorporación de Esquemas Competitivos de Generación en SSMM	309
<b>Anexos</b>	<b>310</b>
Anexo A. Plataforma NewEn Operations	310
Anexo B. Modelo de Pre-despacho	312

B.1. Problema de Pre-despacho	312
Conjuntos, Variables y Parámetros	312
Restricciones y Función Objetivo	313
B.2. Conectividad Hidráulica	314
Conjuntos, Variables y Parámetros	314
Restricciones y Función Objetivo	315
B.3. Reservas en el Problema de Pre-despacho	316
Conjuntos, Variables y Parámetros	316
Restricciones y Función Objetivo	317
Anexo C. Ejemplo Ilustrativo de la Ineficiencia Asociada a Listas de Mérito	319
Anexo D. Programa de Descarbonización	321



## Resumen Ejecutivo

La Comisión Nacional de Energía ha encargado a Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., el desarrollo del estudio “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”. Este tiene por objetivo general **realizar una propuesta de diseño que perfeccione el mercado eléctrico nacional, considerando un escenario de alta penetración renovable y nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, permitiendo una transición hacia esquemas de liquidación múltiple del mercado y de ofertas, incorporando señales de flexibilidad y que incentive la participación de nuevos agentes**. En particular, el estudio considera los siguientes objetivos específicos:

1. Proponer un diseño de mercado eléctrico para el SEN basado en esquemas de liquidación múltiple para la provisión de distintos productos y servicios eléctricos, que permita la operación segura, flexible y a mínimo costo en un contexto de descarbonización, alta penetración de energías renovables y nuevos agentes participantes del mercado eléctrico.
2. Proponer un diseño de mercado eléctrico para el SEN basado en esquemas de ofertas que considere la participación de los agentes en distintas instancias de liquidación, así como la provisión de los diferentes productos eléctricos.
3. Analizar la incorporación de esquemas competitivos de generación en Sistemas Medianos, que permitan la integración de nuevos agentes y capturar eficiencias adicionales al actual modelo basado en un proceso cuatrienal de tarificación-planificación.

En la sección 1 se presenta una breve introducción y motivación para el desarrollo del estudio, además de presentar la estructura general del informe final, mientras que en la sección 2 se presentan el objetivo general y objetivos específicos de la consultoría.

En la sección 3 se **describe la experiencia internacional de mercados eléctricos de referencia que utilizan esquemas de oferta de energía y reservas, y liquidación múltiple**. En particular, se revisa la experiencia de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, España y Nueva Zelanda. Adicionalmente, se revisan aspectos de la reestructuración del mercado eléctrico colombiano, la crisis eléctrica de California y el proceso de transición del sistema eléctrico mexicano desde un esquema de mercado basado en costos auditados a uno basado en ofertas (parciales) de energía. En general, estos **sistemas reflejan distintas filosofías de organización de la operación de los sistemas y mercados eléctricos**, diferenciándose en sus niveles de centralización.

En particular, a partir de la **revisión de los mecanismos de mercado** que estos sistemas presentan, se observa que estos cuentan con estructuras de mercado basadas en ofertas, donde los procesos de subastas se celebran generalmente en el contexto de mercados de múltiples etapas vinculantes, previas a la operación física del sistema. Los procesos de programación y operación se encuentran basados en modelos de optimización, en donde las subastas de energía se resuelven por medio de la co-optimización conjunta de energía y reservas (en aquellos sistemas con precios nodales el cálculo de precios es directo desde modelos de optimización); o bien, en base a listas de mérito de carácter secuencial. Los sistemas de referencia cuentan con una gama de servicios complementarios (SCC), producto de las características y necesidades técnicas particulares de cada sistema. Esto resulta en diferentes productos, tipo de mercado, métodos y estructuras de remuneración. Respecto a los mecanismos de suficiencia utilizados, los sistemas revisados cuentan con mercados de capacidad o se

encuentran en vías de implementación de ellos, a diferencia del caso chileno que se basa en pagos administrativos. Adicionalmente, tanto el suministro como la demanda pueden ofertar en las subastas de mercado, permitiendo capturar la elasticidad de la demanda dentro del proceso de subasta y habilitando la integración de la respuesta de demanda y la generación distribuida en las diferentes instancias de los mercados mayoristas.

Por otro lado, el desarrollo y operación de un mercado basado en ofertas supone un **enfoque particular en el monitoreo de las condiciones de competencia** en el corto, mediano y largo plazo, en un proceso de desarrollo y mejora continua que ha y continúa tomando, varios años. Cabe destacar que el monitoreo e identificación de comportamientos de abuso de poder de mercado de forma sostenida resulta particularmente desafiante. De forma general, el monitoreo de mercado y análisis de condiciones de competencia se realiza principalmente tanto de manera *ex-ante* como *ex-post* a la operación real del sistema, y se basa tanto en condiciones estructurales del mercado como en el comportamiento de los participantes. Por lo demás, idealmente los mecanismos de mitigación del poder de mercado deben ser implementados en las distintas etapas de mercado (e.g., día anterior, intradiario y tiempo real).

Finalmente, la experiencia internacional destaca la importancia de la contratación a largo plazo de la energía en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos, los que no solo permiten la cobertura frente al riesgo e incertidumbre del mercado spot, sino que también corresponden a una señal de inversión más segura y estable en el tiempo.

En la sección 4 se realiza un **análisis crítico respecto del funcionamiento actual del mercado chileno**, en contraste con la experiencia de sistemas de referencia. Los diversos sistemas revisados coinciden en un diagnóstico similar, respecto a que **existirá un aumento de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente, lo que supondrá una serie de cambios necesarios integrales y profundos**. Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado y herramientas operacionales utilizadas. En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado. En dicho contexto, cabe destacar que el sistema eléctrico chileno requiere la implementación de medidas de manera paulatina y progresiva.

Es así como, en contraste con lo observado en la experiencia de los sistemas de referencia estudiados, resulta manifiesta la necesidad primordial de avanzar hacia un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios. Adicionalmente, es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado, alineados con la visión del sistema eléctrico chileno y adaptado a las necesidades del nuevo paradigma tecnológico.

En la sección 5 **se proponen dos esquemas de implementación de mercados eléctricos para el SEN basados en mecanismos de liquidación múltiple** utilizando elementos de la revisión internacional, literatura especializada y elementos particulares del SEN recogidos a partir del análisis crítico de este. Las propuestas descritas resultan ser extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, sientan elementos de diseño, como la vinculación y múltiples etapas, y elementos de implementación,

modelos y herramientas de operación del mercado, y se entienden como un paso previo hacia la implementación de esquemas basados en ofertas.

Los diseños propuestos se enfocan en la transición a estructuras de mercado similares a sistemas de los Estados Unidos, basado en un mercado del día anterior con la posible consideración de mercados intradiarios siguiendo las mejores prácticas de diseños europeos. Las propuestas se basan en mercados co-optimizados de energía y reservas, donde los modelos de mercado consideran aspectos operacionales en detalle, están basados en un esquema precio uniforme con pagos laterales y su principal dimensión de diferenciación es la cantidad de instancias de liquidación. Una visión general de las propuestas se encuentra en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de las principales características de los esquemas de liquidación múltiple propuestos y su comparación con el esquema actual.

<b>Esquema de Liquidación Múltiple</b>	<b>Formación de Precios</b>	<b>Cantidad y Objetivos de las Etapas</b>	<b>Información de los Agentes</b>	<b>Restricciones y Modificación de las Posiciones</b>
<b>Esquema Actual</b>	Precio uniforme para energía en base a listas de mérito y precio diferenciado (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior no vinculante y en tiempo real (despacho en base a listas de mérito).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual no es vinculante. Agentes no toman posiciones ni gestionan sus riesgos.
<b>Esquema Propuesto 1</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior vinculante y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.
<b>Esquema Propuesto 2</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Múltiples Etapas: Día anterior e intradiarias vinculantes y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

Por último, cabe destacar que estos esquemas requieren cambios en los mercados de SSCC debido a la transición hacia un esquema más consistente que el diseño actual. En particular, se requiere modificar la forma en que se remunera la provisión de reservas de SSCC, transitando desde un esquema de remuneración del tipo pay-as-bid a uno del tipo pay-as-clear que genere las señales de inversión requeridas para el desarrollo de tecnologías de generación flexibles que puedan responder a las necesidades de integración de fuentes ERV al SEN en el futuro. Respecto al actual mecanismo de suficiencia, las propuestas no generan necesidades adicionales de modificaciones a los mecanismos de suficiencia, más allá de los cambios que dicho mecanismo debiese tener. En particular, transitar desde uno basado en pagos administrativos como en el caso chileno, a uno basado en el desarrollo de mercados en los que los requerimientos de suficiencia se encuentran definidos en base a métricas y estándares de confiabilidad determinados, y donde el precio del servicio resulte en consecuencia de la competencia entre los agentes del mercado.

En la sección 6 **mediante el uso de simulaciones se evalúa la operación esperada del sistema bajo los esquemas de mercado propuestos, enfatizando las ventajas y desventajas de su implementación en el Sistema Eléctrico Nacional**, en contraste con la situación actual. La evaluación se realiza utilizando una modelación detallada del SEN con múltiples consideraciones operacionales asociadas a tecnologías de generación, red de transmisión, sistema hídrico e información asociada al parque de generación actual. Dicho modelo de operación se utiliza como elemento central para la implementación de los distintos esquemas de liquidación múltiple lo que involucra un alto número de tiempos de simulación y manejo de datos.

A partir de los resultados obtenidos es posible apreciar cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tienen impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales. En particular, es relevante destacar las ventajas que entrega el Esquema Propuesto 2, que incluye etapas intradiarias y despachos económicos con ventanas futuras, frente a una alta penetración de energías renovables variables, donde rampas intradiarias podrían ser un elemento relevante durante la operación.

Bajo un esquema vinculante existen incentivos para la realización de mejores pronósticos, ya que de lo contrario es factible verse expuestos a la incertidumbre de la demanda y el resto del parque de generación en tiempo real. Los resultados también reafirman el punto de que un diseño con mayores grados de libertad para mejorar los pronósticos permiten adaptar la información a los agentes con recursos variables a medida que se aproxima la operación en tiempo real, lo cual se ve alineado con los incentivos asociados en términos de las remuneraciones recibidas.

Por otro lado, los resultados muestran cómo, en términos de SSCC, un esquema de co-optimización con precio uniforme genera mejores señales de incentivo a nuevos participantes y tecnologías, pues así los costos de oportunidad por la provisión de estos productos son internalizados en las señales de precio que entrega el mercado. Lo anterior difiere del esquema actual donde los costos de oportunidad son calculados de manera discriminatoria a través de pagos laterales en base a los costos de operación individuales de cada agente.

Adicionalmente, los resultados obtenidos ilustran que, respecto a señales de largo plazo, las alternativas de mercados de corto plazo presentadas en lo referente a vinculación y etapas intradiarias continúan teniendo los desafíos conocidos de mercados marginalistas, respecto a la necesidad de evaluar cambios adicionales para generar señales de inversión adecuadas. Lo anterior mediante modificaciones de corto plazo (i.e., esquemas de scarcity pricing, internalización de costos no convexos, etc.) como de largo plazo (i.e., diseño de mecanismos de capacidad) que todavía están bajo ajuste y discusión en los sistemas de referencia y en la literatura científica especializada. Reafirmando el mensaje que el diseño de mercado es algo en constante iteración y evaluación. Sin embargo, los atributos antes mencionados respecto a la vinculación y etapas intradiarias consisten en un mejor punto de partida para implementar dichas modificaciones.

En la sección 7 **se presenta el diseño del mercado basado en ofertas propuesto**, el cual se basa en el Esquema Propuesto 2 de liquidación múltiple presentado anteriormente, contando con similitudes en su modelación y etapas vinculantes, las que se basan en la resolución de problemas de co-optimización de

energía y reservas, así como precios uniformes para energía y capacidad de productos de reserva, con la diferencia que la información de entrada se basa en una estructura de ofertas.

El **mercado del día anterior** se encuentra basado en un modelo de pre-despacho basado en **ofertas simples de precio fijas** durante el período de operación y cantidad máxima variable, para todas las tecnologías a excepción de los recursos hídricos los cuales seguirán bajo un esquema centralizado en energía. Lo anterior motivado por la necesidad de coordinación del uso del agua en cuencas complejas. Parámetros operacionales asociados a ofertas complejas como tiempos de encendido y apagado y costos no convexos (e.g., encendido y apagado) se propone que continúen bajo un esquema de auditoría de costos debido a que son parámetros usualmente asociados a unidades térmicas, conocidos por el operador del sistema. **Esquemas de pagos laterales** se utilizan para la compensación de costos no-convexos. Adicionalmente existe un **mercado de naturaleza intradiaria**, similar al día anterior, con posibilidad de actualizar ofertas de energía y reservas. En última instancia, el **mercado en tiempo real** considera la información actualizada de pronósticos (i.e., realización) y un despacho económico basado en la co-optimización de energía y reservas. En cuanto a la **activación de reservas**, esta se valoriza al precio de la energía, mientras que los costos de activación son asignados en base a las desviaciones respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes, lo que también podría suponer la posibilidad de uso de bandas reducidas. Una visión general de la propuesta se encuentra en la Tabla 2.

Tabla 2. Resumen de las principales características del esquema actual de mercado y propuesto.

Esquema	Esquema Actual	Esquema Propuesto
Proceso General de Mercado	Esquema híbrido. La programación del Día Anterior (DA) es no vinculante en base a costos auditados de energía, definiendo el pre-despacho de centrales térmicas y niveles de despacho referenciales. El proceso de subasta por reservas se basa en ofertas y se resuelve en la misma programación del DA. Operación en tiempo real se basa en el orden de mérito de costos de operación. Mercado se resuelve <i>ex-post</i> en función de la operación real del sistema.	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Mercado del Día Anterior (DA) e Intradiario (ID) en diferentes instancias. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos.
Resolución del Mercado	Programación del DA se resuelve mediante la co-optimización de energía y reservas. Operación en tiempo real se resuelve mediante orden de mérito.	Las subastas en el Mercado del DA e ID, así como el despacho en tiempo real del sistema se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas.
Administración del Proceso y Participantes	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (CEN). Solo generadores participan del mercado (inyecciones y retiros).	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (CEN). Suministro y demanda ofertan en las subastas.
Determinación de Precios	Esquema Híbrido. Los precios por energía se determinan de forma <i>ex-post</i> en función de la operación real del sistema y costos auditados. Los precios de reservas son del tipo pay-as-bid, en función de las ofertas presentadas en la subasta del DA.	Los precios de energía y reservas son determinados a partir de las variables duales de los modelos de co-optimización resueltos.
Pronósticos y Desviaciones	Pronósticos definidos por el CEN en función de pronósticos provistos por los propios agentes el DA. Esquema no vinculante no asigna responsabilidades respecto de desvíos.	Pronósticos generados por el CEN y/o provistos por los propios agentes a través de sus ofertas. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos. Desvíos impactan pagos y remuneraciones de los agentes en función de desviaciones

		respecto de la última etapa de liquidación de mercado.
--	--	--

En la sección 8 se **presentan los resultados del análisis cuantitativo del desempeño esperado del esquema de mercado propuesto considerando las características propias del SEN**. Para cumplir con lo anterior, se adaptan los desarrollos implementados en la simulación de mercados de múltiples etapas, para la consideración de un esquema de mercado basado en ofertas como el anteriormente descrito.

A partir de lo anterior se presentan simulaciones técnico-económicas cuya finalidad consiste en estudiar los distintos tipos de incentivos con los que podrían contar los agentes del mercado para modificar sus ofertas, evaluar los impactos en asignaciones, remuneraciones y costos marginales. Es importante recalcar que el objetivo de estas simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino evaluar y analizar los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas como el descrito, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.

Para comprender cómo la disponibilidad y mix de generación se relaciona con su impacto en el desempeño del mercado, se consideran escenarios con el fin de obtener resultados en relación a la evaluación de las condiciones estructurales actuales del sistema, las condiciones de corto plazo, y escenarios de reemplazo de generación en base a carbón al año 2030, con el fin de comprender el desempeño e incentivos que se generan en un escenario de desarrollo futuro del SEN. Por otro lado, se consideran diferentes estrategias de ofertas posibles (e.g., en base a costos variables, estrategias unilaterales de duplicación de ofertas, ofertas nulas y ofertas colusorias), a partir de las cuales se busca comprender los incentivos con los que podrían contar los agentes del sistema, en el contexto de un mercado de ofertas de energía basado en subastas de precio uniforme y con co-optimización de energía y reservas. Para cada estrategia de oferta, se considera la gestión centralizada de los recursos hidráulicos asociados a aquellas unidades que dependen de la determinación de un valor del agua. En específico, el análisis realizado se centra en las principales firmas en el SEN (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie), las que debido a su capacidad instalada conjunta de 15.9 GW (59% del actual parque generador) suponen un mayor riesgo de contar con potencial poder de mercado. Luego, a partir de los resultados de la aplicación de la metodología, se analizan los incentivos de los agentes así como la robustez del diseño de esquema de mercado propuesto.

Los resultados obtenidos son consistentes con el análisis de esquemas de múltiples etapas de liquidación en cuanto al valor de los pronósticos. No existe una correlación directa entre los costos totales de operación del sistema y costos marginales, mientras que diferentes estrategias de oferta modifican el pre-despacho y despacho de diferentes mix de generación, los que responden de manera diferente a desviaciones. Escenarios diferenciados en términos de la capacidad de generación despachable disponible dan cuenta del impacto de contar con una mayor holgura y capacidad de adaptación del sistema a los cambios en la curva de oferta, mientras que escenarios de reemplazo de generación en base a carbón al año 2030 dan cuenta de que los incentivos del esquema propuesto en un escenario de desarrollo futuro del SEN se mantienen.

En la sección 9 se presenta una **revisión y análisis crítico de mecanismos de mitigación de poder de mercado** en base a la implementación de precios máximos o de mecanismos de mitigación local de ofertas, así como de las principales **metodologías para el análisis de las condiciones de competencia**

propuestas y utilizadas por las principales agencias de monitoreo de mercados eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente. Estos esquemas y mecanismos resultan necesarios para la operación eficiente en condiciones de competencia de mercados eléctricos, dada la complejidad de los mecanismos de mercado e interacción de los agentes. Sin embargo, cabe destacar que su implementación es altamente desafiante. Por lo tanto, el **análisis deberá basarse en una multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos por un lado** (e.g., índices estáticos, simulaciones basadas en mecanismos determinados, y rentas pivotaes, entre otros), **y el análisis experto por el otro**.

En la sección 10 se analiza el **proceso de transición hacia un mecanismo de mercado de múltiples etapas basado en ofertas**, y se realiza una detallada descripción de etapas y plazos asociados a dicha transición, la cual debiera tomar varios años. Se describen una serie de ejes para los próximos años en el SEN que pueden mejorar las condiciones de competencia y por otro lado verse potenciadas por un mercado eléctrico asociado a un esquema de ofertas, entre las que se destacan un aumento en la demanda eléctrica, mejoras al sistema de transmisión, el desarrollo de nuevas tecnologías, la integración de recursos energéticos distribuidos, y modificaciones a la regulación de la distribución e ingresos de nuevos actores. **Es de esperar que las condiciones de mercado futuras favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por el ingreso de nuevos actores y tecnologías, y la reducción de barreras para la competencia a nivel del SEN**. Adicionalmente, la participación de estos nuevos actores y tecnologías podría verse facilitada en un mercado de ofertas, dada la naturaleza de estructura de costos e información asociados, los cuales son difíciles de auditar, permitiendo la gestión de riesgos por parte de cada agente y la internalización de costos de distinta naturaleza.

No obstante, **la transición hacia un mecanismo de mercado basado en ofertas requerirá de una serie de etapas, horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución**. En particular, requerirá de al menos las siguientes tres etapas.

- **Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación.** Enfocada en un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios, así como una serie de elementos necesarios de incorporar en el diseño y operación del actual mercado, que sienten las bases para dicha transición hacia un mercado basado en ofertas.
- **Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas.** Enfocada en el diseño de la arquitectura y reglas del mercado, tomando en consideración los elementos particulares del sistema eléctrico chileno, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas, y los tiempos asociados a cambios regulatorios previos, así como cambios en otros mercados relevantes.
- **Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado.** Enfocada en la implementación del diseño de mercado, la cual requerirá de una serie de pruebas, desarrollo de plataformas computacionales, talleres a participantes para presentar y dar a conocer las reglas del mercado.

A partir de lo anterior, se proponen plazos de implementación que consideren las limitaciones técnicas actuales que posee el sistema. Las **etapas anteriormente descritas no requieren ser llevadas adelante de manera totalmente secuencial**. Sin embargo, incluso realizando actividades en paralelo, **el plazo total de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición requerirá varios años**. De esta manera, la Figura 1 presenta una hoja de ruta ilustrativa y general para el estudio e implementación de un esquema de mercado basado en ofertas, en donde se identifican los principales hitos del proceso. Es

relevante destacar la necesidad de que este proceso de implementación de un mercado basado en ofertas debe ser precedido por una etapa de modificación de otros cuerpos regulatorios como Reglamentos y Norma Técnicas, de manera que estos cuerpos estén alineados con los elementos requeridos y no presenten barreras para la implementación y ejecución efectiva de un esquema basado en ofertas. En particular, se considera que los primeros semestres deben enfocarse en la aplicación y mejora de elementos relacionados con las herramientas de operación, como modelos de despacho en tiempo real, aumento en la granularidad temporal de los modelos, y modelos de co-optimización de energía y reservas, capaz de considerar un mercado co-optimizado de energías y reservas. Finalmente, con motivo de facilitar la transición del mercado, se evaluará la implementación mediante distintas etapas. Por ejemplo, una primera etapa podría tener como objetivo la implementación de un esquema de liquidación múltiple con costo auditado donde los agentes del mercado solo oferten la cantidad de energía que tienen disponible en cada período o decidir en qué etapa participar, para finalmente llegar a un esquema de oferta completa donde los agentes puedan ofertar tanto precio como cantidad, considerando todas las herramientas de monitoreo y mitigación de poder de mercado pertinentes.

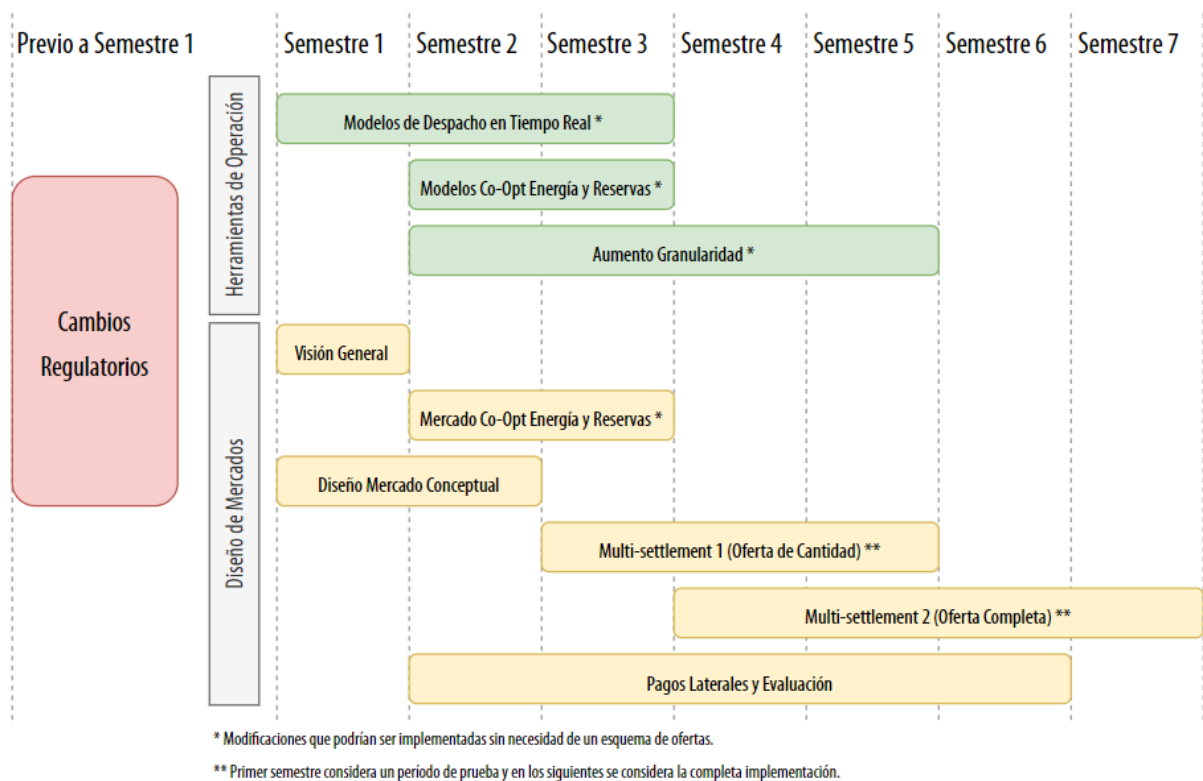


Figura 1. Hoja de ruta para la transición hacia un mercado basado en ofertas.

Finalmente, en la sección 11 se entrega una **visión general del estado actual y el modelo regulatorio vigente en la tarificación de los Sistemas Medianos (SSMM)**, realizado un diagnóstico de brechas existentes, especialmente enfocado en la rigidez del proceso actual y el efecto que esto ha tenido en la transición energética, donde se observa una baja penetración de recursos de generación renovable y bajo desarrollo de proyectos asociados a nuevas tecnologías.

A partir de lo anterior, y considerando una eventual desintegración entre el sector de generación respecto del de transmisión y distribución, se continúa con una revisión de potenciales esquemas de mercado que permitan una mayor competencia en el segmento de generación, entre los cuales se



revisaron licitaciones de largo plazo, esquemas de mercados locales y esquemas de mercado en tiempo real.

Por último, se realizó una propuesta de cambios que permita que productores independientes de potencia puedan participar en los SSMM, mediante la **realización de procesos de licitación específicos para desarrollar los proyectos de generación y donde los resultados de las subastas sean incorporados en la determinación de tarifas**. Es relevante destacar que estos cambios se ven motivados por la necesidad de integración de nuevos agentes, tecnologías, objetivos de política pública y capturar eficiencias adicionales a las capturadas por el actual modelo de tarificación-planificación centralizado basado en un proceso cuatrienal.

## 1. Introducción

La Ruta Energética 2018-2022, publicada en 2018 por el Ministerio de Energía (en adelante MEN), estableció mediante su Eje 1 en materia de generación eléctrica, la necesidad de considerar adecuaciones a las nuevas realidades del sector, de manera de dar respuesta a los requerimientos de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante SEN). Adicionalmente, en el marco del desarrollo de la Estrategia de Flexibilidad del MEN publicada en septiembre de 2020, se elaboró el estudio “Diseño del mercado de gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile” donde se señala que un despacho vinculante y liquidaciones del mercado en distintas etapas puede mitigar el riesgo de los agentes.

En un escenario de alta penetración de energía renovables variables (en adelante ERV) existirán mayores requerimientos de flexibilidad en el sistema, de manera que el sistema sea capaz de responder a la mayor variabilidad en la disponibilidad de energía y sacar el mayor provecho posible de estas energías. De esta manera, resulta necesario que el diseño del mercado entregue señales de eficiencia para aquellos participantes que puedan proveer estas nuevas necesidades.

En este contexto, la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) ha encargado a Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., el desarrollo del presente estudio, el cual se requiere que proponga un diseño de mercado eficiente en un escenario de alta penetración renovable y que incorpore señales de flexibilidad en los sistemas eléctricos del país, en cumplimiento con su rol de organismo técnico encargado de monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al MEN las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.

El estudio busca obtener una propuesta de diseño que perfeccione el mercado eléctrico nacional, considerando un escenario de alta penetración renovable y nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, permitiendo una transición hacia esquemas de liquidación múltiple del mercado y de ofertas, incorporando señales de flexibilidad y que incentive la participación de nuevos agentes.

El equipo de trabajo está integrado por un grupo multidisciplinario de académicos y profesionales, asociados a Dictuc y su unidad de negocios Vinken, la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Chile y el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería, con experiencia reconocida en sistemas eléctricos, investigación de operaciones y economía, y que además cuenta con experiencia en el desarrollo de diversos estudios, herramientas y análisis asociados al mercado eléctrico nacional.

A continuación, la sección 2 presenta los objetivos del presente estudio. La sección 3 presenta una revisión de la experiencia internacional de sistemas eléctricos de referencia en la operación de esquemas de oferta y de liquidación de múltiples etapas, mientras que en la sección 4 se realiza un análisis crítico del mercado chileno. En la sección 5 se presenta una propuesta de esquemas de liquidación múltiples para su implementación, así como su análisis en relación a servicios complementarios (en adelante SSCC) y al mecanismo de suficiencia, mientras que en la sección 6 se realiza un análisis del desempeño de los esquemas propuestos, mediante el uso de simulaciones de la operación esperada del sistema, enfatizando las ventajas y desventajas de su implementación. Por otro lado, la sección 7 contiene la propuesta de implementación de un esquema de mercado basado en ofertas, cuyo desempeño se analiza en la sección 8 mediante el uso de simulaciones de la operación

esperada del sistema. Posteriormente, la sección 9 realiza una revisión sobre distintos mecanismos para la mitigación y monitoreo del poder de mercado, mientras que la sección 10 presenta un análisis sobre el proceso de transición, considerando las condiciones futuras del sistema y una propuesta de medidas para llevar a cabo este proceso. Adicionalmente, en la sección 11 se analiza la incorporación de esquemas competitivos de generación en Sistemas Medianos (SSMM). Finalmente, la sección 12 presenta las conclusiones generales del estudio.

## 2. Objetivos

El Objetivo General (OG) del estudio consiste en realizar una propuesta de diseño que perfeccione el mercado eléctrico nacional, considerando un escenario de alta penetración renovable y nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, permitiendo una transición hacia esquemas de liquidación múltiple del mercado y de ofertas, incorporando señales de flexibilidad y que incentive la participación de nuevos agentes.

En particular, se plantean los siguientes Objetivos Específicos (OE) para el presente estudio:

1. Objetivo Específico N°1 (OE1): Proponer un diseño de mercado eléctrico para el SEN basado en esquemas de liquidación múltiple para la provisión de distintos productos y servicios eléctricos, que permita la operación segura, flexible y a mínimo costo en un contexto de descarbonización, alta penetración de energías renovables y nuevos agentes participantes del mercado eléctrico.
2. Objetivo Específico N°2 (OE2): Proponer un diseño de mercado eléctrico para el SEN basado en esquemas de ofertas que considere la participación de los agentes en distintas instancias de liquidación, así como la provisión de los diferentes productos eléctricos.
3. Objetivo Específico N°3 (OE3): Analizar la incorporación de esquemas competitivos de generación en Sistemas Medianos, que permitan la integración de nuevos agentes y capturar eficiencias adicionales al actual modelo basado en un proceso cuatrienal de tarificación-planificación.

### 3. Revisión de Mercados de Oferta y Liquidación Múltiple

En esta sección se **describe la experiencia internacional de mercados eléctricos de referencia que utilizan esquemas de oferta de energía y reservas, y liquidación múltiple**<sup>1</sup>. Entre otros elementos de diseño de mercado, se detalla: cómo se estructuran los mercados de energía, SSCC y mecanismos de suficiencia cuando corresponden; descripción de los procesos de subastas en base a ofertas y múltiples etapas de liquidación, por ejemplo, con casación en tiempo real, o del día anterior con etapa posterior intra-diaria, entre otros; y diferentes aspectos críticos que han tenido que resolver estos sistemas en la implementación y mejora continua de estos mercados, tales como estrategias y metodologías de monitoreo y control de poder de mercado, barreras de entrada, la forma de cobertura de riesgo que utilizan los agentes, entre otros aspectos. En particular, en la presente sección se revisa la experiencia internacional de 3 sistemas de referencia:

- Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection.
- España.
- Nueva Zelanda.

La selección de estos sistemas fue acordada junto a la contraparte técnica de la CNE. Las razones de esta selección dan cuenta de que estos sistemas presentan niveles de desarrollo significativo en cuanto al diseño e implementación de mercados eléctricos y procedimientos operacionales frente a las nuevas tecnologías, abordando de distintas maneras los desafíos particulares que han enfrentado en el proceso de integración de fuentes de generación renovables variables, sistemas de gestión de energía y participación de la demanda. De este modo, los sistemas eléctricos de referencia antes mencionados justifican su consideración y pertinencia en este estudio, tanto en el uso de esquemas basados en ofertas como en esquemas de liquidación múltiple.

En primer lugar, PJM coincide con diversos elementos de diseño de otros sistemas y mercados eléctricos de los Estados Unidos, basándose en un esquema de ofertas y de liquidación múltiple, resuelto mediante la co-optimización de energía y reservas donde destaca la implementación de mecanismos de mitigación de poder de mercado. El sistema cuenta con una vasta experiencia en la implementación y funcionamiento de este tipo de esquemas de mercado, adaptándose constantemente a las nuevas necesidades del sistema y enfrentando distintos tipos de desafíos que requieren de un monitoreo de mercado efectivo.

En segundo lugar, la experiencia del sistema eléctrico de España resulta interesante para el desarrollo de una propuesta de implementación en el mercado chileno producto de su estructura de múltiples etapas característica de otros sistemas europeos (e.g., Alemania e Italia), la que cuenta con un mercado del día anterior y mercados intradiarios de energía. Adicionalmente, cabe destacar el proceso de cambio regulatorio del mecanismo de suficiencia del sistema eléctrico español, desde uno basado en pagos administrativos como en el caso chileno, a uno basado en el desarrollo de mercados en los que los requerimientos de suficiencia se encuentran definidos en base a métricas y estándares de confiabilidad determinados, y el precio del servicio resulta consecuencia de la competencia entre los agentes del mercado.

---

<sup>1</sup> Una discusión en detalle de los elementos relacionados con la vinculación y mercados intradiarios se presenta en la sección 5.2. Vinculación y Mercados Intradiarios.

En tercer lugar, si bien el sistema eléctrico de Nueva Zelanda no considera un esquema de múltiples etapas, cuenta con la posibilidad de modificar las ofertas emitidas hasta una hora antes de la resolución, además de presentar similitudes con el SEN en cuanto a la composición de su parque de generación, particularmente en el predominio de la generación hídrica de embalses, permitiendo analizar los desafíos relacionados con la implementación de ofertas por parte de unidades de almacenamiento hidráulico, recurso que en la actualidad se gestiona de manera centralizada en el sistema eléctrico chileno. De esta forma se observa un alineamiento con los objetivos de penetración renovable que se esperan a nivel nacional, por lo que la experiencia neozelandesa resulta interesante para analizar formas de implementar esquemas de ofertas y/o licitación múltiple en sistemas con una alta participación de fuentes de generación renovable y, especialmente, unidades de generación hidráulica.

Finalmente, se destaca la disponibilidad de información con la que disponen y la similitud con el esquema de mercado presente en Chile, contando con mercados de SSCC y mecanismos de suficiencia desarrollados o en vías de desarrollo. De esta forma, entendiendo las complejidades de realizar comparaciones y tomar soluciones de otros sistemas, se considera que los países propuestos para la **revisión de la experiencia internacional** pueden aportar con distintas perspectivas y experiencias para la implementación y perfeccionamiento de un esquema de liquidación múltiple y/o de un esquema basado en ofertas de energía y reservas en el sistema eléctrico chileno.

Sin embargo, cabe mencionar que **el diseño e implementación de mercados eléctricos resulta altamente dependiente de las características técnicas, regulatorias y económicas de cada sistema**, por lo que no existen dos sistemas con diseños similares, así como tampoco soluciones universales. Por lo anterior, no es factible la importación directa de alguna de dichas soluciones al contexto chileno, pero la revisión de la experiencia internacional permite apreciar distintas necesidades y alternativas de solución, para así encontrar elementos en común que sirvan de insumo para la generación de propuestas implementables en el SEN. En las tablas a continuación se resumen los atributos más relevantes de cada uno de los sistemas revisados, y sus particularidades individuales que los diferencian de los demás. La información se ahonda y detalla en las subsecciones más adelante, correspondientes a cada sistema.

Tabla 3.1. Resumen de la estructura tecnológica de los sistemas de referencia.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda
<b>Capacidad Instalada</b>	Capacidad Total 186.8 GW: Gas (41%), Carbón (29.8%), Nuclear (17.9%), Hidro (4.8%), Diesel (4.6%), Eólica (0.6%), Solar-PV (0.4%), Otras renovables (0.8%).	Capacidad Total 110.4 GW: Hidráulica (15.5%), Eólica (23.4%), Solar-PV (8.1%), Solar-Térmica (2.1%), Otras Renovables (1.1%), Nuclear (6.4%), Carbón (8.8%), Fuel/Gas (26%), Otras No Renovables (8.6%).	Capacidad Total 9.27 GW: Hidro (58.1%), Gas (12.2%), Geotermia (10.3%), Eólica (7.4%), Carbón (5.4%), Biogás (0.4%), Otras (6.2%).
<b>Mix de Generación</b>	Generación Total 829.2 TWh (In-State): Gas (36.4%), Carbón (23.8%), Nuclear (33.6%), Hidro (2.0%), Diesel (0.2%), Eólica (2.9%), Solar-PV (0.3%), Otras renovables (0.7%).	Generación Total 264.64 TWh: Hidráulica (9.3%), Eólica (20.5%), Solar-PV (3.5%), Solar-Térmica (2%), Otras renovables (1.7%), Nuclear (21.1%), Carbón (4.8%), Fuel/Gas (23%), Otras No Renovables (12.7%), Otros Balances (1.4%).	Generación Total 43.5 TWh: Hidro (58.2%), Geotermia (17.4%), Gas (12.6%), Eólica (5.1%), Carbón (4.9%), Biogás (0.6%), Solar-PV (0.3%), Otras (0.9%).
<b>Meta Renovable</b>	Metas independientes por cada estado.	70% de la energía generada a 2030.	Carbono neutralidad al año 2050.

Tabla 3.2. Resumen de la estructura de mercado de los sistemas de referencia.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda
<b>Estructura de Mercado</b>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales (LMP).</p> <p>Mercado del día anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de Capacidad.</p> <p>Mercado de SCCC.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.</p> <p>Pagos por Capacidad (En diseño Mercado de Capacidad).</p> <p>Mercado de SCCC.</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado en tiempo-real.</p> <p>Mercado de contratos de cobertura.</p> <p>Mercado de SCCC.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>

Tabla 3.3. Resumen de las principales características de los mercados de energía.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda
<b>Proceso General de Subastas</b>	Subastas se celebran en el Day-Ahead Market (DAM) y Real-Time Market (RTM). Cuenta con mecanismo de mitigación de poder de mercado local (LMPM).	Subastas se celebran en el Mercado del Día Anterior e Intradía en 6 sesiones. Casación de oferta y demanda. Las desviaciones son resueltas en Mercado de Gestión de Desvíos.	Subastas son resueltas en tiempo real para cada periodo (30 minutos, 48 periodos en un día), las ofertas de suministro y demanda deben ser emitidas al menos 71 periodos antes pero pueden ser modificadas hasta una hora antes de la resolución.
<b>Tipo de Subasta (Resolución)</b>	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas en el DAM y RTM.	Subastas se resuelven en base al orden de mérito de ofertas de precio y cantidad.	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas.
<b>Administración del Proceso y Participantes</b>	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (PJM).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del gestor de mercado (OMIE) diferente del Operador del Sistema (REE).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del Operador del Sistema (Transpower).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.
<b>Determinación de Precios</b>	Locational Marginal Price (LMP). Los precios de SSCC son determinados por subastas o acuerdos bilaterales.	Los precios por energía se resuelven mediante acuerdos bilaterales y subastas.  Los precios de SSCC se determinan por subastas.	Locational Marginal Price (LMP). Los precios de SSCC son determinados por subastas o acuerdos bilaterales.
<b>Pronósticos y Desviaciones</b>	Hourly Forecast que anticipa 7 días (utilizado en estrategias en el DAM y RTM). Five-Minute Forecast con 6 horas de anticipación (utilizado por Security Constrained Economic Dispatch (SCED)). Uso de Reconstituted Load method para generación BTM. Desviaciones son corregidas en el RTM.	Los desvíos de generación y consumo son gestionados por el Operador de Sistema (Red Eléctrica de España REE). REE ofrece pronósticos centralizados de generación renovable y demanda. Los desvíos al alza en energía son pagados a costo marginal, mientras que la energía en exceso se paga a precio reducido.	Todas las ofertas pueden ser modificadas sin restricciones hasta 2 horas previas al periodo de negociación (30 minutos). Las últimas ofertas realizadas consideran la mejor información disponible hasta dicho momento. Uso de la aplicación Energy Management System (EMS) Load Forecast (LF) para el pronóstico de demanda.



Tabla 3.4. Resumen de las principales características de los mercados de SCCC, suficiencia, y otros mecanismos de cobertura de los sistemas de referencia.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda
<b>Servicios Comp.</b>	Servicios de control de frecuencia: Respuesta inercial; Respuesta Primaria de Frecuencia; Regulación (AGC con señales de nombres: RegA y RegD); Reserva Primaria. Suministro de reactivos, control de voltaje y recuperación de servicio.	Control Primario de frecuencia de carácter: i) obligatorio, y ii) no remunerado. Mercados de Reserva Secundaria, Reserva Terciaria, Potencia Interrumpible y Potencia al Alza o a la Baja.	Mantenión de Frecuencia: Mantenión de Frecuencia Múltiple y Mantenión de Frecuencia Única de Respaldo; Reserva Instantánea y de Sobre-frecuencia. Soporte de voltaje y partida en negro.
<b>Mecanismo de Suficiencia</b>	Capacity Market: Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.	<b>Pagos por Capacidad:</b> Remunera un Incentivo a la Inversión (II) y un Servicio por Disponibilidad (SD) (En transición). (En diseño Mercado de Capacidad)	Mercado de solo energía.
<b>Otros Mecanismos de Cobertura</b>	Financial Transmission Rights Markets: Permiten a participantes compensar cargos de congestión de transmisión.	OMIP (Operador del Mercado Regulado): Bolsa de derivados del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Mercado de futuros organizado con contratos estandarizados y cámara de compensación encargada de las liquidaciones económicas resultantes.	Hedge Markets: Over-the-Counter (OTC) Market y el Australian Securities Exchange (ASX) Futures Market. Adicionalmente se tiene el Financial Transmission Rights (FTRs) Market.

Tabla 3.5. Resumen de las metodologías de análisis de competencia de los sistemas de referencia.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda
<b>Metodología General de Análisis de Condiciones de Competencia</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera el análisis precio-costo (impacto en los precios del sistema del price-cost markup de las unidades marginales), métricas de concentración (MS, HHI), y pivotalidad de los agentes (RSI, TPS test), entre otros. Adicionalmente, considera un mecanismo automatizado <i>ex-ante</i> de mitigación local de poder de mercado (LMPM).	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Principalmente referidos a la evolución de la estructura del mercado a través del uso de índices de concentración (MS, HHI).	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Monitoreo basado en índices del sistema Structure - Conduct - Performance (SCP).
<b>Principales Medidas de Mitigación de Poder de Mercado</b>	El mecanismo de LMPM permite limitar las ofertas de participantes que no cumplan con el TPS test. Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos.	Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos relacionados con potenciales infracciones de la Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT).	Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos para las determinadas Undesirable Trading Situation (UTS).
<b>Nivel de Competencia</b>	Los resultados del mercado en 2019 fueron competitivos, con una disminución histórica en los precios del mercado. A pesar de los bajos markups por unidad, el 9,9% de las unidades marginales fijó el precio con markups positivos	El nivel de concentración de los mercados ha presentado mejoras significativas en los últimos años. No obstante, aún se presentan índices HHI por encima del umbral de 2.000 en los segmentos de regulación terciaria y gestión de desvíos.	Entre 2013 y 2018 se reporta una sola UTS. Se reconocen cinco principales empresas de generación con gran parte del mercado mayorista. Mayor competencia en retail.

### 3.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection

#### 3.1.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

El Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) Interconnection coordina el mercado eléctrico en regiones de 14 estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el District of Columbia. Con cerca de 135.000 kms. de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 190 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a cerca de 65 millones de personas.

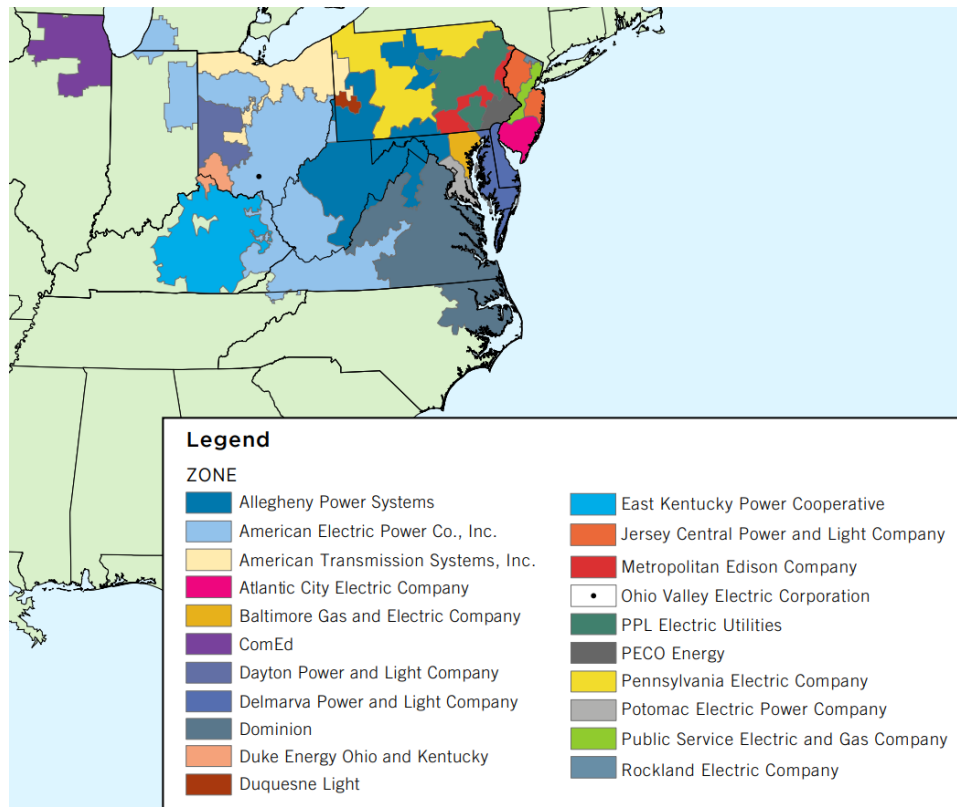


Figura 3.1. Extensión del territorio comprendido por PJM<sup>2</sup>.

Actualmente, el mix de generación de PJM está compuesto principalmente por fuentes fósiles (75,5%) y nucleares (17,9%), sumado a una participación reducida de fuentes ERV (1,0%) y generación hidro (4,8%). Y, aún cuando el sistema no cuenta con metas de descarbonización o de integración renovable, estas sí se encuentran presentes en los diferentes Estados que lo componen<sup>3</sup>. Por ejemplo, New Jersey considera una meta de generación renovable del 35% a 2025 y 50% a 2030<sup>4</sup>; Maryland tiene una meta del 20% a 2022, 50% a 2030 y 100% a 2040, además de considerar metas específicas para la generación solar y eólica<sup>5</sup>; y Pennsylvania una meta del 8% al 2021<sup>6</sup>.

<sup>2</sup> Fuente: <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>

<sup>3</sup> Disponible en: [Comparing-americas-grid-operators-on-clean-energy-progress-pjm-is-headed/](https://www.epa.gov/clean-energy/comparing-americas-grid-operators-on-clean-energy-progress-pjm-is-headed/)

<sup>4</sup> Disponible en: <https://www.nj.gov/dep/aqes/oepa-clean-energy.html>

<sup>5</sup> Disponible en: <https://msa.maryland.gov/msa/mdmanual/01glance/html/energy.html>

<sup>6</sup> Disponible: [pv-magazine-usa.com/2020/02/19/pennsylvania-solar-association-calls-for-6-gw-of-solar-by-2025/](https://pv-magazine-usa.com/2020/02/19/pennsylvania-solar-association-calls-for-6-gw-of-solar-by-2025/)

Tabla 3.6. Composición del parque generador de PJM<sup>7 8</sup>.

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Gas	301.83 (36.4%)	76.77 (41.1%)
Carbón	197.35 (23.8%)	55.67 (29.8%)
Nuclear	278.61 (33.6%)	33.44 (17.9%)
Hidráulica	16.58 (2.0%)	8.97 (4.8%)
Diésel	1.66 (0.2%)	8.59 (4.6%)
Eólica	24.05 (2.9%)	1.12 (0.6%)
Solar-PV	2.49 (0.3%)	0.75 (0.4%)
Otras Renovables	5.80 (0.7%)	1.49 (0.8%)
<b>Total</b>	<b>829.2 TWh (In-State)</b>	<b>186.8 GW</b>

PJM se basa en un modelo de mercado de energía y SCC co-optimizados, basado en ofertas y precios nodales, con una estructura de mercado del día anterior y mercado en tiempo real, un Security-Constrained Economic Dispatch (SCED), un mercado abierto de capacidad con subastas anuales, y mecanismos de mercado para la cobertura frente a altos costos marginales producto de eventos de congestión en corredores de transmisión. En particular, PJM opera los siguientes mercados:

- Day-Ahead Energy Market
- Real-Time Energy Market
- Day-Ahead Scheduling Reserve (DASR) Market
- Reserves Market (Synchronized Reserve y Non-Synchronized Reserve Markets)
- Regulation Market
- Financial Transmission Rights (FTRs) Markets
- Reliability Pricing Model (RPM) Capacity Market.

El **Energy Market** se compone de mercados de Day-Ahead y Real-Time<sup>9</sup>. El mercado spot de **Day-Ahead Market (DAM)** permite a los agentes fijar los precios de la energía que esperan producir o consumir al día siguiente. Los precios horarios o **Locational Marginal Prices (LMPs)** se calculan para cada hora del siguiente día de operación en base a ofertas y transacciones entre dos partes independientes. El **Real-Time Market (RTM)** es un mercado spot en tiempo-real en el que los LMPs actuales se calculan en intervalos de 5 minutos en función de las condiciones reales de operación de la red y se publican en el sitio web de PJM. Este proceso permite que las partes compren o vendan energía hora a hora o incluso en intervalos menores de tiempo por la energía que realmente están produciendo o consumiendo ese día. Distribuidoras, públicas y privadas, compran electricidad en el DAM para el día siguiente en función de lo que anticipan que necesitarán para satisfacer las demandas de electricidad de sus clientes. Al día siguiente, si los proveedores se dan cuenta de que no tienen suficiente electricidad para satisfacer las

<sup>7</sup> Fuente: [www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx](http://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx)

<sup>8</sup> Fuente: [www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf](http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf)

<sup>9</sup> Disponible en: [PJM: Markets FAQs](#)

necesidades de los consumidores, pueden comprar electricidad en el RTM para satisfacer sus obligaciones con sus clientes.

Los **SSCC** ayudan a balancear el sistema de transmisión a medida que este transporta la energía desde las fuentes generadoras hasta los consumidores finales. Para ello, PJM opera varios mercados para servicios auxiliares, en los que la prestación de estos servicios se basa en el mercado mediante subastas con sistema pay-as-clear<sup>10</sup> (marginalista), siendo remunerados por capacidad (USD/MW) y por energía (USD/MWh). El **Day-Ahead Scheduling Reserve (DASR) Market** opera como los mercados de Day-Ahead y Real-Time, y se utiliza para garantizar que las reservas de energía estén disponibles hasta por 30 minutos para hacer frente a cualquier condición imprevista del sistema durante el día de operación. Por otro lado, se cuenta con los **Reserve Markets (Synchronized Reserve y Non-Synchronized Reserve Markets)** y el **Regulation Market**, todos mercados de tiempo real, los que son descritos en detalle en subsecciones más adelante. Con todo lo anterior, PJM optimiza conjuntamente la regulación con la reserva sincronizada y energía para proporcionar los tres productos al menor costo posible.

Por otro lado, los **Financial Transmission Rights Markets** son instrumentos financieros que permiten a sus participantes compensar o evitar el riesgo que conllevan los cargos de congestión de transmisión producto del uso de LMPs<sup>11</sup>, al ser contratos financieros, le permiten a su portador el beneficio o cargo adicional del precio por congestión, definido horariamente en el *day-ahead hourly congestion price difference* a lo largo de cualquier línea. Estos instrumentos dan derecho a su titular a recibir un flujo de ingresos basados en la diferencia horaria de estos precios de congestión a lo largo de un segmento de transmisión, definidos en el mercado del día anterior, entre una fuente y destino específicos, entregando una forma de evitar cargos extras por congestión, permitiendo a los participantes la oportunidad de obtener una mejor certeza de los precios al suministrar energía en la red. Los FTRs son transados en mercados de subastas de largo plazo, anuales (1 a 3 años), mensuales y mercados secundarios bilaterales, y al ser contratos financieros, no consisten en una obligación de entrega del servicio, y operan de forma independiente del despacho. Adicionalmente, PJM administra un **Reliability Pricing Model Capacity Market** mediante el cual se busca asegurar los requerimientos de confiabilidad del sistema en el largo plazo a un precio competitivo<sup>12</sup>.

### 3.1.2. Esquema de Subastas de Energía

Los mercados de energía y SSCC en PJM se encuentran basados en ofertas, siendo optimizadas simultáneamente energía y reservas. El detalle de las actividades de programación del día anterior y diaria realizadas en PJM, así como las reglas y procedimientos seguidos para la programación de recursos se encuentra contenido en el PJM Manual for Energy & Ancillary Services Market Operations<sup>13</sup>. La operación de los mercados de PJM involucra múltiples actividades que ocurren en paralelo de forma continua, 24 horas al día, y se pueden agrupar en tres períodos de tiempo superpuestos:

- Operaciones de pre-programación, por parte de PJM, mantiene datos e información sobre generadores y líneas que permiten la operación de programación y despacho en mercados de

---

<sup>10</sup> Sistema de subasta en el cual se les paga a los participantes el precio de cierre del mercado, es decir, el precio que se obtiene de la intersección de la curva de oferta, construida a partir de todas las ofertas de los participantes, y la curva de demanda o requerimiento.

<sup>11</sup> Disponible en: [FTRs: Protection Against Congestion Charges](#)

<sup>12</sup> Disponible en: [PJM: Manual 18 Capacity Market](#)

<sup>13</sup> Disponible en: [PJM: Manuals](#). Adicionalmente, para una mayor comprensión de

energía, procesa y responde solicitudes de capacidad de generación y desconexiones de unidades, realización de estudios periódicos sobre la suficiencia de reservas, generación y transmisión. Por parte de los participantes, reportar a PJM todos sus transacciones bilaterales que se extienden más allá de la operación del día siguiente. Los vendedores, deben proporcionar información específica sobre ofertas de nuevos recursos, costos de encendido y *no-load* de cada unidad, y solicitar aprobación a PJM de desconexiones de generadores. Por último, tanto los participantes como PJM, deben preparar las unidades para el despacho de las unidades, es decir, tener las unidades en un estado listo para la operación en un período o llamado menor a 48 horas<sup>14</sup>.

- Operaciones de programación y el **Day-ahead Energy Market (DAM)**. El DAM es un mercado forward en el que los precios de despeje se calculan para cada hora del siguiente día de operación en función de las ofertas de generación, de demanda, la programación de transacciones bilaterales presentadas, las reservas operativas y otros requerimientos de SSCC, incluidos los requerimientos de confiabilidad del sistema.
- Despacho y **Real-time Energy Market (RTM)**. En el mercado de balance en tiempo real los precios de despeje se calculan cada 5 minutos en función de la operación real del sistema, la realización de un mercado cada 5 minutos se debe a la necesidad de corregir el equilibrio oferta-demanda en “tiempo real” que ocurre en cualquier sistema por desviaciones o perturbaciones inesperadas. Al existir estas instancias de corrección, con estructura de mercado, se permite la enmienda de las contingencias de manera eficiente, barata, transparente y competitiva, beneficiando a sus participantes y al sistema en general.

La programación en PJM incluye el DAM, el proceso incluye la programación horaria y se basa en la confiabilidad de cada área, calculando su Area Control Error (ACE)<sup>15</sup> valor que define el desempeño que tiene una zona para balancear su oferta-demanda, dato necesario para la operación del sistema Automatic Generation Control (AGC). En el día anterior, el DAM establece contratos financieros vinculantes para cada hora del día de operación siguiente, permitiendo ofertas puramente financieras no físicas (virtuales). El período de oferta del DAM cierra a las 11:00 horas, y sus resultados se publican a las 13:30 horas o tan pronto como sea posible<sup>16</sup>. Finalmente, la programación horaria se produce hasta 60 minutos antes de una hora durante el día de operación. Durante el proceso de programación, PJM:

- Despeja el DAM y el DADR utilizando un **Security Constrained Unit Commitment (SCUC) y Economic Dispatch (SCED)** de mínimo costo que optimiza simultáneamente energía y reservas.
- Determina un plan para atender de manera confiable los requerimientos horarios de energía y reservas, minimizando el costo para proporcionar reservas operativas adicionales por encima de lo programado en el DAM.
- Realiza la programación horaria durante todo el día de operación.

---

<sup>14</sup> PJM Pre-Scheduling Operations: [Manual Pre-Scheduling Operations](#)

<sup>15</sup> Disponible en: [PJM Manual 12, Balancing Operations](#)

<sup>16</sup> Solo PJM Members pueden hacer envío de sus ofertas, de acuerdo con el costo real o el precio de la oferta, según lo designado por el Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C. para cada recurso de generación, y compra de energía o servicios relacionados en el DAM y en el RTM. Los miembros de PJM incluyen Market Buyers and Market Sellers, Load Serving Entities (LSE), and Curtailment Service Providers.

Aunque se realizan liquidaciones contables separadas para cada mercado, tanto los cálculos de precios diarios como los cálculos de precios de balance (en tiempo real) se basan en el concepto de **Locational Marginal Pricing (LMP)**<sup>17</sup>.

Por un lado, la liquidación del DAM se calcula para cada intervalo de liquidación diario (intervalo horario) en función de las cantidades programadas por hora y los precios por hora del día anterior. El DAM permite a los participantes comprar y vender energía a Day-ahead LMPs vinculantes. Los cronogramas por horas del día anterior y los LMP del día anterior resultantes representan compromisos financieros vinculantes para los participantes del mercado.

Por otro lado, la liquidación de todas las compras y ventas en el balance del RTM se calcula para cada intervalo de liquidación en tiempo real en base a los datos reales cada 5 minutos de desviaciones respecto a las cantidades programadas el día anterior, y los LMPs en tiempo real aplicables (five-minute real-time dispatch). El RTM permite tanto a suministradores como la demanda alterar sus ofertas para su uso en el RTM durante el Generation Rebidding Period, entre las 13.30 horas (i.e., publicación de los resultados del DAM) y 14.15 horas, y a partir de las 18.30 horas (típicamente luego de que el segundo pre-despacho de recursos es completado<sup>18</sup>) hasta 65 minutos antes del inicio de la hora de operación<sup>19</sup>. Las alteraciones de las ofertas en el RTM, respecto al punto inicial del DAM, permiten la liquidación en tiempo real (5 minutos) de las desviaciones que se producen respecto a las cantidades y precios programados del día anterior, manteniendo la correcta continuidad de la operación y realizar liquidaciones contables separadas para cada mercado.

Los LMPs en tiempo real y los precios de despeje de regulación y reservas se calculan mediante el programa de Locational Price Calculator (LPC) usado para calcular los LMPs de cada zona cada 5 minutos (tiempo real), y se basan en las condiciones del sistema pronosticadas y la última solución aprobada del programa de **Security Constrained Economic Dispatch (SCED)** en tiempo real, utilizado para determinar la solución de menor costo para balancear la oferta y la demanda. El programa considera las ofertas de recursos, las condiciones previstas del sistema y otras fuentes de información en sus cálculos. Con todo lo anterior, el resultado de los problemas presentados otorga, entre otros resultados de valor para el operador, LMPs razonables y transparentes. A partir de todo lo anterior, la Figura 3.2 a continuación presenta el proceso de despeje de mercado en PJM<sup>20</sup>.

---

<sup>17</sup> El LMP del día anterior se calcula en función del SCED para el DAM, mientras que el LMP en tiempo real se calcula en base a la solución aprobada del SCED para el intervalo de despacho objetivo.

<sup>18</sup> Al finalizar el Generation Rebidding Period a las 14.15 horas se da inicio al Real Time Settlement. En este, un second commitment asegura que existe suficiente generación para cumplir con el pronóstico de demanda en tiempo real, entregando a las unidades que no fueron seleccionadas en el DAM la oportunidad de cambiar sus ofertas/parámetros.

<sup>19</sup> Disponible en: [PJM: PJM Real-Time Energy Market](#)

<sup>20</sup> Para mayor información respecto a las cronologías de operación del mercado en PJM ver: [PJM: PJM Markets Gateway User Guide](#)

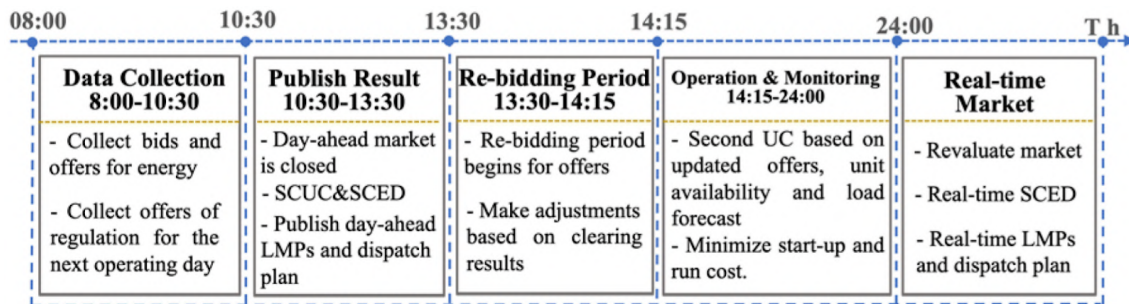


Figura 3.2. Proceso de despeje de mercado en PJM. Fuente (Yang et al., 2018).

### 3.1.3. Servicios Complementarios

Los mercados de energía y SSCC en PJM se encuentran basados en ofertas, siendo optimizadas simultáneamente energía y reservas. En este proceso, la programación y operación del sistema requiere de una serie de SSCC reconocidos en PJM, los que se clasifican en 3 categorías<sup>21</sup>:

- **Servicios de control de frecuencia**, los que buscan corregir los desbalances entre la generación y la demanda, y se encuentran subdivididos en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue. Se diferencian entre **respuesta inercial** natural; **respuesta primaria de frecuencia** o Primary Frequency Response (PFR), de carácter instantáneo, automático y local; **control secundario de frecuencia** o Regulation, correspondiente al AGC (4 seg), donde la señal de Area Control Error (ACE) se divide en señales de regulación tradicionales (RegA) de baja frecuencia y dinámicas (RegD) de alta frecuencia, subastado a través de un sistema de remuneración pay-as-bid y pay-as-clear, siendo remunerados por su disponibilidad y costos de oportunidad; y el **control terciario de frecuencia** o Primary Reserve, en donde se distinguen reservas sincronizadas y no sincronizadas (10 min), además de contemplar reservas secundarias (30 min).
- **Servicios de suministro de reactivos y control de voltaje**, de carácter obligatorio, siendo remunerados aquellos que hubieran sido programados y los que efectivamente hubieran operado, se remuneran con precios regulados establecidos por el operador, no tienen procesos de subasta se asignan en la medida que sean necesarios.
- **Servicios de recuperación de servicio** o Black Start, el cual se proporciona sobre la base de tarifas o costo formulado de manera administrativamente.

En particular, la **respuesta de frecuencia primaria** o **Primary Frequency Response (PFR)** es una respuesta a una perturbación basada en una detección local de frecuencia y el funcionamiento de configuraciones locales de control. Comienza dentro de unos segundos y se extiende hasta un minuto. El propósito de la respuesta de frecuencia primaria es estabilizar el sistema hasta la activación de otras medidas de control (respuesta de frecuencia secundaria y terciaria).

Al **control de frecuencia secundario** o Secondary Frequency Control, se le llama **Regulation**. En PJM esta empieza a tomar efecto dentro de 10 a 15 segundos y puede mantenerse durante varios minutos hasta una hora en algunos casos. Está controlado por PJM, el cual detecta la frecuencia de la red, calcula una señal de contrapeso, y transmite esa señal a todos los recursos de regulación. Corresponde al

<sup>21</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: State of the Market Report for PJM 2019](#)



mecanismo de Automatic Generation Control (AGC) por el cual se corrigen las desviaciones mediante una señal de control global, que recibe el nombre de Area Control Error (ACE). Dada la alta diversidad de tecnologías participantes en PJM, la señal ACE es descompuesta en dos señales de alta (**RegD**) y baja frecuencia (**RegA**), implementación que se llevó a cabo para dar ventajas competitivas a tecnologías flexibles, donde la primera apunta a tecnologías de respuesta rápida, como baterías, y la segunda apunta a recursos de más lento despliegue, como centrales térmicas<sup>22</sup>.

Finalmente, el **control de frecuencia terciario** y el control de desbalances tienen una duración de 10 minutos a una hora, y se encuentran disponibles en PJM como **Primary Reserve**, siendo iniciada a por una llamada del centro de control de PJM. Las **reservas primarias** de PJM están formadas tanto por **synchronized reserves (tier 1 and tier 2 synchronized reserves)** como por **nonsynchronized reserves**, los que pueden proporcionar energía dentro de 10 minutos<sup>23</sup>. La reserva primaria es la implementación de PJM del requisito de reserva de contingencia de 15 minutos de la NERC. Adicionalmente, PJM define una **reserva secundaria** o **Secondary Reserve** como reservas (en línea o fuera de línea disponibles para despacho) que se pueden convertir en energía en 30 minutos. Aunque PJM define un requisito de reserva secundaria, no tiene el objetivo de mantener este requisito de reserva en tiempo real, es decir, no tiene un mercado en tiempo real como el existente en su mercado de energía que corrige desviaciones del programa, ya que este no tiene reservas estimadas, sino un requerimiento fijo que se asigna con anterioridad.

#### 3.1.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación

Pronosticar la demanda en la región es una parte importante de la misión de PJM. Mientras que los pronósticos de largo plazo se utilizan para planificar el Capacity Market y el Regional Transmission Expansion Plan, los pronósticos de corto plazo se utilizan regularmente para mantener la confiabilidad diaria del sistema y en las actividades de mercado<sup>24</sup>. No obstante, el perfil de demanda del sistema no es representativo de la carga de regiones particulares con una alta penetración de generación **Behind-the-meter (BTM)**, por lo que el pronóstico, realizado por PJM, de este tipo de generación resultará en mejores pronósticos de la demanda neta del sistema, lo que junto con el pronóstico de generación ERV conectada a la red (i.e., solar y eólica), suponen un despacho de generación más eficiente.

---

<sup>22</sup> En 2011, la Federal Electricity Regulatory Commission (FERC) ordenó la compensación en base su desempeño de fuentes de generación que entregasen regulación de frecuencia, con el fin de incentivar la inversión en fuentes de flexibilidad que respondan a los desafíos de variabilidad e incertidumbre del sistema. A raíz de lo anterior, PJM implementó un nuevo producto, con el fin de remunerar a diferentes fuentes de flexibilidad, en función de la velocidad con las que estas fueran capaces de responder a las señales del operador del sistema. Así, se crearon dos señales diferentes, una señal convencional (RegA) y otra de respuesta rápida (RegD), para que recursos de respuesta rápida, como el almacenamiento, tengan una ventaja sobre recursos convencionales, y así puedan ser remunerados por este servicio. La compensación es proporcional al tiempo de respuesta, definido por medio de un performance score, lo que incentiva a los sistemas de almacenamiento de baterías a proporcionar dichos servicios. Disponible en: [IRENA: Innovative ancillary services: Innovation landscape brief](#) y [PJM: Regulation Market PDF](#). Cabe destacar que como resultado del diseño de regulación de frecuencia se produjo una gran inversión en almacenamiento de energía en PJM. Así, en agosto de 2016, PJM contaba con el 46% de la capacidad instalada (MW) de almacenamiento en los Estados Unidos (Lee, 2017).

<sup>23</sup> <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/reserves.aspx>

<sup>24</sup> Disponible en: [PJM: Load Forecasting Supports Reliability and Efficiency](#)

PJM prepara periódicamente una proyección de corto plazo del consumo de energía. Los pronosticadores generalmente se enfocan en la semana siguiente, con el objetivo de mantener sus proyecciones dentro de un 3% por sobre o bajo la demanda real. Se preparan dos productos principales:

- **Hourly Forecast:** Un pronóstico por hora que anticipa siete días. Los miembros suelen utilizar este pronóstico al planificar sus estrategias de oferta en el DAM y RTM.
- **Five-Minute Forecast:** Un pronóstico de cinco minutos que se ve con seis horas de anticipación, utilizado por la herramienta SCED.

Con todo lo anterior, para cada día, se necesita un perfil de demanda de 24 horas. Muchos factores se consideran en los pronósticos de PJM, incluido el clima, información proporcionada a intervalos regulares por un servicio meteorológico contratado, en adición al National Weather Service, noticias radiales, información meteorológica de Load Serving Entities y las condiciones locales existentes de PJM RTO; el período de pronóstico (e.g., día de la semana, feriados, eventos especiales, cambios en el horario de verano y pronósticos de carga de participantes internos); la actividad económica y las tendencias de consumo de usuarios finales (e.g., generación residencial y vehículos eléctricos). Los pronósticos realizados por el PJM (e.g., BTM), resultan de información que es estimada por parte de los propios participantes a través de heurísticas interpretativas que dependen del caso, igualmente tienen información entregada por clientes finales y agregadores que presentan generación que no es registrada por ningún medidor. Para mejorar sus estimaciones en el tiempo, PJM solicita a los consumidores del sistema informar sobre generación que no esté usando infraestructura de transmisión, en otras palabras, que no sea registrada por medidores.

Finalmente, las demandas máximas y perfiles de carga se determinan utilizando un pronóstico de un día similar. PJM recupera los datos de carga de un archivo histórico y ajusta los pronósticos, según sea necesario, para reflejar el crecimiento de la demanda u otras discrepancias, siendo una de las primeras áreas en las que PJM ha aplicado la tecnología de aprendizaje automático, utilizando una serie de algoritmos y redes neuronales de desarrollo propio y adquiridos de terceros, para distintos propósitos como pronósticos de demanda, clima, generación renovable, etc.

El pronóstico de corto plazo también contempla la **generación eólica y solar conectada a la red**, la cual se considera cuenta con una alta visibilidad, al pertenecer a miembros de PJM, participar de los mercados mayoristas, y enviar información continuamente a PJM; y **solar BTM**, la cual por el contrario supone una visibilidad moderada<sup>25</sup>. Lo anterior se traduce en diferentes niveles de detalle respecto de la información requerida el establecimiento y ajuste de pronósticos, en relación a la granularidad espacial del pronóstico (locación individual o zona de transmisión de PJM), fuentes de información (propietario de los medios de generación o a partir del **Generator Attribute Tracking System**<sup>26</sup>), uso de información con mayor o menor detalle de carácter estática (e.g., capacidad instalada en MW, coordenadas de

---

<sup>25</sup> Disponible en: [PJM: Improving Load Forecast with Behind-the-Meter Solar Forecast](#)

<sup>26</sup> Base de datos en línea de renovables. Rastrea y registra datos de generadores registrados y crea un certificado electrónico con un número de serie único. Este sistema permite a los generadores renovables crear y vender Renewable Energy Credits, toda vez que diferentes estados de PJM y el país requieren que las empresas de servicio público adquieran dicho tipo de créditos para cumplir con objetivos de energía renovable. El pronóstico solar BTM de PJM incluye sistemas de generación solar de todos los tamaños, desde sistemas residenciales hasta generación solar de ciertas cooperativas eléctricas. Disponible en: [Utility Dive: How grid operators forecast weather and output from renewables](#)

hardware y sensores meteorológicos, fabricantes y modelo de equipos de generación, etc.) y dinámica (solo en el caso de la generación conectada a la red, e.g., telemetría en tiempo-real de generación en MW/MVAR, información meteorológica en tiempo-real, salidas de servicio, etc.).

En el año 2019 PJM aprobó un método para integrar el pronóstico solar BTM en el pronóstico de carga de corto plazo, denominado **Reconstituted Load method**<sup>27</sup>. Si bien los operadores de PJM no pueden ver las operaciones en tiempo real de los sistemas BTM que influyen en la demanda, saben dónde se encuentran, cuándo comenzaron a operar y su capacidad instalada. En lugar de utilizar la demanda histórica medida para entrenar los modelos de pronóstico de PJM, el método utiliza estimaciones de la potencia total histórica utilizada, la generación de recursos de gran escala, y estimaciones de recursos BTM, para luego ajustar los pronósticos de energía utilizada restando la generación BTM pronosticada.

Respecto al tratamiento de desvíos, como se mencionara previamente, cada mercado realiza liquidaciones contables separadas. Mientras que la liquidación del DAM se calcula para cada intervalo horario de liquidación diario en función de las cantidades programadas y precios horarios del día anterior, la liquidación del RTM se calcula para cada Intervalo de 5 minutos de liquidación en tiempo real en base a las desviaciones respecto a las cantidades programadas, y los precios en tiempo real<sup>28</sup>. En particular, fuentes de generación solares y eólicas son consideradas de carácter intermitente, es decir, no tienen total control de su nivel de generación y son dependientes de las condiciones climáticas, lo que introduce incertidumbre o intermitencia en su despacho, por lo que desviaciones menores a 5% o 5 MW no se encuentran afectas a estos cargos<sup>29</sup>. En caso de ocurrir cualquier intermitencia en el despacho de unidades de ERV, estas son corregidas en el RTM y no se penaliza a las unidades de naturaleza intermitente o que suponen incertidumbre, al existir una banda de tolerancia a sus desviaciones.

### 3.1.5. Mecanismo de Suficiencia

PJM administra un mercado de capacidad mediante el cual se busca asegurar los requerimientos de confiabilidad del sistema en el largo plazo a un precio competitivo. El mercado de capacidad se basa en reliability pricing model (RPM)<sup>30</sup> y busca asegurar los recursos de capacidad de manera transparente, alineando el precio de capacidad con los requerimientos de confiabilidad del sistema y permitiendo la participación de recursos de generación, transmisión, demanda y eficiencia energética. Lo anterior se realiza a través de un mercado forward que opera con una subasta base de 3 años de antelación, llamado Base Residual Auction. Adicionalmente, el proceso es complementado por 3 Incremental Auctions con 20, 10 y 3 meses de antelación.

Algunos elementos relevantes que conforman el RPM son el Locational Capacity Pricing (LCP) y el Variable Resource Requirement (VRR). El primer concepto, LCP, se refiere a la capacidad del modelo para reconocer y cuantificar el valor de la capacidad en distintas zonas, determinadas según las limitaciones identificadas para importar capacidad entre ellas. Por otro lado, el VRR se refiere a que el precio resultante de la subasta para cada una de estas zonas no es fijo, sino que depende de la cantidad de

---

<sup>27</sup> Disponible en: [PJM: Growth of Solar on PJM's Horizon](#)

<sup>28</sup> Para mayor información respecto a las líneas e ítemes de facturación, ver: [PJM: Guide to Billing](#).

<sup>29</sup> Disponible en: [Isha Verma: Integration of Renewables: Understanding Energy Imbalance Consequences in the U.S. Electricity Market](#)

<sup>30</sup> Disponible en: [PJM Manual 18: Capacity Market](#)

recursos asignados mediante una curva de demanda de capacidad cuyos parámetros se definen previamente<sup>31</sup>.

Adicionalmente, en el mercado de capacidad de PJM existe un método alternativo de participación, llamado Fixed Resource Requirement (FRR). El FRR permite a una Load Serving Entity (LSE)<sup>32</sup> presentar un FRR Capacity Plan y así cumplir con un requerimiento fijo de recursos de reserva, en vez del requerimiento variable incluido en el RPM.

A pesar de su completo diseño de mercado, con la integración de mayores fuentes de generación ERV, la dependencia de los ingresos de generadores ha transitado progresivamente desde el mercado de energía al de capacidad, tal y como se aprecia en la Figura 3.3 a continuación. Pese a lo anterior, el mercado de capacidad no provee los incentivos necesarios a las fuentes de flexibilidad requeridas para cumplir con las futuras necesidades del sistema, lo que ha evidenciado la necesidad de desarrollar mecanismos de formación de precios más sofisticados<sup>33</sup>.

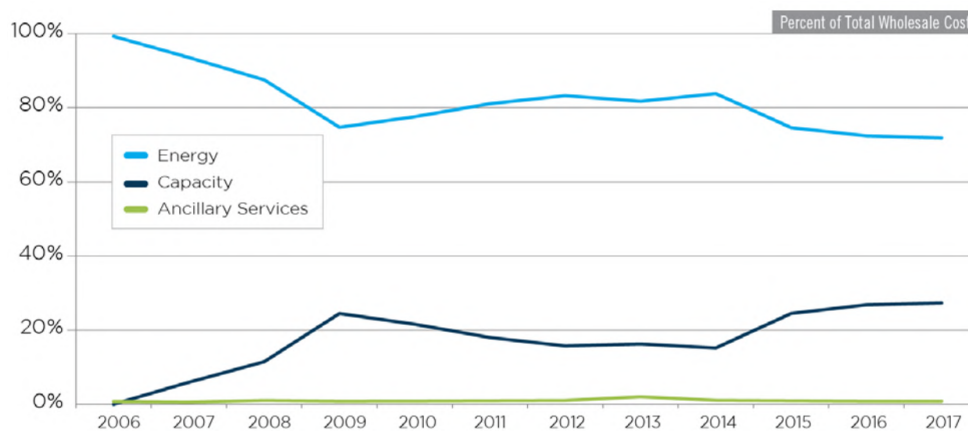


Figura 3.3. Evolución de costos de los mercados de energía, SSCC y de capacidad<sup>34</sup>.

### 3.1.6. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia

El monitoreo de mercado está a cargo del **Monitoring Analytics, unidad externa independiente de PJM**, la cual surge en 2008 de una desvinculación del Market Monitoring Unit de PJM debido a desacuerdos respecto a la independencia de esta unidad. Entre sus funciones principales se cuenta el monitoreo (i.e., cumplimiento de las reglas de mercado, detección de ejercicio de poder de mercado y mitigación de forma retrospectiva y prospectiva); reporte (e.g., state of market reports<sup>35</sup>, y reportes de problemas particulares); y diseño del mercado (i.e., revisión del diseño y reglas de mercado adecuadas, y recomendación de cambios).

<sup>31</sup> Para mayor información respecto del mecanismo de suficiencia implementado en PJM ver (Dictuc, 2021).

<sup>32</sup> Una Load Serving Entity (LSE) es cualquier entidad, incluido un agregador de demanda o un comercializador de energía, que (i) sirve a los usuarios finales dentro del área de control de PJM, y (ii) se le otorga la autoridad o tiene una obligación de conformidad con la ley o regulación de vender energía eléctrica a usuarios finales ubicados dentro del Área de Control de PJM.

<sup>33</sup> Fuente: [Redesigning Capacity Markets 2019](#)

<sup>34</sup> Disponible en: [PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>35</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: PJM State of the Market](#)

El análisis llevado a cabo se descompone en medidas estructurales del mercado, de conducta y comportamiento de los agentes y el rendimiento del mercado<sup>36</sup>. El análisis de la **estructura del mercado**, a nivel agregado o local (i.e., producto del desacople del sistema debido a limitaciones de transmisión), se basa en medidas de concentración (e.g., mediante **Market Shares (MS)**, **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**) y la identificación de suministradores pivotaes (e.g., mediante **Residual Supply Index (RSI)** o **Three Pivotal Supplier (TPS) test**), que determinan la capacidad de ejercicio de poder de mercado de forma oligopólica de los 3 mayores actores del sistema, a nivel agregado o de forma local. Adicionalmente, y de forma similar a otros sistemas dentro de los Estados Unidos como CAISO, PJM ha incorporado los TPS tests dentro de sus softwares de mercado. De esta manera, cuando se producen limitaciones de transmisión en tiempo real, el programa corre de forma automática estos tests y determina si alguno de los participantes falla dicha prueba, en cuyo caso estos son sujetos a la limitación **ex-ante** de sus ofertas según su oferta basada en costos de oportunidad competitivos<sup>37</sup>.

En relación al **comportamiento de los agentes**, se analizan las conductas de oferta, políticas de costos de combustible, declaración de parámetros operacionales, conductas de desconexión, y el **markup de las unidades**, correspondiente a la relación entre las ofertas libres basada en precios y las ofertas basadas en costos<sup>38</sup>, por lo que si las ofertas basadas en precios son significativamente más altas, pudiendo ser incluso más bajas, que las ofertas basadas en costos esto podría ser indicativo de que una unidad está intentando ejercer poder de mercado.

Finalmente, en cuanto al análisis del **rendimiento del mercado**, se analizan precios, pagos y cobros por reservas operacionales, los ingresos netos del sistema, con el fin de comprobar la existencia de incentivos suficientes para el desarrollo de nueva capacidad, y el **market markup**<sup>39</sup> y contribución del markup de las unidades marginales (las unidades tienen la obligación de reportar sus costos marginales de acuerdo a la normativa vigente y formulación) al LMP promedio del sistema, de manera tal de determinar qué porcentaje de los costos incurridos en la operación del sistema responden a un potencial ejercicio de poder de mercado.

En base a todo lo anterior, se considera que los resultados del mercado de energía en 2019 fueron competitivos, observándose una disminución histórica en los precios del mercado en tiempo real e ingresos netos del sistema por concepto de energía y capacidad. Esto, como resultado de menores costos de combustible, el despacho de unidades más económicas y markups reducidos<sup>40</sup>.

---

<sup>36</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: Market Monitoring in PJM](#)

<sup>37</sup> Todos los participantes deben hacer una oferta basada en costos, y cuentan con la opción de hacer una oferta libre basada en precios. Las ofertas basadas en costos deben seguir reglas específicas y básicamente se componen de los costos marginales, principalmente el costo del combustible.

<sup>38</sup> Las ofertas basadas en costos son ofertas que se basan en el costo marginal de corto plazo de las unidades, utilizando como insumo para su formulación la curva incremental de heat rate, costo de combustible, costos operacionales, costo de emisiones emitidas y costo de oportunidad de cada unidad. Disponible en: [Monitoring Analytics: Cost-Based Offer Education](#)

<sup>39</sup> El market markup hace referencia al margen de ganancias que consigue una unidad con respecto a los costos que tuvo que incurrir para lograr ese margen, es decir, la diferencia entre ingresos menos costos sobre el valor total de los costos. A diferencia del *profit margin*, que consiste en la diferencia entre ingresos y costos sobre los ingresos totales.

<sup>40</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: 2019 State of the Market Report for PJM](#)

En términos simples, el análisis del markup muestra que las unidades marginales generalmente hacen ofertas iguales a, o cerca de, sus costos marginales tanto en los mercados del día anterior como en tiempo real, aunque el comportamiento de algunos participantes tanto de forma rutinaria como durante períodos de alta demanda representa algún nivel de retención económica. A pesar de los bajos markups por unidad en 2019, la comparación del comportamiento del markup de las unidades marginales con los resultados del TPS test demostró que en el 9,9% de los intervalos unitarios marginales, la unidad marginal que fijó el precio contaba con poder de mercado local, según lo determinado por el TPS test, y markups positivos.

La propiedad de las unidades marginales se encuentra concentrada en un número reducido de actores, y los markups de agentes pivotaes en los mercados locales y a nivel agregado no lograron ser mitigados como resultado de una serie de fallas identificadas y documentadas en relación a la falta de mitigación del poder de mercado a nivel agregado del sistema, y la aplicación defectuosa del límite de ofertas de unidades cuando estas no aprueban el TPS test.

A partir de todo lo anterior, el hecho de que las unidades con poder de mercado tuvieran un markup positivo significa que no se utilizó la oferta basada en costos, y que el proceso para limitar las ofertas que no superan el TPS test no generó resultados competitivos de mercado en presencia de poder de mercado, con lo que los markups de esos agentes afectaron los LMPs del sistema.

## 3.2. España

### 3.2.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

En 2007, el sistema eléctrico español se integró con el sistema eléctrico portugués para formar el **Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)**, parte del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea (MIE), surgido a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. Los operadores de la red de transporte corresponden a la **Red Eléctrica de España (REE)** en España y Redes Energéticas Nacionales (REN) en Portugal, mientras que la entidad encargada de gestionar el mercado mayorista de MIBEL es el **Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE)**, el cual se conforma por el **mercado diario**, los **mercados intradiarios de subastas** y el **mercado intradiario continuo**<sup>41</sup>. Adicionalmente, el mercado eléctrico español considera un **mercado de SSCC** y un **mercado de capacidad** consistente en un mecanismo de **Pagos por Capacidad**.

Las interconexiones eléctricas entre los mercados europeos contribuyen a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico, permitiendo una mayor integración de energías renovables. Y, si bien el sistema eléctrico español se encuentra interconectado junto a Portugal, Marruecos y Francia, este cuenta con una capacidad de intercambio limitada, y que suele traducirse en un desacoplamiento de los precios respecto a Francia. En la Figura 3.4 se presenta el mapa de la REE, sobre el cual se distinguen las diferentes áreas de servicio de las compañías de distribución del país.

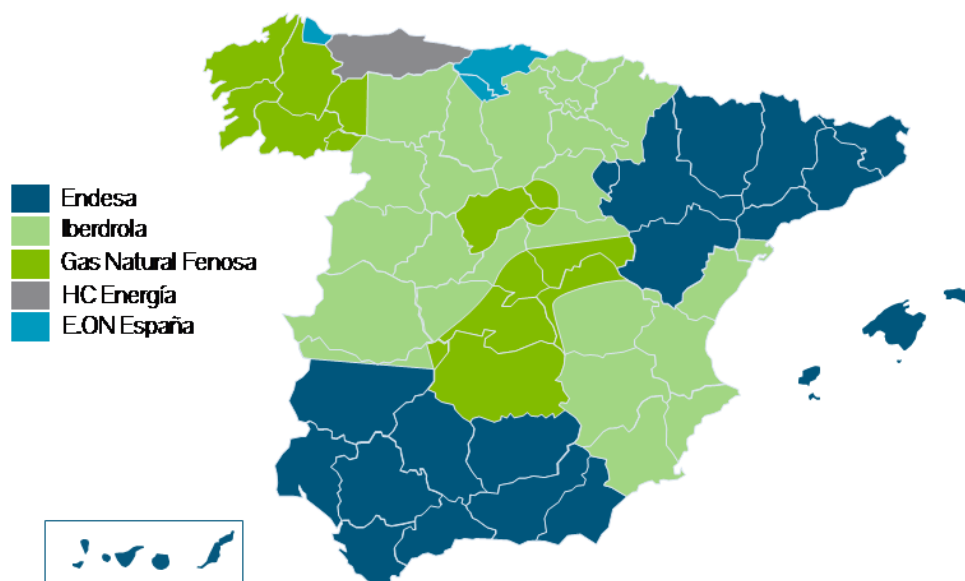


Figura 3.4. Zonas de distribución de la Red Eléctrica<sup>42</sup>.

Respecto al parque de generación español, al año 2019, se totalizaron un total de 110,38 GW de capacidad, la que contribuyó a la generación de 264,64 TWh de energía. En la Tabla 3.7 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador. Como se puede apreciar, el mix de generación presente en la REE se encuentra diversificado en una serie de tecnologías renovables y no renovables, destacando el importante aporte de generación eólica, la que representa un 20,5% de la generación anual. Por lo demás, se destaca el objetivo del sistema eléctrico español de alcanzar un nivel

<sup>41</sup> Disponible en: [AleaSoft: ¿Cómo funciona el mercado eléctrico MIBEL?](#)

<sup>42</sup> Disponible en: [Energía y Sociedad: Electricidad](#)

de generación a partir de energías de origen renovable de al menos un 70% para 2030, en contraste con el objetivo establecido por la Unión Europea de tan solo un 35% al año 2030.

Tabla 3.7. Composición del parque generador de España<sup>43</sup>.

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Hidráulica	24.61 (9,3%)	17.11 (15,5%)
Eólica	54.25 (20,5%)	25.83 (23,4%)
Solar Fotovoltaica	9.26 (3,5%)	8.94 (8,1%)
Solar Térmica	5.29 (2%)	2.32 (2,1%)
Otras Renovables	4.50 (1,7%)	1.21 (1,1%)
Nuclear	55.84 (21,1%)	7.06 (6,4%)
Carbón	12.70 (4,8%)	9.71 (8,8%)
Fuel/Gas	60.87 (23%)	28.70 (26%)
Otras No Renovables	33.61 (12,7%)	9.49 (8,6%)
Otros Balances	3.71 (1,4%)	-
<b>Total</b>	<b>264,64 TWh</b>	<b>110,38 GW</b>

Al igual que el resto de mercados europeos, el **mercado diario** es de tipo marginalista de nodo único (single energy price) y se celebra el día previo a la entrega de la energía. En este, los agentes de España y Portugal presentan sus ofertas de compra y venta, para cada hora del día siguiente. Una vez presentadas las ofertas correspondientes, el algoritmo EUPHEMIA de casación conforma la curva de oferta del mercado para cada hora del día siguiente. El mecanismo asigna secuencialmente energía y reservas, gestionando una serie de programaciones de la operación con distintas resoluciones temporales antes de la operación. Adicionalmente, durante la operación misma y en periodos de 30 minutos, se abre un mercado para la gestión de los desvíos generación-consumo, donde cada agente debe ofertar su precio y disponibilidad por subir y/o bajar, y en función de la liquidación de este servicio se dan las instrucciones de re-despacho a las unidades que hayan resultado casadas<sup>44</sup>.

En España, los **SSCC** comprenden la regulación de frecuencia, el control de voltaje, la gestión de la demanda de interrumpibilidad, la gestión de desvíos, la partida en negro y otros servicios de resolución de restricciones técnicas que ameriten el cambio en las programaciones del sistema.

En particular, el control de frecuencia se subdivide en tres niveles de reserva: primaria o de contención de frecuencia, secundaria o de restauración de frecuencia, y terciaria o de reemplazo. La prestación de reserva primaria de frecuencia es de carácter obligatorio y no remunerada. La provisión de reserva secundaria de frecuencia es opcional y se materializa a través de mercados spot, siendo remunerada

<sup>43</sup> Fuente: [REE: Informe del Sistema Eléctrico Español 2019](#)

<sup>44</sup> Disponible en: [Secretaría de Estado de Energía: Resolución de 18 de diciembre de 2015](#)



bajo un concepto de capacidad del rango de regulación y el uso de esta reserva (o energía), siendo ambos conceptos asignados y remunerados a través de un esquema pay-as-clear. Finalmente, la reserva terciaria de frecuencia requiere de ofertas obligatorias de disponibilidad de capacidad por parte de aquellos agentes que han sido certificados para participar en dicho mercado, siendo remunerada como pay-as-bid, la disponibilidad de estos servicios es remunerada, sean estos de subida o bajada.

Adicionalmente, se cuenta el mercado de futuros de electricidad OMIP, a través del cual sus miembros pueden negociar productos derivados (futuros, forwards, swaps y opciones), de carga base, pico o perfil solar, con entrega física o financiera. En estos, el precio se determina por el cruce entre las curvas de oferta (ofertas que realizan los vendedores) y la curva de demanda (ofertas que realizan los compradores). La casación del precio dependerá de si el derivado corresponde a un mercado organizado o un contrato bilateral. Los mercados de futuros son relevantes tanto para compradores y vendedores, a quienes les permite gestionar los riesgos y planificar las entregas de energía diaria<sup>45</sup>.

### 3.2.2. Esquema de Subastas de Energía

En España, el **Mercado Diario** tiene por objeto asignar los precios y volúmenes de energía para las 24 horas del día siguiente mediante el uso de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes, y desde el año 2014 se encuentra acoplado con gran parte de Europa, en lo que se conoce como el Mercado Interior de la Energía Europeo. En este mercado todas las unidades de generación en España y Portugal (que no se encuentren afectas a contratos bilaterales físicos) tienen la obligación de presentar ofertas de energía, respecto a las cantidades a ofertar existen normas tanto para cantidades mínimas y máximas que dependen de las características y parámetros individuales de cada unidad. Respecto a los precios mínimos y máximos que se pueden ofertar van entre los -500 EUR/MWh y 3.000 EUR/MWh<sup>46</sup>, respectivamente. Asimismo, pueden hacerlo comercializadores internacionales autorizados. Los compradores son quienes presentan ofertas por adquisición de energía y corresponden a: comercializadores, que venden energía a clientes directos; el comercializador de referencia, que acude al mercado para suministrar a clientes con tarifa regulada; y el cliente directo, clientes que adquieren su energía de forma directa en el mercado de producción para su consumo, ahorrando el costo del comercializador, adquiriendo su energía como un operador libre de mercado. En este mercado se resuelve el despacho de energía y potencia de las centrales eléctricas, como también su precio hora a hora.

El Mercado Diario de energía se resuelve a las 12:00 pm del día anterior para las 24 horas del día siguiente. La energía es subastada en cada hora del día, así los agentes envían sus curvas de oferta/demanda para cada hora y están compuestas por 25 bloques de energía. Las ofertas pueden ser simples (i.e., están definidas solo por la energía y el precio), o bien, ofertas complejas, las cuales incorporan condiciones técnicas y/o económicas como gradientes de carga, condición de indivisibilidad, condición de ingresos mínimos y condición de parada programada, las ofertas simples sólo se basan en una cantidad precio-cantidad, en cambio las ofertas complejas son las que cumplen con los requisitos de las ofertas simples e incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones mencionadas anteriormente, las que incorpora el operador al momento de la casación. La casación se realiza con el algoritmo EUPHEMIA, que busca maximizar la suma del bienestar de las ofertas de compra, de venta y rentas por congestión. Una vez obtenidos estos resultados, se remiten al operador del sistema para su validación de

<sup>45</sup> Disponible en: [GSE Eficiencia Energética: OMIP: ¿Cómo funciona el mercado de futuros de electricidad?](#)

<sup>46</sup> Disponible en: [Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica](#)

viabilidad técnica, lo que se denomina como gestión de restricciones técnicas del sistema, el que consiste en un proceso iterativo que obtiene un primer resultado de casación que toma en consideración las ofertas recibidas, respetando la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al mercado Ibérico. En caso de congestión interna (congestión de la interconexión española-portuguesa) se repite el proceso iterativo realizando una separación de los mercados (Market Splitting) obteniéndose un precio zonal en cada zona del mercado Ibérico, sin congestión interna en cada uno de los sistemas.

Por otro lado, el **Mercado Intradiario** se resuelve en seis sesiones de casación, similares a las descritas para el Mercado Diario. En estas sesiones, se permite a compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y venta hasta 4 horas antes de la operación en tiempo real, de acuerdo a la mejor información con la que cuentan los agentes a medida que se acercan a la operación en tiempo real y así realizar una adecuada gestión de sus desbalances. Los mercados intradiarios son de participación voluntaria y se dividen en dos grupos<sup>47</sup>:

- El **Mercado Intradiario de Subastas**, el cual está compuesto por 6 etapas sucesivas de casación de ofertas, teniendo como objetivo resolver los desbalances de energía respecto al programa diario viable definitivo utilizando recursos del mercado local.
- El **Mercado Intradiario Continuo**, que al igual que el de subastas entrega a los agentes la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía, con la diferencia de que permite la participación de agentes de todos los mercados de las otras áreas de Europa y que permite hacer ajustes hasta 1 hora antes del despacho de energía.

Los horizontes de programación de cada sesión de mercado se presentan en la Figura 3.5, donde las ofertas de generación y de compra pueden ser simples o complejas<sup>48</sup>.

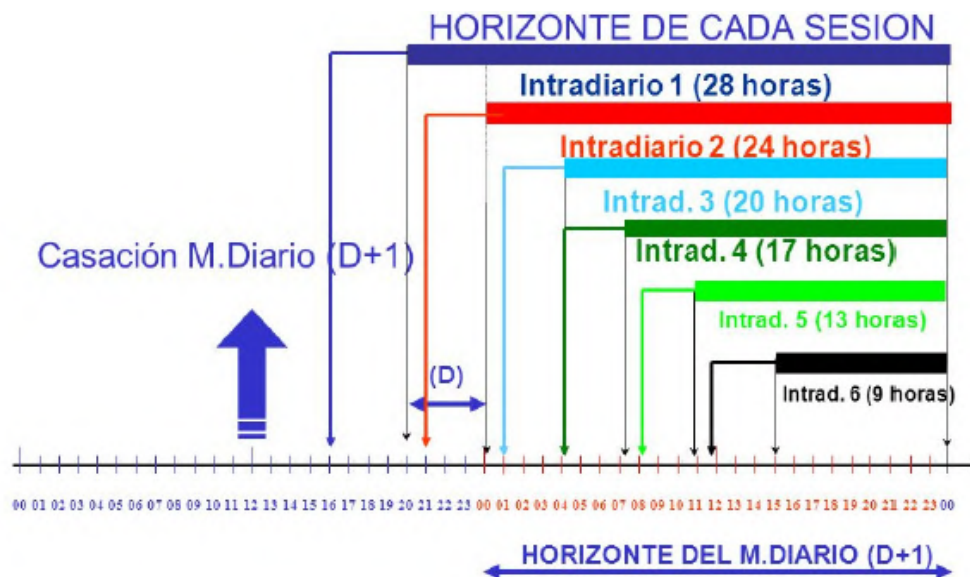


Figura 3.5. Horizonte de programación de las sesiones del Mercado Intradiario (Hernández, 2016).

<sup>47</sup> Mayor detalle sobre la duración y consideraciones de las etapas se encuentra disponible en: [OMIE: Detalle del Funcionamiento del Mercado Intradiario](#)

<sup>48</sup> Disponible en: [Boletín Oficial del Estado: Resolución de 9 de mayo de 2018](#)

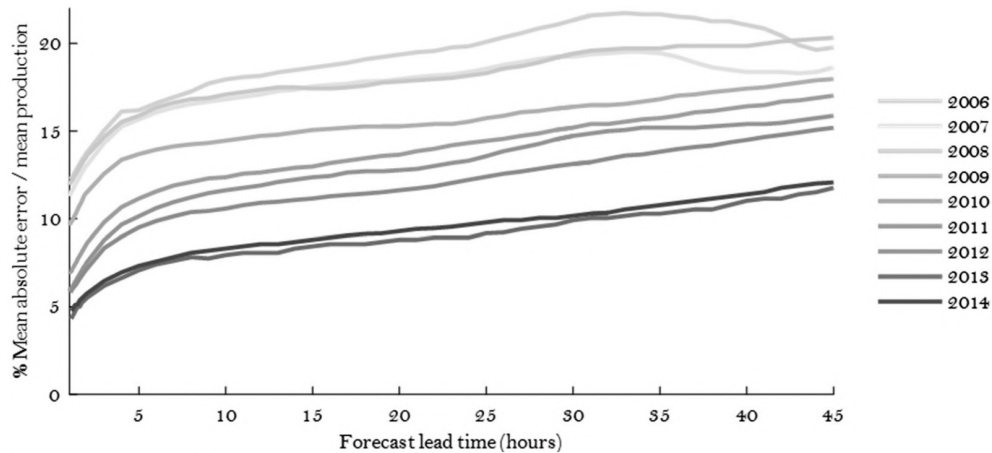
Luego de cada sesión de Mercado Diario e Intradía, el operador del sistema ejecuta el proceso de solución de restricciones técnicas. Para ello, los agentes deben presentar las ofertas de energía al alza o a la baja. De este modo, se re-despachan las unidades de generación y de consumo (incluyendo a unidades de almacenamiento de energía) mediante la consideración de restricciones técnicas y contingencias. En este programa se garantiza la disponibilidad de reservas de potencia del sistema y su programación mediante el proceso de gestión de desvíos. Adicionalmente, se considera la asignación de ofertas de regulación terciaria, las que forman parte del Mercado de SCCC.



Figura 3.6. Estructura del mercado de energía eléctrica español<sup>49</sup>.

La consideración de múltiples etapas de ajuste en el proceso de asignación ha permitido a los agentes poder gestionar de mejor manera los riesgos a los que se enfrentan al participar del mercado, permitiéndoles ajustar sus posiciones según se devela la incertidumbre asociada a las condiciones de operación reales, lo cual resulta especialmente relevante para unidades de generación ERV. En estos esquemas, los agentes se ven incentivados a casar sus compromisos de energía en las etapas tempranas del mercado, con el fin de acceder a mejores precios conforme a una mayor disponibilidad de recursos. De esta manera, se ha observado una tendencia hacia la producción de mejores pronósticos en agentes con activos de generación solar o eólica, para así disminuir la cantidad de desvíos respecto al Mercado Diario y reducir la necesidad de participar en las últimas etapas del mecanismo. Lo anterior se puede observar en la Figura 3.7, en donde se refleja una reducción del 50% en los errores de pronóstico de generación eólica entre los años 2006 y 2014.

<sup>49</sup> Fuente: [Energía y Sociedad: Formación de Precios en el Mercado Mayorista Diario de Electricidad](#)



Source: Data from Red Eléctrica de España (REE).

Figura 3.7. Impacto de Mercados Intradiarios y vinculación en el error de pronósticos de energía eólica en España (Herrero et al. 2018).

### 3.2.3. Servicios Complementarios

Por otro lado, los SSCC son ofrecidos por los generadores y la demanda, siendo utilizados por el operador del sistema. Estos tienen como objetivo asegurar la flexibilidad, seguridad y confiabilidad del suministro en todo momento, resolviendo los desequilibrios entre generación y demanda en tiempo real. Los servicios de control de tensión son mandatorios y no remunerados. Entre los diferentes servicios de regulación de frecuencia se cuentan la regulación primaria, secundaria, terciaria y de potencia interrumpible, según se describen a continuación.

- **Regulación Primaria:** Servicio de carácter obligatorio y no remunerado que tiene como objetivo la corrección automática (i.e., respuesta completa como máximo en 30 segundos) de desequilibrios instantáneos de frecuencia por medio de reguladores de velocidad e inercia de las instalaciones de generación, y debe mantenerse por 15 minutos, centrales con almacenamiento en baterías, pueden proveer el servicio, aunque no es lo habitual.
- **Regulación Secundaria:** Servicio de carácter voluntario que remunera la potencia y la energía utilizada, corresponde al margen de variación de potencia muy flexible (i.e., que tenga un inicio de respuesta no mayor a 30 segundos y una duración de 15 minutos), la demanda no participa de este servicio.
- **Regulación Terciaria:** Servicio de carácter obligatorio para todas las unidades de generación que puedan ofrecerlo. Corresponde a la variación máxima de potencia al alza o a la baja de todos los grupos de generadores en un tiempo no superior a 15 minutos y debe mantenerse por 2 horas. Posee un mercado de energía terciaria producto de la casación, distinguiendo los servicios de subida y bajada, los cuales adjudica el operador de sistema, la demanda no participa del servicio.

### 3.2.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación

Las exigencias técnicas y económicas de los errores de pronóstico se resuelven en el Mercado de Restricciones Técnicas y el Mercado de Gestión de Desvíos, mediante la casación de ofertas simples y complejas. El operador del sistema convoca al mercado cuando se detectan desvíos mayores entre la

operación pronosticada y la operación efectiva que se da en tiempo real, particularmente para todos los desajustes superiores a 300 MW para todas las horas, resolución horaria. También informa a los agentes de mercado el requerimiento total de energía y su sentido (al alza o a la baja) para resolver los desequilibrios. En este mercado, el operador solicita ofertas a los agentes de generación en sentido opuesto al desvío, es decir, si el sistema se encuentra excedentario de energía, se solicita disminuir la generación (o aumentar el consumo), mientras que si el sistema se encuentra deficitario, se solicita aumentar la generación (o inyectar energía, para los sistemas de almacenamiento de energía). El sobrecoste originado por los desvíos es cursado sobre los agentes que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema, es decir, si el desvío neto es al alza, el sobrecoste es pagado entre aquellos agentes que produjeron menos energía o hayan consumido más de acuerdo con su programa. Análogamente, si el desvío neto es a la baja, el sobrecoste es pagado por agentes que hayan generado más o consumido menos que su programa horario. La energía correspondiente a desviaciones al alza es valorizada al costo marginal de la última casación de mercado, mientras que la energía excedentaria con requerimiento a la baja es pagada a costo inframarginal, es decir, se remunera un precio menor al costo marginal por la disminución de su energía inyectada en ese momento<sup>50</sup>.

Para la gestión de este mercado, los agentes deben comunicar al operador del sistema las indisponibilidades totales o parciales de sus unidades físicas con posterioridad al desarrollo de los Mercados Diario e Intradiario. También deben reportar posibles modificaciones de sus programas de generación-consumo y duración, siempre que sean mayores a 30 MW por hora y justificando los motivos asociados (e.g., problemas técnicos, vertimiento, etc.). Con respecto a los pronósticos de generación solar y eólica, estos se llevan a cabo por el Centro de Control de Energías Renovables (Cecre) del operador del sistema, este último además desarrolla y actualiza los pronósticos de demanda<sup>51</sup>.

### 3.2.5. Mecanismo de Suficiencia

Con el objetivo de incentivar la inversión en nueva capacidad de generación y reducir las probabilidades de déficit de capacidad y precios elevados, el sistema eléctrico español considera los denominados Pagos por Capacidad<sup>52</sup>, los cuales incorporan los conceptos de incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad.

La **remuneración del incentivo a la inversión (II) en capacidad a largo plazo**<sup>53</sup> (€/MW/año) será función del índice de cobertura (*IC*) aplicable a la misma de acuerdo a las siguientes ecuaciones, donde *IC* es el cociente entre la potencia disponible y la demanda horaria máxima, finalmente el pago a los unidades es el *II* multiplicado por su capacidad en MW, es decir, el pago no depende de las características individuales de cada central, sino más bien depende del valor del *II* obtenido, a partir de las condiciones del sistema en un determinado año.

$$\text{Si } IC < 1,1, II = 28.000;$$

$$\text{Si } 1,1 \leq IC, II = 193.000 - 150.000 \times IC(\text{no negativo}).$$

<sup>50</sup> Disponible en: [Boletín Oficial del Estado: Resolución de 18 de diciembre de 2015](#)

<sup>51</sup> Disponible en: [Red Eléctrica de España: Operación del sistema eléctrico](#)

<sup>52</sup> Disponible en: [Código de la Energía Eléctrica \(Edición actualizada a 9 de julio de 2018\)](#). Última versión disponible en: [Código de la Energía Eléctrica \(Edición actualizada a 21 de septiembre de 2021\)](#)

<sup>53</sup> Disponible en: [ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre](#)

Por otro lado, la **remuneración por el servicio de disponibilidad**<sup>54</sup> (**RSD**) (€/MW/año) tiene por objeto promover la capacidad a medio plazo de instalaciones de producción y consistirá en la puesta a disposición del operador del sistema de determinada potencia en un horizonte temporal predeterminado, y se define como:

$$RSD(ij) = a \times ind(j) \times PN(i)$$

Donde  $a$  corresponde a la retribución anual<sup>55</sup> y  $ind(j)$  al índice de disponibilidad tecnológica  $j$ , definidos a partir de valores de disponibilidad histórica<sup>56</sup>, siendo ambos establecidos de forma administrativa. Finalmente,  $PN(i)$  corresponde a la potencia neta en MW del grupo correspondiente  $i$ , la que se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas.

Adicionalmente, para que el servicio de disponibilidad se considere cumplido, las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en horas de periodos tarifarios específicos (i.e., días y horarios definidos), no contabilizando las indisponibilidades programadas, las que no podrán superar en ningún caso el 33 % de las horas de estos periodos.

En España se considera un estándar de seguridad del 10% de margen de reserva, en línea con el cálculo de las remuneraciones por incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, las cuales saturan al contar con un índice de cobertura cercano al 29%. Respecto al servicio de disponibilidad, las remuneraciones varían en función de la tecnología y desempeño de la unidad generadora en cuestión, reconociendo el aporte de las unidades a la disponibilidad en horas de periodos tarifarios específicos. No obstante lo anterior, el mecanismo no guarda relación con un análisis de suficiencia acabado del sistema ni una definición de la demanda específica a satisfacer, remunerando en la práctica toda la potencia existente disponible gestionable presente en el sistema, aspecto que ha sido objeto de críticas de parte de diferentes actores del sector, y que ha resultado en diversas propuestas de cambio regulatorio<sup>57</sup>.

En Junio de 2018, los pagos por concepto del servicio de disponibilidad fueron removidos, mientras que los incentivos a la inversión solo aplican a capacidad de generación instalada antes de 2016<sup>58</sup>. Las razones del gobierno español para tomar la decisión se habrían debido a la necesidad de esperar al marco regulatorio de mecanismos de capacidad de la Unión Europea antes de tomar futuras decisiones en la materia.

El Reglamento Sobre el Mercado Interior de la Electricidad, el último del llamado Paquete de Invierno<sup>59</sup>, entró en vigor en enero de 2020 y regula, entre otros, los mecanismos de capacidad o incentivos que reciben las centrales de generación por estar disponibles. Los nuevos mecanismos de capacidad abarcan un concepto más amplio que los pasados, **debiendo otorgarse mediante un proceso transparente**, no

---

<sup>54</sup> Disponible en: [Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre](#)

<sup>55</sup> Igual a 5.150 €/MW, y a 2.575 €/MW durante el primer semestre de 2018.

<sup>56</sup> Estos son: Centrales de carbón: 0,912; centrales de ciclo combinado: 0,913; centrales de fuel-oil: 0,877; y centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

<sup>57</sup> Disponible en: [Comisión Nacional de Energía: Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro](#)

<sup>58</sup> Disponible en: [ACER: Market Monitoring Report 2018 – Electricity Wholesale Markets Volume](#)

<sup>59</sup> Disponible en: [IDAE: Marco Legislativo 2030. El Paquete de Invierno](#)

discriminatorio y competitivo (i.e., subastas), encontrándose abierto a la participación de todos los recursos que estén en condiciones de aportar los requerimientos técnicos exigidos, incluyendo la gestión del almacenamiento y la demanda<sup>60</sup>.

Ante esto, el gobierno español habría temido enfrentar sanciones en caso de haber continuado con los Pagos por Capacidad en caso de que estos hubieran sido declarados como apoyos estatales ilegales. Con todo lo anterior, la decisión es considerada en extremo conservadora por parte de miembros de la industria, y que se debería a la confianza en la sobrecapacidad existente en el sistema en la actualidad<sup>61</sup>. Habiendo sido aprobado el llamado Paquete de Invierno, ahora corresponde a la legislación española adaptarse a los nuevos lineamientos establecidos<sup>62</sup>, dentro de un proceso que se espera permita llevar a cabo la primera subasta en otoño de 2022<sup>63</sup>.

### 3.2.6. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia

La competencia en el MIBEL se encuentra supervisada por agencias en España, principalmente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que promueve y preserva el buen funcionamiento de todos los mercados en interés de los consumidores y empresas, Portugal, y la European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) en su función de supervisor definida en el Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT), lo que supone aumenta la probabilidad de que comportamientos anticompetitivos sean detectados, tanto en el mercado físico como en el financiero, lo cual crea desincentivos a que estos sean puestos en práctica por parte de los agentes<sup>64</sup>.

En España, los análisis que se conocen sobre competencia efectiva en los mercados eléctricos, son, principalmente, referidos a la evolución de la estructura del mercado a través del uso de índices de concentración<sup>65</sup>. Así, desde el punto de vista del nivel de competencia, en contraste con años anteriores, el año 2019 siguió reflejando la facilidad de entrada al mercado eléctrico español, observándose un aumento en el número de agentes generadores pero por sobre todo comercializadores, se vió disminuida la concentración de las principales firmas del mercado, así como de las tecnologías marginales de generación, entre ellas la generación renovable de solares y eólicas, la que ha visto un aumento en su capacidad habilitada para la partición en regulación secundaria, servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos. Esto, mientras que el nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema mejoró significativamente, si bien el índice de concentración de Herfindahl HHI sigue por encima del umbral de 2.000 en los servicios de regulación terciaria y mercado de gestión de desvíos<sup>66</sup>. Las evaluaciones realizadas en los últimos años resultan consistentes con otros estudios dentro de la

---

<sup>60</sup> Disponible en: [EL PAÍS: Eléctricas e industrias pujarán en las mismas subastas por el incentivo de capacidad](#)

<sup>61</sup> Disponible en: [Argus Media: Q&A: Spanish CCGTs challenge lack of capacity payments](#)

<sup>62</sup> Detalles del esquema propuesto y un resumen de las alegaciones remitidas al proyecto pueden ser encontrados en [Magnus: Mercado de Capacidad para Respaldo las Renovables en España](#) y [El Economista: El Gobierno deja fuera al agregador de demanda en la futura normativa sobre mercado de capacidad](#).

<sup>63</sup> Disponible en: [El Periodico de la Energía: El Gobierno ultima el nuevo mercado de capacidad y abre la puerta a la hibernación de ciclos combinados](#). Mayor información respecto a cómo se prevé operará este mercado disponible en: [EnergyNews: Las claves del mercado de capacidad que propone el MITECO](#)

<sup>64</sup> Disponible en: [Energía y Sociedad: Competencia en el Mercado Eléctrico](#)

<sup>65</sup> Disponible en: [CNMC: Informes de supervisión del mercado mayorista spot](#)

<sup>66</sup> Disponible en: [CNMC: Informe de Supervisión del Mercado Peninsular Mayorista al Contado de Electricidad. Año 2019](#)

literatura, que destacan la reducción de los índices de concentración en términos de producción de energía y capacidad instalada en España entre 1998 y 2013 (Ciarreta, Nasirov, & Silva, 2016).

Se han logrado detectar casos acerca de posibles comportamientos colusivos, abuso de poder de mercado o falseamiento de la libre competencia. Derivada de la función de supervisión del mercado mayorista de la energía de ACER o de los reguladores nacionales, al cierre de 2019 la Agencia tenía abiertos un total de 218 casos de investigación relacionados con potenciales infracciones de la REMIT (manipulación de mercado o uso o falta de publicación de información privilegiada). De esta manera, gracias a la implementación de la regulación REMIT, en 2013 se comprobó que la empresa española Iberdrola había manipulado el mercado utilizando sus centrales hidroeléctricas. Según el grupo FACUA Consumers in Action, si bien la manipulación generó ganancias de EUR 21,5 millones para la empresa, en realidad esta costó a los consumidores EUR 105 millones, ya que la manipulación elevó el precio de despeje del mercado en 7 EUR/MWh, lo que resultó en mayores ganancias para todos los demás generadores despachados. Iberdrola, sin embargo, fue multada con EUR 25 millones por la CNMC<sup>67</sup>.

No obstante lo anterior, se considera crucial un aumento de recursos tanto para la supervisión del mercado como para la evaluación del desempeño del mercado, de forma tal que los servicios prestados puedan cumplir a cabalidad los requisitos de la legislación vigente de la Unión Europea<sup>68</sup>.

---

<sup>67</sup> Disponible en: [FACUA: FACUA finds ridiculous the fine imposed to Iberdrola for manipulating the price of electricity](#)

<sup>68</sup> Disponible en: [Regulatory Assistance Project \(RAP\): The Case for Market Monitoring—A Key to Successful Electricity Markets](#)



### 3.3. Nueva Zelanda

#### 3.3.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda se conforma por los sistemas interconectados de las islas norte y sur, conectados a través de una línea High Voltage DC (HVDC). Gran parte de las necesidades de electricidad de Nueva Zelanda se cubren con la generación de energía hidráulica. Este país tiene un mix de generación que depende en gran medida de la generación renovable, concretamente, las 3 fuentes principales son la generación hidroeléctrica, geotérmica y eólica, con un 59%, 18% y 6% respectivamente de los 40,823 TWh de electricidad neta generada en 2020. Respecto a la capacidad instalada, de un total de 9.107 MW en 2020, el 59% correspondía a la hidroeléctrica, el 11% a la geotérmica y el 6% a la eólica. El sistema de transmisión pertenece y es operado por Transpower. La red incluye más de 12.000 km de líneas de transmisión y más de 170 subestaciones<sup>69</sup>. Dentro de las metas climáticas del país se encuentra alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. Dentro de la misma línea, la participación de energías renovables en el mix de generación de Nueva Zelanda fue la tercera más alta dentro de los países de la OCDE durante el año 2019<sup>70</sup>. En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, en el 2017 este rondó los 38.800 GWh.



Figura 3.8. Sistema de transmisión de Nueva Zelanda<sup>71</sup>.

<sup>69</sup> Disponible en: [Transpower - What we do](#)

<sup>70</sup> Disponible en: [Energy in New Zealand 2020](#)

<sup>71</sup> Fuente: [Electricity in New Zealand 2018 - Electricity Authority](#)

La capacidad instalada y generación de energía eléctrica durante el año 2019 se muestran en la tabla a continuación. Dentro de la categoría “Otras” se encuentran la generación en base a diésel y plantas de cogeneración, que son aquellas que, además de producir energía eléctrica, entregan otro tipo de energía como vapor para calefacción o algún otro servicio. Nueva Zelanda cuenta con poca capacidad instalada de generación solar fotovoltaica y esta es de carácter mayormente residencial, por lo que se cuentan con datos de su generación pero en lo que respecta a capacidad instalada se considera dentro de la categoría de “Otras”. Como se puede apreciar, actualmente la generación renovable del país supera el 80% y dentro de los planes del gobierno se encuentra alcanzar la meta de generación 100% renovable para el año 2035.

Tabla 3.8. Composición del parque generador de Nueva Zelanda<sup>72</sup>.

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Gas	5.48 (12.6%)	1.13 (12.2%)
Carbón	2.13 (4.9%)	0.50 (5.4%)
Geotérmica	7.57 (17.4%)	0.95 (10.3%)
Hidráulica	25.32 (58.2%)	5.39 (58.1%)
Biogas	0.26 (0.6%)	0.04 (0.4%)
Eólica	2.22 (5.1%)	0.69 (7.4%)
Solar-PV	0.13 (0.3%)	0.57 (6.2%)
Otras	0.39 (0.9%)	
<b>Total</b>	<b>43,5 TWh</b>	<b>9,27 GW</b>

Nueva Zelanda cuenta con un mercado de solo energía mayorista, donde las generadoras venden energía a compañías de distribución, y un mercado minorista (retail), donde los comercializadores venden energía eléctrica a los consumidores finales. El mercado mayorista está compuesto por tres mercados: el Spot Market, Hedge Market y el Ancillary Services Market. Los precios del Spot Market son calculados cada media hora y varían dependiendo de la oferta, la demanda y la ubicación dentro de la red. Además de participar de este mercado, los comercializadores y grandes consumidores (principalmente industriales) pueden realizar contratos de cobertura (usualmente llamados hedge contracts) directamente con las generadoras, con el fin de disminuir la volatilidad en los precios que pagan por la energía. Desde el 2010 la autoridad a cargo de supervisar, y regular los mercados eléctricos del país es la **Electricity Authority**.

El **Spot Market** incluye cuatro componentes principales. La primera es el **Wholesale Information and Trading System (WITS)**, sistema donde los participantes del mercado (vendedores y compradores) publican sus ofertas de suministro y demanda. La segunda es la calendarización y despacho, donde el operador del sistema Transpower decide qué ofertas aceptar, para esto el operador utiliza el software llamado **Scheduling, Pricing and Dispatch (SPD)**, un sistema de co-optimización para minimizar el costo de la generación y las reservas. Para determinar el despacho, el problema de co-optimización recibe como entrada las ofertas de suministro para la siguiente media hora (\$/MWh), la demanda esperada, los

<sup>72</sup> Período 2019 - 2020. Fuente: [Electricity statistics | Ministry of Business, Innovation & Employment](#)

requerimientos de reserva y las pérdidas por transmisión<sup>73</sup>. La tercera componente es la fijación del precio, donde es responsabilidad del Pricing Manager calcular y publicar el precio de la energía para cada periodo de media hora durante el día en base a los resultados del despacho. El precio es calculado para cada uno de los cerca de 200 nodos considerados. La última componente corresponde a la labor realizada por el Clearing Manager, quien se encarga de que todos los generadores reciban el pago correspondiente por el suministro entregado y que aquellos que han retirado energía paguen por lo que han consumido. Para esto, todos los meses utiliza la información provista por el Reconciliation Manager y los precios de cada media hora publicados por el Pricing Manager.

El **Hedge Market** está compuesto por dos mercados. El primero es el **Over-the-Counter (OTC) Market**, donde los compradores negocian de manera directa con los vendedores para acordar un precio. Estos contratos son personalizados y pueden aportar flexibilidad para ambas partes. Otra alternativa para los participantes es vender y comprar contratos futuros en el **Australian Securities Exchange (ASX) Futures Market**, estos contratos son de 0,1 MW con duración trimestral o anual. Para fomentar este comercio, el tamaño de los contratos disminuyó de 1 MW al valor actual a finales del 2015. Adicionalmente se tiene el **Financial Transmission Rights (FTRs) Market**. Los FTRs son un tipo de contrato de cobertura que permite a las partes disminuir el riesgo en el precio asociado al sistema nodal, entregando el derecho a recibir la diferencia entre los precios de dos nodos o locaciones distintas en la red para una determinada cantidad de energía en un periodo de tiempo acordado<sup>74</sup>, de este modo los participantes pueden protegerse de los cambios en los precios nodales. Este mercado aumenta la competencia entre minoristas y entre generadores, permitiéndoles competir por clientes a nivel nacional y no solo en donde se encuentran conectados. A diferencia de los contratos anteriores, los FTRs son subastados por el FTR Manager de manera mensual<sup>75</sup>.

Por último, el **Ancillary Services Market** tiene la finalidad de asegurar la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Los principales cinco servicios que se transan en este mercado son mantención de la frecuencia, reserva instantánea, reserva de sobrefrecuencia, soporte de voltaje y black start. Estos servicios son contratados mediante un proceso de licitación cerrada realizado por Transpower entre los meses de agosto y noviembre de cada año. Los primeros dos servicios mencionados son procurados a través del proceso de resolución del mercado que se realiza cada media hora, los SSCC contratados realizan ofertas y son despachados junto con el Spot Market y los precios son establecidos por el Clearing Manager. Los otros tres servicios mencionados son procurados en base a cantidades y precios fijos, independiente de si los servicios son finalmente solicitados o no<sup>76</sup>.

### 3.3.2. Esquema de Subastas de Energía

Como se explicó previamente, el Spot Market utiliza un sistema de subastas, ofertas que pueden tener hasta cinco bandas de precio ascendente sin precio máximo, pero no precios negativos, no hay necesidad de especificar el volumen de la oferta, aunque sí la capacidad de rampa de subida y bajada, en este sistema de subastas los generadores con una capacidad superior a 10 MW, o que se encuentran conectados a la red nacional, ofrecen inyectar una determinada cantidad de energía, a un precio determinado, en el nodo a través del que se encuentran conectados al sistema, dentro de los 52 puntos

---

<sup>73</sup> Disponible en: [Markets 101 Part 1: The Market and the Spot Price - Transpower](#)

<sup>74</sup> Disponible en: [FTR Manager Portal - What is an FTR?](#)

<sup>75</sup> Disponible en: [FTR Manager - July 2019 - FTR Policy: FTR Calendar](#)

<sup>76</sup> Disponible en: [Transpower - Ancillary Services Overview](#)

de inyección con los que cuenta el sistema, las unidades con capacidad inferior a 10 MW no tienen requerido hacer ofertas<sup>77</sup>. En este punto, cabe destacar la relevancia de la coordinación hidrotérmica llevada a cabo en Nueva Zelanda, a partir del modelo de mediano-largo plazo, conocido como Dynamic Outer Approximation Sampling Algorithm (DOASA), dispuesto por la Electricity Authority, el cual es usado para hacer distintos estudios acerca del mercado, dar señales a los inversionistas acerca del futuro de este, y asistir la elaboración de ofertas de los agentes. En relación a este último punto, el modelo permite analizar las ofertas de distintos actores. Esto porque, si bien, no hay restricciones de mercado que indiquen que las ofertas tienen que estar indexadas al valor del agua, si las ofertas distan mucho de los valores estimados por la herramienta entonces la Electricity Authority puede solicitar explicaciones sobre éstas<sup>78</sup>. Al mismo tiempo, los distribuidores y grandes consumidores realizan ofertas de compra de energía para los 196 puntos de retiro de la red. Las ofertas de inyección o retiro de energía son realizadas para periodos de media hora en la plataforma WITS, existiendo por lo tanto 48 periodos durante un día. La plataforma recibe ofertas en todo momento del día y actualiza su información, al menos, cada cinco minutos. Las ofertas pueden ser revisadas hasta el comienzo del siguiente periodo de negociación (siguiente media hora), de este modo la calendarización es publicada cada media hora<sup>79</sup>.

Antes de realizar su primera oferta en el sistema, tanto para suministro como para demanda, los agentes deben comunicarse con el operador del sistema para registrar sus características técnicas, localización en el sistema y otros parámetros relevantes. A continuación, los generadores quedan calificados para publicar sus ofertas, tanto para suministro como para reserva, en el sistema WITS. Estas ofertas deben ser publicadas en primera instancia al menos 71 periodos antes del periodo al que son referidas. Las ofertas de suministro deben ser entregadas al operador con un máximo de cinco bandas de precio ascendentes (cinco precios para cinco cantidades, donde por ejemplo la banda 2 ofrece más energía a mayor precio que la banda 1), mientras que las de reserva pueden contar con hasta tres bandas de precio ascendentes. Para las ofertas de generación la suma de las bandas no debe exceder la capacidad máxima de generación con la que se encuentra registrado el oferente en el sistema, distinta a la potencia de generación pronosticada. Durante el mismo lapso de tiempo, es decir, al menos 71 periodos antes del despacho, los compradores (distribuidores o grandes cargas) entregan sus ofertas de compra. Las ofertas pueden contener hasta 10 bandas de precio, con un máximo de \$15.000/MWh o el precio máximo que haya fijado la Electricity Authority, que busca regular el precio máximo de compra que tiene cada banda en la oferta de los compradores. Cabe destacar que los participantes conocen únicamente sus propias ofertas de suministro o demanda<sup>80</sup>.

Luego de que todas las ofertas han sido entregadas, el operador del sistema descarta de manera automática aquellas ofertas cuya cantidad ha sido modificada hasta una hora antes del periodo de negociación, pero permite que los precios sean modificados hasta media hora antes para suministro y una hora antes para demanda. Las ofertas son ingresadas al modelo de SPD junto con una estimación de la demanda para el largo plazo e incluye información actualizada del consumo según se acerca al tiempo real. Además, el modelo recibe como datos de entrada los requerimientos de reserva, las pérdidas en las líneas de transmisión y restricciones de seguridad, como requerimiento de mantención de la frecuencia,

---

<sup>77</sup> Disponible en: [NZ Market Report](#)

<sup>78</sup> Mayor información disponible en (Zakeri, 2020) y [Electricity Authority: Doasa overview](#)

<sup>79</sup> Disponible en: [WITS manager — Electricity Authority](#)

<sup>80</sup> Disponible en: [Electricity Authority: WITS manager](#) y [Electricity Authority:Wholesale Information and Trading System](#). Cabe destacar que este precio máximo es diferente al Value of Lost Load (VoLL), estimado en torno a los \$25.000/MWh. Disponible en: [Transpower: Value of Lost Load \(VoLL\) study](#)

la configuración de las líneas de transmisión y que se cumplan con las normas de seguridad del sistema. Con este modelo de co-optimización para suministro y reservas se obtienen los precios de todos los nodos del sistema además de las instrucciones de despacho, para las distintas unidades del sistema se analizan sus características técnicas para permitir su ingreso al suministro de reservas o energía. Con esta información, WITS publica una calendarización corta para los siguientes ocho períodos cada media hora, una larga para los siguientes 9 a 72 periodos cada dos horas y un Week-Ahead Dispatch Schedule (WDS) que contiene el despacho esperado para los siguientes dos a siete días y es publicado diariamente a las 2:00 horas. Al mismo tiempo WITS calcula y publica las curvas de oferta y demanda para los periodos de las calendarizaciones publicadas. Por último, de manera constante el precio en tiempo real es publicado lo antes posible luego de ser recibido por WITS, de modo que se encuentre disponible para todos los participantes del mercado.

### 3.3.3. Servicios Complementarios

Los SSCC son particularmente importantes en Nueva Zelanda debido al enlace HVDC que conecta las islas norte y sur. En el caso de una falla del enlace, es importante contar con suficientes reservas en la isla hacia la cual fluye la energía para así evitar fallas en cascada, reservas que se espera fluctuen en volumen entre cada una de las islas a lo largo del tiempo (Hogan & Jackson, 2012). En particular, Transpower puede procurar 5 SSCC en la actualidad<sup>81</sup>:

- **Frequency Keeping (Multiple Frequency Keeping y Back-up Single Frequency Keeping):** Necesarios para gestionar los desequilibrios de la oferta y la demanda a corto plazo para garantizar que la frecuencia del sistema se mantenga en o cerca de 50 Hz.
  - **Multiple Frequency Keeping (MFK):** Este servicio es proporcionado por una o más unidades generadoras capaces de variar rápidamente su salida en respuesta a las instrucciones del operador del sistema. Este se procura en base a una tarifa de disponibilidad y costos variables.
  - **Back-up Single Frequency Keeping (Back-Up SFK):** Procurado por proveedores que pueden monitorear de forma independiente la frecuencia y ajustar su salida, sin instrucciones de Transpower. El servicio solo tiene efecto ante un problema con las herramientas que brindan MFK y se procura en base a una tarifa de disponibilidad mensual.

El operador del sistema adquiere los servicios de *frequency keeping* mediante contratos anuales que se adjudican a través de un proceso de licitación abierto. Se invita a los generadores capacitados de cada isla a presentar ofertas. Los criterios de cualificación son técnicos y tienen como objetivo garantizar que la planta ofertada tenga la capacidad física para proporcionar reservas de mantenimiento de frecuencia. El rango sobre el cual los proveedores de FK deben poder ajustar su salida se conoce como *frequency keeping band*. Transpower determina una banda que se aplicará a cada isla para cada período de negociación. La banda mínima es actualmente de 8 MW ( $\pm 4$  MW).

- **Instantaneous Reserve:** La reserva instantánea es la capacidad de generación, o carga interrumpible, disponible para operar automáticamente en caso de una falla repentina de una

---

<sup>81</sup> Disponible en: [Transpower: Ancillary Services Overview](#)

gran planta generadora o del enlace HVDC, las reservas instantáneas se compran a los generadores y proveedores de carga interrumpible a través del *wholesale spot market*. Este servicio es necesario para detener la caída de frecuencia resultante y permitir que la frecuencia del sistema se recupere rápidamente a 50 Hz. La reserva instantánea se adquiere sobre la base del mercado de compensación de media hora. Transpower utiliza un programa llamado Reserve Management Tool (RMT), el que calcula para la siguiente media hora los requerimientos de *instantaneous reserve* o reserva instantánea necesaria en el sistema (para cada isla), el precio se determine a través de un mercado competitivo de media hora que es co-optimizado con el de energía.

- **Over-frequency Reserve:** La reserva de sobrefrecuencia es proporcionada por unidades generadoras que pueden desconectarse del sistema de manera automática cuando sea requerido, debido a un aumento repentino en la frecuencia del sistema. Esto podría deberse a una pérdida no planificada de una gran carga industrial, o bien, o la caída del enlace HVDC, el servicio es comprado por el operador del sistema desde los generadores con unidades en la isla sur del país, específicamente a los que están equipados con relés de *over frequency* para su disparo, a través de licitaciones competitivas.

Debe mencionarse que los SSCC, particularmente los de reservas para corregir frecuencia, son determinados por isla, ya que la conexión HVDC que existe entre ellas no mantiene común la frecuencia eléctrica que tiene cada subsistema o isla.

Adicionalmente, Transpower procura servicios de Voltage Support y Black Start, en base a los requerimientos que este estime necesarios. Con todo lo anterior, Transpower celebra contratos con los participantes del mercado (generadores, distribuidores, grandes comercializadores y agregadores de demanda) a través de un proceso de licitación cerrado que se lleva a cabo entre agosto y noviembre de cada año. También puede celebrar contratos fuera de este período de licitación cuando se estima apropiado, esto ocurre en caso que no se logre establecer las cantidades necesarias requeridas al costo más bajo posible. Los SSCC son procurados ya sea:

- En base a una *firm quantity procurement*, donde se contratan servicios en base a una cantidad fija o precio fijo, independientemente de si el servicio es despachado o no (e.g., *over-frequency reserve*, *voltage support* y *black start*); o
- A través de un proceso de despeje de mercado cada media hora, en el que los proveedores de SSCC habilitados presentan ofertas y son despachados a través de un mercado para dicho servicio (e.g., *frequency keeping* e *instantaneous reserve*), en el que participan unidades capacitadas para ofrecer los distintos servicios. Posteriormente, se fija el precio de ese mercado y se liquida a través del Clearing Manager.

### 3.3.4. Tratamiento de Pronósticos y Desvíos de Generación

En la estructura de mercado del sistema eléctrico de Nueva Zelanda las ofertas pueden ser revisadas hasta el comienzo del siguiente periodo de negociación (siguiente media hora), por lo que las últimas ofertas realizadas por los agentes consideran la mejor información disponible hasta dicho momento. Esta estructura de mercado resulta posible, entre otros factores, gracias a la gran capacidad de generación hidroeléctrica del sistema, la cual puede proveer de capacidad de rampa rápida a través del proceso de

despacho para seguir los grandes cambios sostenidos en la demanda y la generación ERV, la que a pesar de su reducida participación el mix de generación a la fecha, se espera ingrese al sistema en su transición hacia un mix 100% renovable (Schipper et al., 2019)<sup>82</sup>.

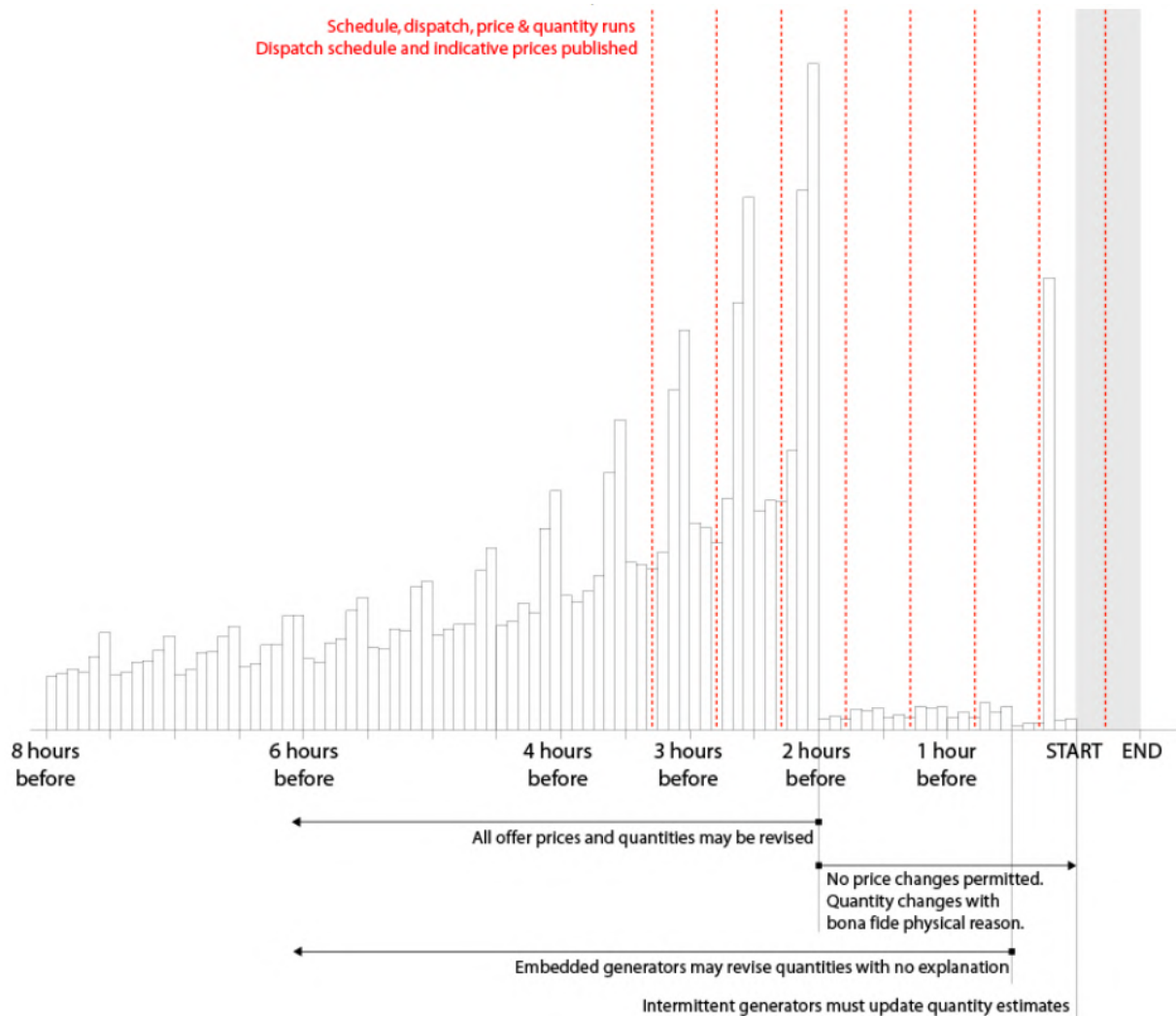


Figura 3.9. Cronología de corridas del modelo SDP y envío de ofertas finales. Fuente (Wolak, 2009).

Cada ronda del proceso llevado a cabo por el software de mercado Scheduling, Pricing and Dispatch (SPD)<sup>83</sup> proporciona a cada participante del mercado información sobre el impacto probable que tienen sus ofertas de disposición a suministrar en la cantidad de energía que vende y los precios nodales que enfrentará en última instancia, sin ninguna consecuencia financiera, dado que las cantidades de despacho y los precios nodales de estas corridas anticipadas no son vinculantes desde el punto de vista financiero y solo tienen fines informativos. Dependiendo de la cantidad de tiempo antes de la operación real del sistema, los diferentes factores de las curvas de oferta enviadas por los proveedores en corridas anteriores del modelo SPD se pueden cambiar en corridas posteriores del modelo, tal y como se presenta en la Figura 3.9. Usando las condiciones actualizadas del sistema y de ofertas presentadas por los propietarios de las unidades de generación, el mercado vuelve a operar, pero esta vez utiliza un

<sup>82</sup> Disponible en: [Transpower: Effect of Solar PV on Generation Dispatch in New Zealand](#)

<sup>83</sup> Mayor información relacionada al modelo Scheduling, Pricing, and Dispatch (SPD) se encuentra disponible en: [Transpower: Scheduling and Dispatch](#) y [Transpower: Software Specifications](#)

pronóstico de demanda preparado por Transpower para dicha media hora en lugar de las ofertas enviadas por las cargas, esta curva es realizada completamente por el Transpower y utiliza información de las ofertas de compra y venta de energía de la programación del día anterior y hace dos horas para la correspondiente siguiente media hora, que aseguren niveles de confiabilidad legítimos. Este despacho establece el cronograma para el período de negociación y precios indicativos utilizando el SPD con la configuración de red actualizada. Estos precios y el programa de despacho tampoco son financieramente vinculantes, con lo que el operador no tiene una medida explícita de los costos de desviación de los generadores. Mientras esto puede resultar adecuado en sistemas con incertidumbre limitada, la creciente penetración de energías renovables puede conducir a grandes desviaciones en el despacho entre el cierre del período de negociación y la operación en tiempo real (Khazaei, Zakeri, & Oren, 2017).

El operador del sistema utiliza la aplicación Energy Management System (EMS) Load Forecast (LF) para producir el pronóstico de la demanda. La aplicación LF produce un pronóstico a nivel regional. Este pronóstico a nivel regional luego se desglosa al nivel de Grid Exit Points (GXP), utilizando índices basados en datos de medición históricos. El pronóstico a nivel de GXP es la información utilizada por la herramienta Scheduling, Pricing and Dispatch (SPD), información que también es publicada. El personal del operador del sistema en tiempo real tiene la capacidad de ver la información del pronóstico de carga y cómo se comporta con respecto a la carga real, pudiendo además ajustar manualmente el pronóstico de carga si este se encuentra demasiado lejos de la carga real<sup>84</sup>.

### 3.3.5. Estrategias y Metodologías de Análisis y Monitoreo de las Condiciones de Competencia

Dentro de las labores de la Electricity Authority se encuentran promover la competencia y el monitoreo del mercado respecto a su competitividad, estabilidad y eficiencia. En este contexto es que se encarga de administrar y hacer cumplir las reglas del mercado para todas las partes que componen el sistema eléctrico de Nueva Zelanda, desde la generación hasta la distribución de la energía eléctrica<sup>85</sup>. Para llevar a cabo esta tarea, utiliza información provista por Transpower, entre ellas un buscador web seguro con la posibilidad de descargar la información en distintos formatos, e.g., información sobre la operación del mercado eléctrico, las ofertas de compra y venta de participantes, programas de despacho, precios de mercado y otros datos de mercado de usuarios. El equipo de WITS entrega reportes mensuales del mercado a la autoridad que incluyen información sobre monitoreo del cumplimiento de las reglas del mercado, entre otros datos sobre el desempeño del mercado<sup>86</sup>. El mercado es también monitoreado por la Commerce Commission, quien cumple con evaluar a los participantes de manera individual y determinar sanciones, mientras que la Electricity Authority monitorea la competitividad del mercado en su conjunto.

El método utilizado para monitorear el mercado se basa en el sistema **Structure-Conduct-Performance (SCP)**. La premisa detrás de este sistema es que la estructura de los mercados determina la conducta de sus participantes, de este modo mientras más competitiva sea la estructura de un mercado, más competitiva será la conducta de los participantes y más eficiente será el desempeño del mercado en su conjunto. Para esto, SCP provee una base sobre la que agrupa distintos índices de competencia, destacando su interdependencia. Además, conecta a una serie de métricas e indicadores, tales como *market share*, *concentration ratio* y *residual supply index*, que pueden ser extraídos por la Electricity

---

<sup>84</sup> Disponible en: [Transpower: Load Forecasting](#)

<sup>85</sup> Disponible en: [What we do — Electricity Authority](#)

<sup>86</sup> Disponible en: [WITS Non-Functional Requirements - Electricity Authority](#)



Authority durante sus actividades de monitoreo, algunos de manera regular y otros en reportes mensuales. Adicionalmente, la autoridad emite reportes semestrales que incluyen posibles cambios a la regulación actual y reportes anuales que analizan el comportamiento del mercado<sup>87</sup>.

En lo que respecta a la aplicación de las reglas del mercado, la Electricity Authority define cualquier situación que amenace con deteriorar la confiabilidad e integridad del mercado eléctrico, que no se puede resolver bajo la regulación vigente, como una **Undesirable Trading Situation (UTS)**. Entre estas, se encuentran actividades engañosas o de manipulación en las transacciones, así como cualquier situación que se considere que atente contra el bien común. Para hacer frente a este tipo de situaciones, la autoridad tiene la facultad de limitar o suspender una determinada actividad por un periodo de tiempo determinado o de manera permanente, aplazar el cierre de contratos o fijar precios para los mismos y obligar a un participante a tomar acciones que corrijan la situación. Cabe mencionar que entre 2018 y 2013 solo una UTS fue reportada, la baja frecuencia en estas situaciones puede deberse a los cambios y arreglos que se realizan continuamente a la regulación<sup>88</sup>.

A pesar de las pocas situaciones no deseables que han sido reportadas en los últimos años, un estudio que analiza la actividad del mercado en la primera década de los 2000 encontró tres periodos en los cuales era posible identificar actores haciendo uso de poder de mercado en Nueva Zelanda. El análisis reveló que tres periodos donde aumentó el precio de la energía en el mercado coincidieron con periodos de escasez hídrica en el país. La energía hidroeléctrica ha proporcionado más de la mitad del suministro eléctrico de Nueva Zelanda históricamente, por lo que esto produjo que, en momentos de pocos recursos hídricos, el poder de mercado de las generadoras térmicas se incrementara y existieran incentivos para que este fuera ejercido. Los tres periodos encontrados por el estudio duraban al menos tres meses (hasta seis) con precios muy superiores a los esperados en un escenario competitivo, de este modo, el impacto económico resultó ser significativo<sup>89</sup>. En respuesta a este estudio surgieron una serie de reportes criticando la metodología utilizada por Wolak y lo sensible de ésta ante ciertos supuestos utilizados respecto al costo del agua considerado y a la elasticidad de la demanda<sup>90</sup>, así como otros estudios que, mediante el uso de distintos supuestos y metodologías, también han encontrado distintos periodos donde se pudo haber ejercido poder de mercado y han destacado la dificultad de establecer un *benchmark* competitivo para realizar una correcta comparación (Browne, 2012; Philpott & Guan, 2013). Estos reportes reflejan de manera práctica la dificultad que enfrentan los reguladores para demostrar y penalizar el ejercicio del poder de mercado por parte de un agente, especialmente ante eventos particulares.

---

<sup>87</sup> Disponible en: [Electricity Authority - Industry and market monitoring: Competition](#)

<sup>88</sup> Disponible en: [HoustonKemp - International review of market power mitigation measures in electricity markets](#)

<sup>89</sup> Disponible en: [An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market](#)

<sup>90</sup> Disponible en: [A Critique of Wolak's Evaluation of the NZ Electricity Market](#) y [An Examination of Frank Wolak's Model of Market Power and its Application to the New Zealand Electricity Market](#)

### 3.4. Otras Experiencias en Sistemas Eléctricos de Referencia

Dado el contexto del presente estudio, cabe complementar la revisión de la experiencia internacional previa destacando la experiencia de otros sistemas eléctricos de referencia que han transitado o continúan transitando hacia esquemas de ofertas. Por esta razón, se analizan brevemente algunos aspectos que han caracterizado los procesos llevados a cabo en Colombia, CAISO y México.

La experiencia cercana del sistema eléctrico de Colombia, producto de la reestructuración del sector en 1994, impulsada por problemas en el desarrollo de los sistemas eléctricos que resultaban comunes en varios países de Sudamérica, caracterizados hasta ese entonces por monopolios estatales ineficientes y verticalmente integrados. El caso colombiano permite agregar una perspectiva desde la experiencia sudamericana para el desarrollo de la propuesta a nivel nacional, donde los más recientes desafíos se relacionan con la necesidad de un monitoreo de mercado eficaz ante escenarios con relativamente alta concentración de mercado y dependencia de recursos hidroeléctricos, los que se han vuelto cada vez más costosos y volátiles. Por otro lado, y de forma complementaria a la experiencia de PJM, se destacan elementos de la experiencia de CAISO, particularmente durante la Crisis Eléctrica de California entre los años 2000 y 2001, la que produjo un aumento en los precios del mercado debido a la baja respuesta de la demanda, poca capacidad de oferta de suministro y el ejercicio de poder de mercado. Finalmente, se revisan aspectos de la reestructuración del mercado eléctrico mexicano y su transición desde un esquema de mercado basado en costos auditados a uno basado en ofertas (parciales) de energía.

#### 3.4.1. Reestructuración del Mercado Eléctrico Colombiano

La necesidad de reestructuración del sector eléctrico colombiano en 1994 se origina en los problemas comunes al desarrollo de los sistemas eléctricos de Sudamérica, caracterizados hasta ese entonces por monopolios estatales ineficientes y verticalmente integrados. Dicho régimen de propiedad y gestión estatal se tradujo en tarifas incapaces de recuperar los costos del servicio, deuda gubernamental para financiar al sector superior al 50% del total de la deuda pública, cobertura limitada y una baja calidad del servicio eléctrico, lo que culminó con un **prolongado racionamiento de energía eléctrica y subsecuente impacto en la economía** entre 1992 y 1993, producto de una sequía severa y un limitado desarrollo de generación térmica de respaldo.

La reforma del sector eléctrico colombiano alejó su diseño del resto de los países de la región, con una bolsa que fija el precio en base a remates centralizados de ofertas de los participantes, y no en costos, siendo la primera en incorporar a comercializadores como participantes en el mercado, diseño que incorporó elementos a la fecha desarrollados en los sistemas de Inglaterra, Gales y Noruega. Al igual que con el resto de los países de la región, las **diferencias en el diseño de mercado colombiano surgen de evaluaciones independientes y la experimentación en cuanto a las ventajas de uno u otro modelo por sobre los demás**, dada la falta de un conocimiento aplicado sólido a nivel internacional sobre la mejor organización y regulación industrial para el desarrollo del sector eléctrico, carencia que cabe destacar aún existe en la actualidad (Rudnick, 1996). En particular, el tipo de bolsa finalmente adoptado en Colombia se relaciona a la selección de la firma de consultores británica Coopers & Lybrand por parte del regulador para brindar apoyo en el proceso de diseño de las reglas del mercado, lo cual supuso una influencia particular en el modelo de mercado definitivo (Benavides et al., 2018).

La reforma del sector eléctrico colombiano se tradujo en una **serie de beneficios**, entre ellos un mejor clima de negocios para la inversión privada en todos los segmentos del sector, la formación eficiente de

precios y recuperación de los costos de suministro, el logro de la sostenibilidad financiera de las empresas, la eliminación de la deuda pública asociada, y una mejora en la cobertura, calidad y seguridad del suministro, aún frente a diversos eventos de sequía extrema. Sin embargo, y tal y como fuera presentado en secciones anteriores, la Bolsa de Energía colombiana ha debido enfrentar una **serie de desafíos** comunes a su diseño de mercado, asociados a la falta de transparencia y al ejercicio de poder de mercado. Esto, debido a una relativamente alta concentración de mercado y dependencia de recursos hidroeléctricos cada vez más costosos. Existen problemas con la complejidad de las ofertas y un inadecuado tratamiento de la volatilidad del recurso hidroeléctrico, los precios han crecido en términos reales y la regulación aún requiere de una modernización en línea con las mejores prácticas internacionales (Millán, 1999).

### 3.4.2. Crisis Eléctrica de California

El nuevo mercado de energía mayorista de California y su programa de elección del cliente, que comenzó en marzo de 1998, funcionó bastante bien durante aproximadamente un año y medio. **En el verano de 2000, los precios minoristas de electricidad en el sur de California alcanzaron máximos históricos y la escasez de capacidad de generación forzó cortes de energía temporales en el norte de California.** La crisis energética de California se puede agrupar ampliamente en tres problemas interrelacionados que incluyen: (i) un aumento vertiginoso de los precios de la electricidad al por mayor; (ii) cortes de energía intermitentes durante los períodos de máxima demanda; y (iii) el deterioro de la estabilidad financiera de los tres principales investor-owned utilities (IOUs) de California -Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), y San Diego Gas and Electric (SDG&E)<sup>91</sup>.

A mediados de 1999, se eliminó la congelación de precios minoristas de SDG&E como se requería en el plan de desregulación de la industria de California, con lo que los clientes de SDG&E se encontraron expuestos a precios minoristas de electricidad no regulados (los clientes minoristas de PG&E y SCE estaban, en ese momento, todavía protegidos de los altos precios minoristas por congelaciones de tarifas impuestas por el plan de reestructuración). Como resultado, SDG&E pudo traspasar los altos precios del mercado mayorista a sus clientes residenciales, los que observaron un aumento en torno a un 50% de su tarifa hacia el verano de 2000. Para detener el aumento de los precios, el regulador estableció límites a los precios minoristas, restringiendo la recuperación de costos, lo que supuso graves problemas financieros para los tres principales IOUs de California<sup>92</sup>.

Entre los principales factores que causaron el aumento de los precios del mercado mayorista se cuentan: (i) una respuesta limitada de la demanda, dada una congelación de tarifas que supuso la falta de señales de precios adecuadas; (ii) una menor oferta de suministros y a mayores costos, debido a la falta de inversión en generación en la última década, numerosos apagones de generación y transmisión, reducidos recursos hidroeléctricos e importaciones, un aumento en los costos del gas y altos costos de emisiones; y (iii) el ejercicio de poder de mercado de suministradores aún en horas de baja demanda.

Los altos precios del mercado no pudieron ser mitigados debido a extensas restricciones regulatorias, como la restricción impuesta por la CPUC de la compra y venta de energía en el mercado spot y la prohibición de contratación a plazo y cobertura de la demanda, y una falta de protección adecuada

---

<sup>91</sup> Disponible en: [EIA: Subsequent Events California's Energy Crisis](#)

<sup>92</sup> Posteriormente la California Public Utility Commission (CPUC) debió emitir un plan de estabilización de tarifas que aumentaron con el tiempo, en un esfuerzo por apoyar a las IOUs con mayores problemas financieros.

frente al ejercicio de poder de mercado horizontal (y no vertical), debido a criterios de análisis de competencia insuficientes en base a índices estáticos de participación de mercado (e.g., Market Share y HHI), en lugar del uso de métricas como el Residual Supply Index (RSI) que demuestran una relación con el price-cost markup del sistema<sup>93</sup>.

Con todo lo anterior, entre los principales aprendizajes que se desprenden de la Crisis Eléctrica de California destacan: (i) la relevancia de permitir la cobertura y contratación a plazo significativa de la demanda, reduciendo la dependencia de mercados spot del día anterior y en tiempo real; (ii) incentivar la demanda sensible a precios; (iii) extender y ampliar los planes de mitigación de ofertas y monitoreo del mercado incluso en la operación de tiempo real; y (iv) el desarrollo de mercados de SSCC, mecanismos de suficiencia y estándares de disponibilidad, entre otras medidas.

### 3.4.3. Proceso de Transición del Sistema Eléctrico Mexicano

El **Mercado Eléctrico Mayorista de México (MEM)** inició en 2016 y abarca el Sistema Interconectado Nacional de México junto a 2 sistemas más pequeños: el Sistema Interconectado Baja California (BCA) y el Sistema Eléctrico de Baja California Sur (BCS), los cuales no se encuentran interconectados entre sí (BCA se encuentra conectado al California Independent System Operator de Estados Unidos).

Hasta el año 2014, el sector eléctrico mexicano estaba compuesto principalmente por la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, la cual integraba verticalmente activos de generación, transmisión, distribución y comercialización. En el año ya mencionado se impulsó una reforma cuyo propósito era reestructurar el mercado eléctrico, adoptando un esquema basado en ofertas que constituye el actual mercado. Para esto se tomaron medidas como asignar la función de ISO al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y separar CFE en diferentes empresas y rubros (las que sin embargo mantienen su carácter estatal), con el fin de disminuir la concentración del mercado. Pese a lo anterior, debido al rol dominante de la generación de CFE en el mercado, la reforma energética contempló un **período de transición** con regulación basada en costos de las ofertas de generación, con el fin de evitar prácticas monopolísticas por parte de CFE y a la espera de una mayor entrada de otros agentes que permita un mercado más competitivo<sup>94</sup>.

Así, el MEM corresponde a un mercado de **energía basado en costos**, donde los agentes deben ofertar un precio igual a su costo, donde predominan las tecnologías de gas y petróleo (~71%), carbón (~4%), nuclear (~4%), hidráulica-bioenergía-otras (~11%) y solar-eólica (~10%)<sup>95</sup>, pero pueden modificar la cantidad ofrecida. Además, el mercado cuenta con un esquema multi-settlement de dos etapas, donde los generadores deben enviar sus ofertas de venta de energía: una etapa del día anterior (day-ahead) y una etapa en tiempo real<sup>96</sup>.

Para participar en el MEM, los generadores deben reportar sus características técnicas a CENACE, quien utiliza esta información combinada con una fórmula de precio de combustible para calcular el costo marginal de generación de cada unidad.

---

<sup>93</sup> Disponible en: [CAISO: California Power Crisis: Viewpoint of the System Operator](#)

<sup>94</sup> A octubre 2020 el MEM registra 119 participantes, de los cuales 80 son generadores y solo 9 corresponden a filiales estatales (CFE). Disponible en: [Gobierno de México: Actualización del número de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista](#)

<sup>95</sup> Fuente: [México Perfil G20](#)

<sup>96</sup> Disponible en: [NERA: Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019](#)

Luego, de manera diaria las empresas envían sus ofertas de precios y cantidades al mercado diario, donde CENACE compara el precio ofertado de cada unidad con el costo marginal (o costo variable) de cada unidad, el que es calculado con anterioridad usando información de sus combustibles, gastos operacionales, entre otros, con el fin de rechazar las ofertas que se encuentran fuera de una **banda de tolerancia del 10%** (McRae, 2019).

Adicionalmente, CENACE debe definir los requerimientos horarios de demanda utilizados en la subasta, mediante el uso de un sistema de pronósticos. De esta manera, el precio resultante del proceso de subasta corresponde al valor más bajo que permite satisfacer la demanda. Luego, los generadores adjudicados son remunerados según este precio resultante en un esquema pay-as-clear, es decir, los agentes reciben el precio resultante de la subasta y no el precio ofertado. Adicionalmente, a partir del precio resultante horario se obtienen precios diferenciados por nodo (o LMP), debido a la consideración de restricciones físicas, pérdidas y congestiones, los cuales son reportados con resolución horaria.

En principio, cuando México introdujo las reformas del mercado eléctrico en 2014 y adoptó un esquema de mercado basado en ofertas, se supuso que esta elección sería una medida temporal hasta que se desarrollara un mercado más competitivo. En la práctica, a pesar del aumento nominal en la competencia a partir de la división de CFE, no hay perspectivas de un cambio en el diseño del mercado en el futuro<sup>97</sup>. Por otro lado, la planificación original consideraba que el MEM tuviera una segunda fase para un hour-ahead market, eliminando las restricciones para permitir ofertas libres. Sin embargo, el plan se pospuso en parte porque se requieren más pruebas y se han encontrado inconsistencias de precios para este mercado<sup>98</sup>.

---

<sup>97</sup> Recientemente, el 10 de marzo de 2021 entró en vigencia un conjunto de reformas promovidas por el gobierno de México que entre otros elementos, entregaba prioridad al despacho de plantas de generación de la estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE). No obstante, el día 11 de marzo de 2021 estos cambios fueron suspendidos por la justicia en el marco de un proceso aún en discusión. Disponible en: [Bloomberg: AMLO's Two-Day-Old Electricity Law Suspended in Mexico Court](#). Mayor información respecto de los últimos cambios regulatorios promovidos disponible en: [Zumma Energy Consulting: The Direction of Mexico's Policy for the Power Sector: A recap of recent events](#)

<sup>98</sup> Los precios de referencia calculados para llevar a cabo la evaluación de las ofertas dependen totalmente de un conjunto de parámetros de referencia, cuya falta de actualización es una de las principales razones por las cuales, en las ofertas para el Mercado del Día en Adelanto (MDA), exista una tasa alta de rechazo, puesto que los agentes ofertan de acuerdo al costo y los consumos reales de las máquinas, que resultan inconsistentes con los que estima el CENACE. Disponible en: [Monitor Independiente del Mercado Eléctrico: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018](#)

### 3.5. Conclusiones Respecto de la Revisión de la Experiencia Internacional

La revisión de la experiencia internacional da cuenta de cómo todos los sistemas eléctricos revisados cuentan con diseños particulares de mercado, motivados por los desafíos y necesidades propios de cada sistema, y delineados por las realidades técnicas, económicas y regulatorias a las que se enfrentan cada uno de estos. No obstante, a partir de esta se desprenden una serie de elementos que sirven de insumo en la discusión y análisis de una posible transición en Chile desde un esquema de mercado basado en costos a uno basado en ofertas. La revisión internacional permite apreciar la **variedad de esquemas de mercado, necesidades, desafíos y soluciones implementadas**, así como categorizar diferentes características particulares de los sistemas de referencia dentro de las dimensiones de análisis definidas, lo que facilita la búsqueda de elementos que sirvan de insumo para la discusión y análisis en el contexto nacional.

La presente sección consideró la revisión en profundidad de uno de los principales sistemas de los Estados Unidos, el Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, sistemas eléctricos de España y Nueva Zelanda, además de elementos respecto de los procesos de transición del California Independent System Operator (CAISO), Colombia, y en el que se encuentra el sistema eléctrico mexicano. En general, estos sistemas reflejan **distintas filosofías de organización de la operación de los sistemas y mercados eléctricos, diferenciándose en sus niveles de centralización**. Por un lado, los mercados de los Estados Unidos se organizan en base a mercados altamente centralizados, donde el ISO recibe información de los agentes que permite realizar el despacho y la formación de precios, usualmente utilizando versiones simplificadas de los modelos de operación. Esta forma de organización integra fuertemente la operación física del sistema con el mercado, lo cual tiene como ventaja arreglos en los mercados previos a la operación física del sistema, con mayor alineamiento con la operación, disminuyendo la necesidad de medidas de balance en tiempo real. Sin embargo, estos esquemas centralizados son menos flexibles en el tipo de arreglos que pueden hacer los agentes participantes del mercado, y dificultan la implementación de mercados intradiarios. Por otro lado, los sistemas europeos se organizan en general mediante mercados de naturaleza más descentralizada y donde en los mercados antes del mercado físico de tiempo real hay poca consideración de aspectos de la operación del sistema eléctrico, facilitando la posibilidad de arreglos bilaterales entre los agentes.

En particular, a partir de la revisión de los mecanismos de mercado que estos sistemas presentan, se desprenden las siguientes observaciones:

- Estos cuentan con **estructuras de mercado basadas en ofertas**, donde los procesos de **subastas se celebran en el contexto de mercados de múltiples etapas vinculantes**, previas a la operación física del sistema, contando en general con al menos mercados del día anterior, y en sistemas más avanzados con mercados intradiarios (e.g., España) e incluso en tiempo real (e.g., Nueva Zelanda, PJM).
- Los procesos de programación y operación se encuentran basados en modelos de optimización, en donde las **subastas de energía se resuelven por medio de la co-optimización** conjunta de energía y reservas (e.g., CAISO, PJM, Nueva Zelanda); **o bien, en base a listas de mérito de carácter secuencial**, característico de sistemas de Europa (e.g., España).
- En aquellos sistemas con precios nodales **el cálculo de precios es directo desde modelos de**

### optimización.

- Finalmente, cabe mencionar que en los sistemas revisados, **tanto el suministro como la demanda pueden ofertar en las subastas de mercado**, como grandes clientes libres o por medio de comercializadores de energía y agregadores de demanda (Dictuc, 2021), no tan solo permitiendo capturar la elasticidad de la demanda dentro del proceso de subasta, sino que también habilita la integración de la respuesta de demanda y la generación distribuida en las diferentes instancias de los mercados mayoristas.
- Los diferentes sistemas de referencia cuentan con una **gama de SSCC, producto de las características y necesidades técnicas particulares de cada sistema**, dada la composición de su matriz de generación y capacidad de su sistema de transmisión. Todos estos factores resultan en **diferentes productos** (e.g., los que suelen contemplar servicios de control de frecuencia primario, secundario y terciario, los que varían en sus rangos de operación, control de voltaje o reactivos, recuperación de servicio), **tipo de mercado** (e.g., contratos bilaterales, licitaciones, subastas), **métodos de remuneración** (e.g., mandatario, precios regulados, pay-as-bid, precio uniforme) **y estructuras de remuneración** (e.g., disponibilidad, utilización, costos de oportunidad).
- Los sistemas revisados cuentan con **mercados de capacidad** (e.g., PJM) o se encuentran en vías de implementación de ellos (e.g., España), a diferencia del caso chileno, el cual se basa en pagos administrativos. Se destacan diversos aspectos positivos que estos mercados sobrellevan, como es la utilización de subastas transparentes, competitivas y no discriminatorias, donde los requerimientos de suficiencia son definidos y respaldados con el uso de métricas y estándares de confiabilidad previamente determinados.

Por otro lado, el desarrollo y operación de un **mercado basado en ofertas supone un enfoque particular en el monitoreo de las condiciones de competencia en el corto, mediano y largo plazo**, en un proceso de desarrollo y mejora continua que ha y continúa tomando, varios años. Lo anterior **no necesariamente implica prescindir totalmente de una auditoría de costos marginales de operación**, los cuales pueden ser utilizados como referencia en el análisis del comportamiento de oferta de los agentes. En este contexto, cabe señalar que el monitoreo del mercado puede ser realizado tanto por unidades internas pertenecientes a cada ISO, como externas independientes que también monitorean de forma crítica la operación y gestión del ISO (e.g., PJM)<sup>99</sup>.

En general, un mercado basado en ofertas supone la posibilidad de los agentes incumbentes de ejercer poder de mercado por medio de estrategias de retención económica o física. Esto, particularmente frente a situaciones de congestión en el sistema de transmisión, períodos de sequía severos en los que se ve reducida la capacidad de generación de sistemas con importantes recursos hidroeléctricos, o altos niveles de integración renovable, en los que aumenta la dependencia de los mercados de energía y SSCC, desafíos inherentes al desarrollo y operación de mercados con las complejidades físicas propias de los sistemas eléctricos. En particular, a partir de la revisión de las **metodologías de análisis de condiciones de competencia** que estos sistemas presentan, se desprenden las siguientes observaciones:

---

<sup>99</sup> Disponible en: [BID-BM: Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico](#)

- De forma general, el monitoreo de mercado y análisis de condiciones de competencia se realiza **principalmente de forma ex-post a la operación real del sistema**, y se basa tanto en condiciones estructurales del mercado como en el comportamiento de los participantes, utilizando diferentes indicadores de concentración de mercado y pivotalidad de los agentes, y la simulación de escenarios contrafactuales competitivos, entre otros, lo que permite y apoya la investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos contra agentes en caso que se identifique que estos hayan incurrido en prácticas no competitivas.
- **Idealmente, los mecanismos de mitigación del poder de mercado deben ser implementados en las distintas etapas de mercado** (e.g., día anterior, intradiario y tiempo real). En sistemas como PJM se han incorporado **mecanismos de análisis ex-ante** en base al análisis de las ofertas realizadas por los agentes y los resultados de los modelos de programación de la operación del sistema. En particular, los mecanismos automatizados de mitigación local de poder de mercado (LMPPM) tienen por objetivo limitar de forma *ex-ante* el ejercicio de poder de mercado. La mitigación de las ofertas implementa un three pivotal supplier test (PST) y determina si existe el suficiente suministro residual para cumplir con la demanda dada una limitación de transmisión en particular, medida en función de un Residual Supply Index (RSI).
- Cabe destacar que **el monitoreo e identificación de comportamientos de abuso de poder de mercado de forma sostenida resulta particularmente desafiante**, y salvo eventos particulares de abuso de poder de mercado identificados, condiciones operacionales particulares del sistema poco competitivas, o niveles de concentración del mercado poco favorables, no se han descartado las condiciones de competencia en ninguno de los sistemas de referencia.

Por último, la experiencia internacional destaca la **importancia de la contratación a largo plazo de la energía en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos**, los que no solo permiten la cobertura frente al riesgo e incertidumbre del mercado spot, sino que también corresponden a una señal de inversión segura y estable en el tiempo. En un mercado en el que por supuesto los agentes se encuentran sujetos al monitoreo continuo de condiciones de competencia y que no tiene restricciones de transmisión, la cobertura mediante contratos a plazo (superior a un par de años) puede promover resultados más competitivos en el corto plazo, al disminuir los incentivos para subir los precios de suministradores que han comprometido parte de su generación a precios fijados por adelantado. Mientras que en el largo plazo, si el mercado es estructuralmente competitivo, estos tendrán que competir por el suministro de energía bajo contratos a plazo, lo que ayudará a mantener los precios de los contratos razonablemente competitivos. Lo anterior no resulta directo en caso de mercados con altas restricciones de transmisión local (i.e., congestiones y desacople del sistema) que impactan la definición de los mercados relevantes, requiriendo un cuidado especial en implementación de medidas de mitigación locales. En este caso, el impacto de nuevos recursos a nivel sistémico es limitado precisamente por las restricciones de transmisión, y la contratación a plazo es mucho menos eficaz para reducir el poder de mercado de los proveedores, producto del desacople de precios marginales del sistema. Es por esta razón que se explica el enfoque de sistemas eléctricos en los Estados Unidos respecto a la mitigación del poder de mercado de forma local<sup>100</sup>.

---

<sup>100</sup> Disponible en: [CAISO: Market Surveillance Committee of the California ISO - Opinion on System Market Power Mitigation](#)



## 4. Análisis Crítico del Funcionamiento Actual del Mercado

A partir de la revisión internacional, en la presente sección se realiza un análisis crítico respecto del funcionamiento actual del mercado chileno, en contraste con la experiencia de sistemas de referencia. Los diversos sistemas revisados coinciden en un diagnóstico similar, respecto a que **existirá un aumento de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente, lo que supondrá una serie de cambios necesarios integrales y profundos**. Esto, dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo (Roques & Finon, 2017; Finon et al., 2017; Newbery et al., 2018; Joskow, 2019). **Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado y herramientas operacionales utilizadas**. En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado.

En dicho contexto, cabe destacar que el sistema eléctrico chileno requiere la implementación de medidas de manera paulatina y progresiva. Diversos estudios sobre el desarrollo de los sistemas eléctricos muestran que existirá un aumento en la integración de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente (CEN, 2019; Wärtsilä, 2019; PSR-Moray, 2018; Verástegui et al., 2021). En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar condiciones de participación y señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada asumiendo información perfecta con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado. Algunas de las medidas son de implementación de corto plazo, pues requieren principalmente cambios a nivel de ejecución de procesos y mejora de modelos para la toma de decisiones. Sin embargo, otras medidas requieren un mayor plazo de ejecución, pues son cambios relevantes en la arquitectura de los mercados eléctricos, lo que sí requeriría de cambios de distinta profundidad a nivel legal, reglamentario, normativo y operacional.

En diversas publicaciones científicas se encuentran opiniones similares respecto a la necesidad de cambios relevantes en cuanto a cómo se han entendido y estructurado los mercados eléctricos (Finon et al., 2017; Roques & Finon, 2017; Newbery et al., 2018; Keppler, 2017; Newbery, 2016a). En estas, un elemento relevante es la necesidad de hacer una transición hacia mecanismos de mercado de naturaleza híbrida: basados en mercados competitivos de corto plazo de competencia *en el mercado*, con estructuras de mercado de largo plazo de competencia *por el mercado*. Por lo tanto, es importante que una transición hacia un mercado de múltiples etapas basado en ofertas para el mercado mayorista de energía sea alineado con una revisión y adaptación de otros mercados relevantes como el mercado de SSCC y por potencia. De tal forma de contar con un diseño integral y coherente. Igualmente crítico es el reconocimiento de que la materialización de esta visión requiere cambios en distintos cuerpos

regulatorios y tener asociado un plan de ejecución coordinado, con plazos y recursos adecuados, acorde a los cambios propuestos.

Los esquemas de liquidación múltiple contribuyen a la eficiencia económica del sistema, incluyendo la posibilidad de que los agentes puedan gestionar de mejor manera los riesgos, modificando sus posiciones en función de la mejor información que puedan tener al acercarse el mercado en tiempo real, lo que a su vez permite asignar los desvíos relevantes en el sistema respecto a las programaciones anteriores y los costos asociados a estos, generando así incentivos para que los agentes mejoren sus pronósticos o la despachabilidad de sus sistemas de generación.

En particular, en la implementación de esquemas de liquidación múltiple, la vinculación entre etapas simplifica la asignación de responsabilidades en desvíos, permite generar una secuencia de mercados que facilita la participación de agentes aversos al riesgo y mejora la eficiencia general del mercado. Además, resulta fundamental recalcar que una estructura vinculante requiere que los agentes cuenten con algún tipo de posibilidad de gestionar riesgos, por lo que **el diseño natural para aplicar un esquema vinculante resulta ser un mercado basado en ofertas** (Muñoz et al., 2018). Un mercado del día anterior corresponde a una instancia de mercado que permite a los agentes tomar coberturas (corrigiendo sus posiciones financieras previas en mercados de más largo plazo) frente a los riesgos asociados al mercado en tiempo real al día siguiente. Por lo tanto, un esquema con múltiples etapas y vinculación no es compatible con un esquema basado en costos auditados puro, como es el caso del SEN en la actualidad (donde tanto los costos como la disponibilidad de los recursos son auditadas por el CEN), ya que es necesario entregar algún grado de libertad a los agentes para gestionar su riesgos. Si los agentes no pueden gestionar sus posiciones el día anterior o en etapas intradiarias previas a la operación en tiempo real mediante ofertas con algún grado de libertad, dichos mercados carecerían de justificación. Es importante notar que una estructura de mercado del día anterior vinculante es un elemento de amplio consenso tanto en investigación como práctica en la industria (Hogan, 1995). Sin embargo, implementar etapas que sean vinculantes requiere incluir instancias para la gestión del riesgo de los agentes. Una propuesta transitoria implementable en un mercado basado en costos es permitir actualizar pronósticos para ciertas tecnologías o las etapas de participación (i.e., una especie de pseudo-oferta de cantidad).

El actual diseño del mercado eléctrico chileno de corto plazo, consistente en un esquema híbrido compuesto por un mercado de energía basado en costos auditados con precio uniforme (pay-as-clear) y un mercado de SSCC basado en ofertas con precios diferenciados (pay-as-bid), genera inconsistencias, posibles ineficiencias económicas en la asignación, complejidad en la participación de los agentes y dificultad de un monitoreo de mercado efectivo.

Además, la programación del día anterior, al no ser vinculante, posee solo un carácter referencial, donde los costos de operación se calculan de manera *ex-post* según la operación real del sistema y todo eventual costo asociado a desvíos respecto a la programación es socializado entre los agentes. Si bien este esquema ha mostrado ser apropiado en mercados de operación altamente centralizados, como el mercado chileno donde ha existido una histórica abundancia del recurso hídrico que se gestiona de manera centralizada, el panorama actual que enfrenta el sistema chileno requiere de una revisión de este mecanismo. La irrupción y continua integración de nuevas tecnologías, tales como energías renovables variables, respuesta de demanda, almacenamiento, sumado a la menor abundancia del recurso hídrico durante los últimos años, ha provocado un aumento en las necesidades de flexibilidad del sistema, requiriendo de un esquema que permita que los agentes gestionen el riesgo de manera

efectiva y que el sistema pueda asignar, dentro de lo posible, los costos asociados a desviaciones a quienes las generan.

Adicionalmente, cabe revisar elementos críticos del funcionamiento actual del sistema eléctrico chileno, analizando cómo estos esquemas de liquidación múltiple pueden ayudar a mitigar su impacto y las consideraciones que se deben tener al respecto. Dentro de estos elementos críticos, se destacan la implementación de mecanismos de vinculación entre etapas, la integración de sistemas de almacenamiento, el tratamiento y requerimientos de información, asignación de costos para nuevas tecnologías, uso y calidad de pronósticos, tratamiento del recurso hídrico, entre otros. Este tipo de nuevos recursos energéticos imponen la necesidad de realizar revisiones al esquema de mercado actual, donde se complejizan la aplicación de metodologías convencionales por parte de un despachador centralizado, como auditar y/o asignar costos a estos recursos o incluir una modelación más detallada para capturar de manera adecuada las características que estos recursos poseen. Asimismo, la flexibilidad de estos recursos puede verse desaprovechada ante la ausencia de instancias de mercado más cercanas a la operación de tiempo real, en las cuales estas tecnologías flexibles pueden tener un rol relevante para el ajuste de desbalances entre etapas.

## 4.1 Operación del Sistema

En cuanto a sus procesos de operación y programación, el sistema eléctrico chileno requiere de cambios integrales y profundos, de manera que estos permitan su adaptación a las necesidades impuestas por la alta penetración de energías renovables y la aparición de nuevas tecnologías y participantes del mercado. Sacar provecho de los beneficios de estas nuevas tecnologías, en beneficio de una operación segura y costo eficiente del sistema eléctrico, requiere la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes procesos y segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo. Es así como, en contraste con lo observado en la experiencia de los sistemas de referencia estudiados, resulta manifiesta la necesidad primordial de **avanzar hacia un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios**. En particular, se requiere:

- **Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas.** Eliminando de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques, lo cual permite asegurar una operación más eficiente y la generación de señales adecuadas para los agentes al capturar de manera efectiva necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad, manejo de incertidumbre y elementos de nuevas tecnologías.
- **Aumento de la granularidad temporal en el pre-despacho, despachos intradiarios y en tiempo real.** Lo que permitirá capturar efectos de variabilidad e incertidumbre en el cortísimo plazo que la experiencia muestra son y serán cada vez más relevantes, permitiendo la valorización de recursos que entreguen flexibilidad y una operación más eficiente del sistema y sus recursos disponibles.
- **Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.** Un elemento crítico para que las señales económicas reflejen de manera efectiva el impacto de

restricciones físicas de la operación del sistema (e.g., modelos de pre-despacho con restricciones de rampa).

En un sistema con baja penetración de energías renovables variables, los modelos de operación podrían contar con resoluciones de 30 minutos o 1 hora, y aún ser adecuados para acomodar la asignación de re-despachos y la activación de reservas. En este contexto, el recurso de **controlabilidad y flexibilidad no resulta ser escaso**, por lo que el valor adicional de una alta granularidad temporal resulta limitado (Newbery et al., 2018) y debería contrastarse con los costos asociados a su implementación en cuanto requerimientos computacionales, de modelos y manejo de información por los agentes. Sin embargo, la experiencia dentro de un contexto de alta penetración de energías renovables variables muestra efectos de variabilidad e incertidumbre en distintas escalas de tiempo, incluso menores a 1 hora, con impactos en la operación segura y eficiente de los sistemas eléctricos. Lo anterior se puede apreciar en la Figura 4.1 a continuación, donde se reflejan las características de variabilidad e incertidumbre a nivel horario de la generación en base a fuentes ERV, mientras que las Figuras 4.2 y 4.3 presentan la variabilidad e incertidumbre en escala de minutos de la generación eólica en el caso de ERCOT.

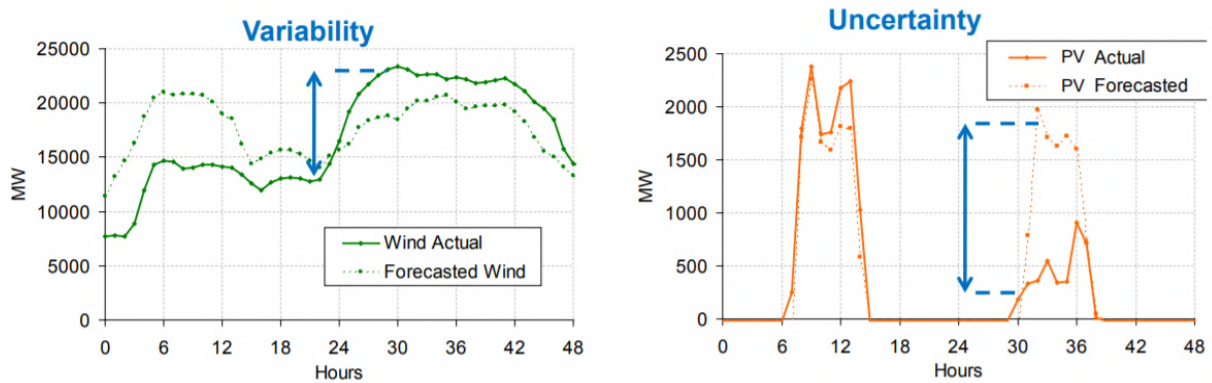


Figura 4.1. Conceptos de variabilidad e incertidumbre en la generación de fuentes ERV (NREL, 2013).

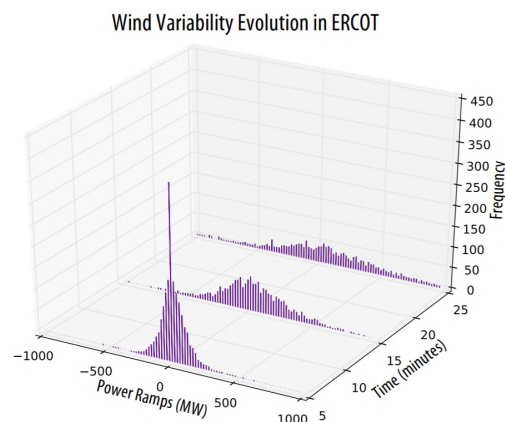


Figura 4.2. Histogramas de rampas eólicas de 5, 15 y 25 minutos en ERCOT (ERCOT, 2016).

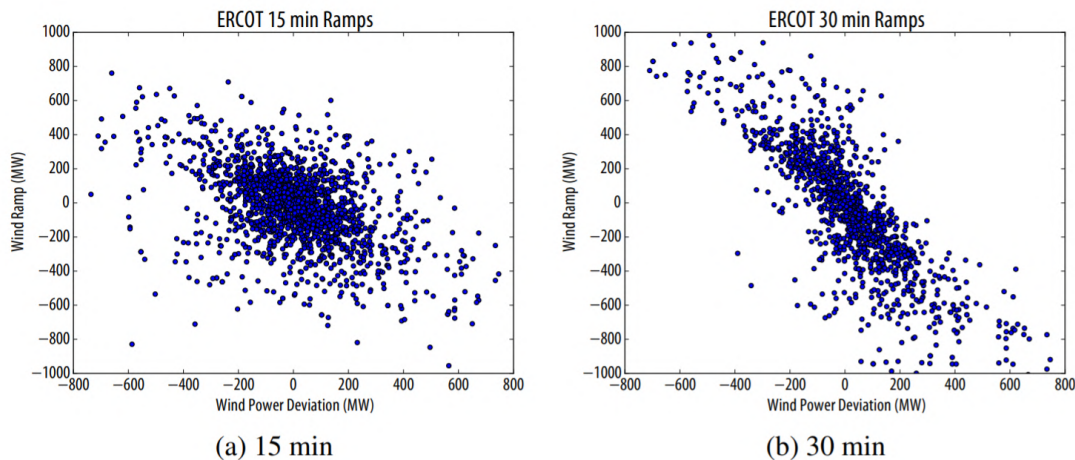


Figura 4.3. Desviación y rampa eólica de ERCOT (ERCOT, 2016).

Luego, una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico en sistemas con alta penetración de energías renovables variable requiere **adaptar las escalas de tiempo consideradas en su programación y operación**. Tal como se mencionó, esto se debe a que aparecen efectos relevantes de variabilidad e incertidumbre en escalas de tiempo menores a 1 hora. Adicionalmente, mientras más recursos no controlables existan en el sistema, los recursos controlables que pueden proveer flexibilidad se tornan más valiosos (i.e., los recursos de flexibilidad se vuelven un bien escaso), con lo que la valorización de dichos recursos se simplifica y se vuelve más efectiva al contar con modelos de operación de mayor granularidad temporal<sup>101</sup>.

En base a lo anterior, cobra relevancia la **implementación de modelos de despacho en tiempo real**, basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal, eliminando de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques que no permiten capturar de manera efectiva las necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad. Además, se vuelve una medida necesaria el **augmentar la granularidad temporal de los modelos** de programación y operación del sistema eléctrico, tanto en modelos de pre-despacho, despachos intradiarios y en la operación en tiempo real. Finalmente, se vuelve necesario **internalizar los efectos de restricciones técnicas asociadas a la flexibilidad del sistema en los costos marginales del sistema** (e.g., aquellos relacionados a las restricciones de rampa). Por lo tanto, es importante que los costos marginales, tanto de la programación como de la operación intradiaria o en tiempo real, sean efectivamente **las variables duales de los modelos de operación utilizados**.

Es por lo anterior relevante para el **desarrollo del marco regulatorio** que no se especifiquen elementos como el uso de listas de mérito u heurísticas para el cálculo del costo marginal (e.g., unidad más cara operando dentro de sus límites) que son aproximaciones **no adecuadas** en un contexto de alta penetración de energías renovables, variabilidad, incertidumbre y nuevas tecnologías.

El uso de aproximaciones simples, como listas de mérito y despachos sin consideración de fenómenos intertemporales, en los modelos de operación puede tener impactos cada vez más relevantes en la operación eficiente del sistema frente a la integración de mayores volúmenes de energías renovables

<sup>101</sup> El sistema nodal chileno ya considera una alta granularidad espacial, por lo que no se aprecia una necesidad de modificaciones en esta dimensión.

variables y nuevas tecnologías que entregan flexibilidad al sistema. En la Figura 4.4 se muestra una comparación entre la asignación mediante listas de mérito respecto a un modelo MILP (Mixed Integer Linear Programming) de pre-despacho (Cebulla & Fichter, 2016). Se observa que el resultado de la lista de mérito sobre estima la flexibilidad de las unidades térmicas, en contraste a la asignación del modelo MILP, donde se observa un despacho más realista para las unidades térmicas y un mayor uso de sistemas de almacenamiento, debido a la consideración de restricciones técnicas e interhorarias.

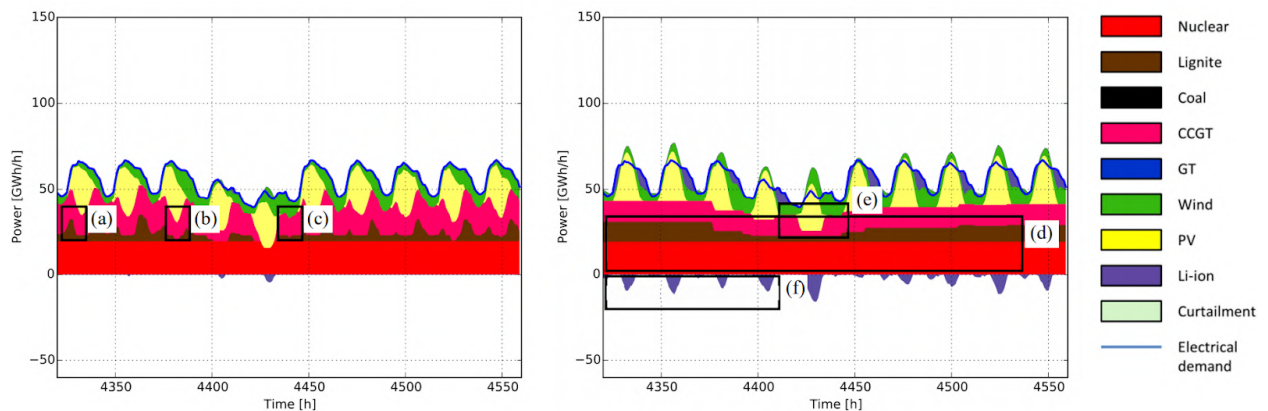


Figura 4.4. Comparación entre un despacho mediante orden de mérito simplificada (izquierda) y mediante un modelo de unit-commitment y economic dispatch (derecha) (Cebulla & Fichter, 2016).

La resolución del problema mediante una lista de mérito aplicada hora a hora no permite internalizar elementos intertemporales que pueden impactar las decisiones para una operación eficiente, resultando en despachos que limitan la operación eficiente en horas posteriores. Así, incluso con tecnologías convencionales, se observa que las listas de mérito pueden presentar ineficiencias importantes, lo cual se exagera en sistemas con mayores requerimientos de flexibilidad. Particularmente cuando se consideran nuevas tecnologías, como el almacenamiento, las cuales su implementación con listas de mérito requiere la definición de procedimientos adicionales que no aseguran una operación eficiente. Las ineficiencias que surgen del uso de listas de mérito son posibles de ilustrar en ejemplos de pequeña escala, tal y como se presenta en el Anexo C.

Por otro lado, cabe destacar la necesidad de una revisión y actualización de los modelos para la **coordinación hidrotérmica** y determinación del valor centralizado del agua<sup>102</sup>, procesos que actualmente se encuentran en desarrollo, así como la implementación de plataformas de Tecnologías de la Información a disponibilidad de los actores del sector.

<sup>102</sup> Entre otros aspectos a mejorar, se cuentan: (i) la modelación de incertidumbre hidrológica y control de riesgos asociados; (ii) la calibración de la representación de la dinámica operacional del sistema en base a simulaciones; y (iii) la representación de convenios de riego.

## 4.2. Mercados Eléctricos

Adicionalmente, es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado, alineados con la visión del sistema eléctrico chileno y adaptado a las necesidades del nuevo paradigma tecnológico. Dentro de los cuales se incluyen:

- **Implementar un esquema de mercado de múltiples etapas de naturaleza vinculante, con una etapa del día anterior, una etapa intradiaria y una en tiempo real.** De forma tal que las desviaciones respecto de una etapa previa de programación puedan ser resueltas en una etapa posterior de mercado. Este elemento, presente en la mayoría de los sistemas internacionales, requiere considerar que es crítico que los agentes tengan opciones para gestionar su riesgo. Por lo tanto, en el contexto chileno basado en costos la vinculación, para que sea efectiva, requiere también la modificación de otros aspectos de tal forma de entregar grados de libertad a los agentes (e.g., actualización de pronósticos, etapas de participación, etc.)<sup>103</sup>.
- **Asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en base a una banda de tolerancia de desvíos.** De esta manera, solamente aquellos desvíos por sobre la banda definida serán asignados a los agentes que se hayan desviado. Mientras que los desvíos dentro de la banda se asignan a los retiros de demanda, tal y como ocurre en la actualidad. Lo anterior, con el fin de reconocer la complejidad de asignar causantes de costos y receptores de beneficios en sistemas eléctricos.
- **Transición programada hacia un mercado basado en ofertas tanto para energía como SCCC.** El principio a cumplir debe ser dejar bajo la auditabilidad del CEN elementos que puedan ser auditados de manera efectiva (e.g., parámetros sistema de transmisión, red hídrica). Mercados basados en ofertas facilitan la aplicación del principio de neutralidad tecnológica de atributos y la participación de diversos tipos de tecnologías. Ciertamente una evaluación de condiciones estructurales de competencia y la implementación y ejecución de instancias de monitoreo son claves, como se describe en otras dimensiones.
- **Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.** En lo posible se deben eliminar barreras de entrada para la participación de nuevas tecnologías tales como almacenamiento, generación distribuida, respuesta de demanda en todas las instancias de mercado disponibles. Nuevamente la factibilidad de esto va asociada a cambios en la información considerada para la toma de decisiones y en este caso una transición hacia un mercado de ofertas reduciría estas barreras. En particular, un sistema basado en costos auditados dificulta la integración de nuevas tecnologías debido a la necesidad de generar reglas adicionales para estimar posibles *costos* que pudiesen ser auditados. Algo complejo en tecnologías como respuesta de demanda o almacenamiento, donde por una lado los costos

---

<sup>103</sup> Cabe destacar que un esquema vinculante requiere entregar opciones para que los agentes gestionen el riesgo. Luego, un mercado basado en costos no está naturalmente adaptado y es necesario incluir elementos como etapas de participación. En este sentido, la implementación de tal tipo de esquema tiene que ir de la mano con un monitoreo del mercado para asegurar que dichos grados de libertad mejoren la eficiencia del sistema sin abrir espacio al comportamiento estratégico de los participantes.

tienen elementos de costos de oportunidad y por otro la operación involucra una gestión de riesgos por parte de los agentes.

- **Transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.** Resolver inconsistencias actuales entre el mercado de energía y el mercado de SSCC, donde el primero se basa en costos auditados y precio uniforme, y el segundo se basa en ofertas y un esquema del tipo pay-as-bid más compensaciones fuera del mercado que compensan costos de oportunidad y otros elementos. Esto, mediante la transición hacia un diseño basado en **co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.**
- **Mejorar las herramientas disponibles para el monitoreo de competencia de corto plazo.** Esquemas operacionales y de mercado más complejos requieren un rol central de monitoreo de condiciones de mercado, las cuales son altamente dependientes de aspectos operacionales (e.g., costos de operación, rampas, congestiones, fallas) de corto plazo. Por lo tanto, el marco regulatorio debe entregar la posibilidad de tomar acciones de monitoreo y medidas correctivas en caso de ser necesario a corto plazo.
- **Utilizar un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos y evaluación de esquemas de internalización de dichos costos en una siguiente etapa.** La compensación de costos de naturaleza no convexa es un elemento desafiante de los mercados eléctricos, particularmente en diseños con un alto nivel de centralización como el chileno. Es relevante entender la magnitud del problema y los impactos de la implementación de distintas alternativas, con el fin de alinear las señales de inversión con las necesidades reales del sistema. En esa línea, en un período inicial, la compensación de costos no convexos debiese estar asociada a pagos laterales, principalmente debido a un tema de implementación y desarrollo de esquemas alternativos. No obstante, se debe dejar en claro que desde el punto de vista de señales de mercado, esquemas que internalizan costos no convexos en las señales marginales pueden generar mejores señales de inversión en tecnologías flexibles.
- **Implementación de un mecanismo de suficiencia basado en un mercado de capacidad centralizado, donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados.** De esta manera, el precio asociado a la capacidad emerge de la interacción de los distintos agentes, y no es fijado de manera administrativa.

## Mercado del Día Anterior, Intradía y en Tiempo Real

Alineadas con la necesidad de cambios en los modelos de operación se encuentran modificaciones a los mercados de corto plazo. La estructura actual del mercado de corto plazo de energía y SSCC en Chile tiene un diseño particular con poca similitud a gran parte de los sistemas internacionales<sup>104</sup>. En particular, el diseño híbrido con un mercado de energía basado en costos auditados con precio uniforme y un mercado de SSCC basado en ofertas con precios diferenciados (e.g., pay-as-bid) genera inconsistencias, posibles ineficiencias económicas en la asignación (e.g., función objetivo de modelos de operación con costos y ofertas) y en un porcentaje importante de la remuneración total de manera *ex-post*, impactando las señales generadas por el mercado. Adicionalmente, en el caso chileno la

---

<sup>104</sup> Un sistema con cierta similitud es el sistema peruano.



programación del día anterior tiene una naturaleza meramente referencial, en términos de señales económicas, pues los costos reales de operación son calculados de manera *ex-post* en base a la operación del sistema. Costos asociados a desvíos de la programación del día anterior son socializados, pues como ya se ha mencionado, esta no es vinculante<sup>105</sup>. Este esquema actual ha demostrado ser apropiado para un mercado de operación altamente centralizado, como es en el caso chileno, donde el recurso hidráulico es abundante y se gestiona de manera totalmente centralizada<sup>106</sup>.

Sin embargo, frente a la integración de nuevas tecnologías ERV, respuesta de demanda, almacenamiento y la posibilidad de una menor relevancia del recurso hídrico debido a los impactos del cambio climático, junto al aumento de las necesidades de flexibilidad, se vuelve necesaria una **transición hacia un esquema que de manera efectiva permita a los agentes gestionar el riesgo, y permita al sistema asignar, dentro de lo posible, los costos asociados a desviaciones a quienes las generan**<sup>107</sup>.

La estructura de múltiples liquidaciones (multi-settlement) es la estructura usual en diversos sistemas internacionales. En el caso de varios de los sistemas de Estados Unidos, estos mercados consideran el mercado del día anterior, de resolución de 1 hora, donde se co-optimizan energía y reservas; y un mercado en tiempo real, despachado cada 15 ó 5 minutos, donde generalmente se re-despacha la energía (no hay co-optimización con reservas en el tiempo real). Por otra parte, en el caso de sistemas de Europa, caracterizados por una mayor descentralización de los mercados con instancias bilaterales o subastas organizadas con poca consideración de la operación del sistema, existe el mercado del día anterior, mercados intradiarios que permiten a los agentes ajustar sus posiciones, y el mercado en tiempo real asociado a la operación física del sistema.



Figura 4.5. Estructura general de múltiples mercados.

Los beneficios de una estructura multi-settlement son variados (Guler & Gross, 2010). Estos incluyen la posibilidad de que los agentes puedan gestionar de mejor manera los riesgos. En la práctica, la estructura de múltiples mercados es una estructura de múltiples mercados a plazo (*forward markets*), lo que facilita que los agentes cambien sus posiciones en función de la mejor información que puedan tener al acercarse el mercado en tiempo real, lo que permite asignar los desvíos de relevancia en el

<sup>105</sup> Notar que el despacho vinculante va más allá de solamente ser una herramienta que permite potencialmente asignar costos producto de la variabilidad de ciertos recursos. El despacho vinculante tiene una serie de beneficios económicos y operacionales ampliamente discutidos en la literatura y experiencia internacional, en términos de alinear los incentivos de los distintos agentes, permitir la gestión de sus riesgos y facilitar la operación del sistema.

<sup>106</sup> En general, sistemas con alta penetración de recursos hidráulicos son de naturaleza altamente centralizada. El único caso donde hay esquemas con mayor descentralización es en el sistema de Nueva Zelanda, donde no existe un *valor del agua* calculado de manera centralizada.

<sup>107</sup> Estas desviaciones pueden corresponder tanto a la demanda como a sistemas de generación (e.g., sistemas de almacenamiento y fuentes de generación ERV).

sistema respecto a las programaciones anteriores, generando incentivos para que los agentes mejoren sus pronósticos o la despachabilidad de sus sistemas de generación. Todos estos elementos contribuyen al principio de eficiencia económica. Sin embargo, se necesita entregar a los agentes las instancias para gestionar sus riesgos. Por lo tanto, la estructura multi-settlement debe ir de la mano con estructuras de mercado donde los **agentes puedan entregar información que gestione de mejor manera sus riesgos**, lo cual no es factible de ejecutar en esquemas basados totalmente en costos auditados<sup>108</sup>.

## Desvíos y Causalidad

El hecho de tener una secuencia de mercados múltiples facilita la asignación de los costos de re-despacho. Incluso, en la operación en tiempo real es posible asignar los costos de activación de reservas en función de los desvíos respecto a la última programación realizada, lo que podría facilitar la aplicación del principio de causalidad de costos. Sin embargo, es importante recalcar que los desvíos asociados a la asignación de costos debiesen ser aquellos que efectivamente pueden trazarse a un agente en particular, y no sean el resultado de propiedades sistémicas de interacción entre los agentes, congestiones<sup>109</sup>, o el resultado de medidas tomadas por el operador en tiempo real (Inodú, 2018). Luego, se debiese considerar que no todos los desvíos sean asignados de manera directa a quienes tengan diferencias respecto a la última programación, sino solamente aquellos desvíos que estén fuera de una banda de tolerancia previamente definida, siguiendo la práctica de otros sistemas internacionales<sup>110</sup>.

Desde el punto de vista de los incentivos y la eficiencia económica, es deseable que en lo posible los costos se asignen a quienes los causan, ciertamente cuando dicha trazabilidad es posible de realizar. Sin embargo, en sistemas eléctricos dicha trazabilidad no siempre es clara. Bajo un esquema de mercado del día anterior, un agente renovable requiere hacer un pronóstico con 1 día de antelación. Si la estructura de mercado no considera etapas intradiarias de ajuste, pues ese agente podría verse bajo la responsabilidad de hacerse cargo de los costos de activación asociados al desvío. No obstante, la razón para tener una estructura del día anterior es entre otras razones por unidades poco flexibles que necesitan de dichas escalas de tiempo para cumplir con sus requerimientos técnicos de operación. Luego, se podría argumentar, que también tienen responsabilidad en el impacto del desvío, pues esa unidad poco flexible requiere un pre-despacho con un día de anticipación. Es por esta razón que los **desvíos asociados a los errores esperados en pronósticos de recursos o debidos a fenómenos de naturaleza sistémica (e.g., algunos tipos de congestiones, respuestas de inercia, etc.), no necesariamente deberían ser atribuibles a cada agente en particular**. En contraste, **desvíos producto de fallas de corto plazo entre distintas etapas (e.g., entre la etapa del día anterior y etapas intradiarias, etc.), desviaciones por sobre lo esperado en errores de pronóstico, y otros que puedan considerarse atribuibles a agentes específicos, sí debiesen ser asignados a quienes tienen responsabilidad en ellos**. Adicionalmente, esto también muestra la **relevancia de tener mercados intradiarios** para que los diferentes agentes puedan participar en la escala de tiempo más apropiada.

---

<sup>108</sup> Como se presenta en este informe se requiere al menos entregar algún grado de libertad como decidir en qué etapa algunos agentes pueden participar (e.g., pronóstico de generación renovable).

<sup>109</sup> Una congestión podría requerir la desviación de un agente en particular, pero dicho agente podría no tener responsabilidad directa en causar dicha congestión. En otras palabras, es importante destacar que en sistemas de múltiples agentes interactuando en redes, definir relaciones de causa-efecto podría no ser directo. En la práctica es posible definir alguna banda de tolerancia de desviaciones que considere estos elementos, lo que requiere estudios específicos para poder definirlos.

<sup>110</sup> Bandas de tolerancia para energías renovables han sido implementadas en Italia, donde las bandas se diferenciaban en función del tipo de tecnología y capacidad. En Estados Unidos, se implementaron bandas con distintos tipos de penalidades en función del tamaño del desvío (Synex-Comillas-EEC, 2018).

## Transición Hacia un Mercado de Ofertas

La aplicación de un esquema con una secuencia de mercados no requiere, en el corto plazo, modificar la operación completa en base a costos auditados del mercado de energía. Una alternativa es lo implementado en el sistema mexicano, y que se describe en el presente informe, donde se abre la posibilidad que los agentes puedan ofertar cantidades. **Sin embargo, en el mediano plazo, es necesario evaluar en detalle la transición hacia un mercado de ofertas y potencialmente tener una propuesta de transición.**

En un futuro cercano en Chile, la integración masiva de fuentes de generación ERV como la energía eólica o solar, cuyos costos operativos son particularmente bajos, y que implican mayores desafíos en la gestión de la variabilidad aumentando los requerimientos de flexibilidad, supondrá también un desafío a los mecanismos en que se ve remunerada la energía, y que aseguran la inversión e innovación en nuevas y más eficientes tecnologías.

A diferencia de un esquema de mercado basado en costos, como lo es el caso chileno en la actualidad, en el que la información asociada a cada planta se basa en requerir la información de costos de operación y otros parámetros relevantes sujeto a complejos procesos de auditoración, en un esquema de mercado basado en ofertas, los participantes del mercado emiten ofertas de distinta naturaleza dependiendo del diseño del mercado por cada una de sus plantas a las subastas correspondientes del mercado mayorista. En base a este esquema, y asumiendo un mercado con niveles adecuados de competencia, una serie de procesos vinculados a la operación del sistema se podrían simplificar, como la reducción de la carga sobre el regulador y el operador del sistema que supone el diseño de procedimientos de auditoración de costos altamente ad-hoc y difíciles de implementar, particularmente en el caso de nuevas tecnologías. Adicionalmente se facilita la implementación de esquemas transparentes para la asignación de responsabilidades de desviaciones en la operación (e.g., producto de errores de pronóstico). Y si bien la regulación y auditoración de los costos de generación podría suponer restringir potenciales prácticas de ejercicio de poder de mercado que caracterizan mecanismos basados en ofertas, la literatura académica señala que no es claro que un esquema de mercado basado en costos evite el potencial ejercicio de mercado por parte de las principales firmas del sistema particularmente en etapas de inversión (Muñoz et al., 2018). Ciertamente en un esquema basado en ofertas también existe potencialmente la necesidad de estimar y auditar información, por ejemplo frente a posibles eventos de baja competencia, pero son eventos que aplican en casos particulares o a las firmas más relevantes del mercado. Adicionalmente, tecnologías para las cuales no es factible o práctico auditar los costos pueden incorporarse al mercado sin necesidad de esperar la implementación de procesos específicos para estimar un costo centralizado auditable por el operador del sistema.

Es a partir de todos estos elementos que, a juicio del equipo consultor, **un esquema de mercado basado en ofertas podría adaptarse de mejor manera que uno basado en costos como el implementado en la actualidad a los desafíos futuros del sistema y mercado eléctrico chileno.** Por esta razón, la transición desde un esquema de mercado basado en costos, a uno basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno corresponde a un cambio sustancial que debe ser analizado en profundidad, más allá de los alcances de este estudio. Esto, analizando sus beneficios, ponderando los riesgos de su implementación y teniendo claridad de los desafíos, plazos y recursos necesarios para un potencial efectiva implementación.

En este sentido, **existen una serie de desafíos y precauciones que se deben considerar**. El mercado **debiese incluir la posibilidad de ofertas complejas** (e.g., que consideren tiempos de encendido y otros parámetros de operación), de manera que permitan realizar una operación eficiente a través de la operación centralizada de ciertos recursos, particularmente recursos de naturaleza poco flexible, pero que no interfieran con el principio de diseño de simplicidad del mercado. Por otro lado, la implementación de un mercado basado en ofertas **requiere discutir la forma en que se gestionan recursos como el agua** (pues dicho recurso no solamente tiene valor como recurso de energía, sino que también juega un rol clave en la provisión de flexibilidad en el sistema) y cómo se relaciona una gestión centralizada del recurso, basado en un cálculo del valor del agua centralizado, con un esquema de mercado basado en ofertas (Philpott et al., 2019). A pesar de todos estos tipos de desafíos, la transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas es un cambio relevante de ser evaluado para contar con estructuras de mercado modernas, que permitirán enfrentar de manera efectiva los desafíos y necesidades futuras de los sistemas eléctricos.

Por último, ciertamente un mercado basado en ofertas **requiere contar con herramientas de monitoreo de la competencia del mercado** que permitan detectar y penalizar comportamientos estratégicos de agentes relevantes en el sistema que intenten hacer ejercicio de poder de mercado. A pesar de que en los últimos años el mercado de energía ha visto aumentado su número de participantes, este sigue siendo un mercado con cuatro agentes principales, como se aprecia en la Figura 4.6 a continuación<sup>111</sup>.

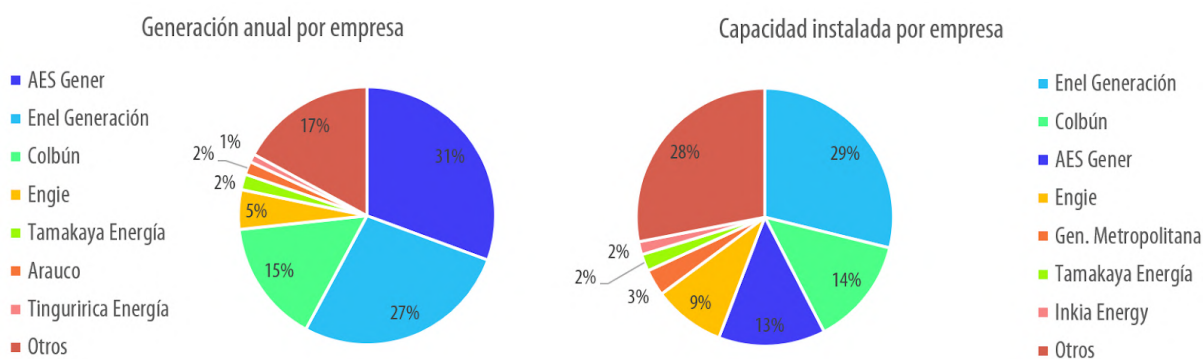


Figura 4.6. Generación programada por empresa para el año 2019 (izquierda) y capacidad instalada del SEN (derecha). Elaboración propia en base a información del CEN.

En base a lo anterior, el monitoreo de las condiciones de competencia de largo, mediano y corto plazo, será un elemento crítico para el establecimiento y correcto funcionamiento de un mecanismo de mercado basado en ofertas (Dictuc, 2019a; Dictuc, 2019b), así como el propio diseño de las subastas de corto plazo (e.g., escalas de tiempo de participación, límites a ofertas o precios, y tipo de subasta) (Dictuc, 2019a).

<sup>111</sup> Las asignaciones entre generadores y empresas consideran la información pública disponible según las bases de datos del CEN. Cabe notar que la concentración es solo uno de los elementos necesarios para evaluar condiciones de competencia. También resultan relevantes las estructuras de costos de las diversas empresas y sus tecnologías asociadas.

## Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes

Una condición necesaria para el correcto funcionamiento de estructuras de mercado corresponde a la reducción de barreras de entrada para la participación de todos aquellos agentes que cuenten con los atributos necesarios para hacerlo, en particular considerando el aumento esperado en la participación de la demanda, almacenamiento y de recursos distribuidos. Este es un elemento también relevante en una futura transición hacia un mercado basado en ofertas. Esta participación, tal como la experiencia internacional lo ha demostrado, ha sido posible en gran medida a través de la figura de agregadores, tanto en mercados de energía, SSCC, e incluso en mercados de largo plazo. En vista de lo anterior, resulta importante **integrar en todos los niveles del mercado a la demanda y recursos energéticos distribuidos, así como cualquier otra tecnología capaz de entregar los atributos requeridos para la provisión de un servicio particular**. A partir de lo anterior, la integración de un mayor número de actores tendrá impactos positivos en las condiciones de competencia del mercado, así como de la operación eficiente del sistema en el corto, mediano y largo plazo.

## Mercados de Servicios Complementarios

El diseño actual del mercado de SSCC y su interacción con el mercado de energía tiene una estructura híbrida de co-optimización, donde el mercado de energía se basa en costos auditados y un pago uniforme, y el mercado de SSCC se basa en ofertas y un pago del tipo pay-as-bid. El esquema pay-as-bid implementado actualmente en el mercado de SSCC incentiva a los agentes a ofertar solo sus costos directos por la provisión del servicio, sin incluir costos de oportunidad o sobrecostos, los cuales son remunerados de manera *ex-post* como un pago lateral adicional. Así, desde el punto de vista de participación para los agentes, el esquema modificado actual ciertamente es una mejora respecto al diseño original, pues no se hace necesario estimar costos de energía. Sin embargo, podría tener impacto en las señales de inversión, pues hay una serie de compensaciones *ex-post* fuera del mercado que asemejan a los pagos laterales de energía, los cuales como se muestra en la literatura tienen impacto en las señales de inversión, tal como será descrito posteriormente. Adicionalmente, en vista de que la componente de *activación* de los productos queda determinada por el CEN, los factores de activación utilizados se vuelven un parámetro de relevancia para los incentivos generados hacia los participantes del mercado, así como un proceso complejo para el mismo operador al tener que hacerse cargo de la gestión de riesgos asociados a esta componente.

Todos estos elementos generan posibles inconsistencias que han sido reconocidas en estudios previos (Dictuc, 2019a; Dictuc, 2019b; Dictuc, 2019c). Por lo tanto, se propone una actualización del mercado de SSCC, hacia uno donde los beneficios de la co-optimización de energía y reservas sean más claros. En particular, un **esquema de co-optimización donde los precios de las reservas se construyan a partir de las variables duales del problema de optimización centralizado**<sup>112</sup>, lo que resulta en ofertas más simples y mejores incentivos para los agentes del mercado. Adicionalmente, al tener este tipo de diseño, posibles inconsistencias e ineficiencia en el problema de programación no estarían presentes.

---

<sup>112</sup> La implementación debiera considerar la ejecución de un modelo de co-optimización que considere ofertas, en donde los precios son las variables duales asociadas a las restricciones de balance de cada servicio. Idealmente esta estructura se debe implementar de la mano con etapas vinculantes. En cada etapa previa a la operación real se debiera ejecutar el mismo modelo.

## Monitoreo de la Competencia

Resulta necesario volver a reconocer la complejidad en el diseño e implementación de mercados eléctricos, producto de la interacción de un sistema técnico y un sistema económico a través de una red eléctrica, con restricciones técnicas que requieren ser satisfechas con el fin de salvaguardar la seguridad y confiabilidad del sistema. Lo anterior tiene impactos relevantes en la implementación de mercados eléctricos, donde en múltiples ocasiones, elementos no considerados en los diseños iniciales del mercado resultan relevantes en su implementación. Dentro de dichos elementos, se destaca el monitoreo continuo de las condiciones de competencia del mercado. Por ejemplo, se ha reconocido cómo restricciones físicas pueden generar condiciones operacionales que resulten en períodos con menores niveles de competencia, en donde es posible que agentes utilicen estratégicamente posiciones ventajosas (Twomey et al., 2005). De este modo, al aumentar la complejidad de los diseños de mercados eléctricos, necesarios a raíz de los desafíos esperados a futuro, se vuelve crítico contar con herramientas que permitan monitorear el correcto funcionamiento de estos, así como tomar las medidas necesarias frente a comportamientos estratégicos de los agentes en situaciones de baja competitividad. Es por dicha razón que es imprescindible que una transición hacia un mercado de ofertas considere **avanzar en la creación y mejora continua de las herramientas disponibles para el monitoreo de la competencia de corto plazo con las que cuenta el CEN, así como aquellas que habiliten la toma de acciones correctivas en caso de ser necesarias. Adicionalmente, complementar los análisis realizados por el CEN, con el monitoreo de entidades independientes siguiendo las mejores prácticas internacionales.**

## Costos No-Convexos

Es reconocida la **imposibilidad de mercados eléctricos de naturaleza centralizada**, con una alineación entre la operación del sistema y el mercado (e.g., Chile y sistemas en los Estados Unidos), **de internalizar directamente en los precios del mercado los costos no convexos de unidades de generación**<sup>113</sup>. La solución a este desafío tiene principalmente dos posturas: **realizar pagos laterales adicionales** (i.e., fuera del mercado) a aquellas unidades que justificadamente no puedan recuperar estos costos (Sioshansi et al., 2008), o bien, **modificar los modelos de formación de precios** del mercado para generar señales de precio uniformes que internalicen de mejor manera dichos costos (Gribik et al., 2007; Schiro et al., 2015; O'Neill et al., 2005; Vázquez et al., 2017). Si bien los pagos laterales adicionales siempre serán necesarios frente a un esquema convencional de precio uniforme, cabe destacar que existen formulaciones matemáticas, como la basada en la envolvente convexa (relacionados con el denominado *convex-hull pricing*), que minimizan dichos pagos laterales<sup>114</sup>.

**Ambas visiones cuentan con ventajas y desventajas.** Desde el punto de vista de los generadores, los pagos laterales pueden ser percibidos como una señal de menor riesgo o incertidumbre, en comparación a una remuneración a través de una señal de corto plazo que se vea afectada por distintas condiciones operacionales. Por otro lado, desde el punto de vista solamente económico, se prefiere que los pagos laterales sean los mínimos, lo que se logra con un esquema en el que se modifica la señal de precio marginal para todos los participantes. Sin embargo, existen visiones en la literatura que cuestionan las

<sup>113</sup> La razón técnica es que la existencia de precios que generen un equilibrio competitivo y eficiente requiere modelos centralizados que no tengan un gap de dualidad (Wang et al., 2012). Condición que usualmente no se cumple en sistemas eléctricos donde las no-convexidades son comunes, debido a la existencia de restricciones y costos asociados al encendido y apagado de unidades, ecuaciones no-lineales de flujo de potencia, entre otros.

<sup>114</sup> PJM está explorando la implementación de un esquema llamado *Extended Locational Marginal Price* (ELMP). Midcontinent Independent System Operator (MISO) también está considerando la aplicación de esquemas similares.

reales implicancias de estas modificaciones (Schiro et al., 2015), las que muestran los riesgos de comportamientos estratégicos asociados a la implementación de esquemas que modifiquen las señales marginales (Wang, 2013) y las complejidades en los modelos matemáticos que requieren un alto poder computacional para su implementación (Wang et al., 2013; Hua & Baldick, 2017). Por otro lado, los pagos laterales tienen como principal ventaja la simplicidad de su implementación, pero no necesariamente generan los incentivos apropiados para que nuevas tecnologías, y de mayor flexibilidad, se integren al sistema<sup>115</sup>. Adicionalmente, un aumento en la magnitud de estos pagos laterales puede ser reflejo de ineficiencias en métodos de asignación en tiempo real no optimizados, tales como el uso de listas de méritos. Las ventajas y desventajas presentadas por ambas alternativas se presentan en la Tabla 4.1 a continuación.

Tabla 4.1. Resumen de ventajas y desventajas de metodologías de consideración de costos no-convexos.

Mecanismo	Ventajas	Desventajas
<b>Pagos Laterales Adicionales</b>	<p><b>Implementación sencilla.</b></p> <p>Señal percibida es de <b>mayor estabilidad y menor riesgo e incertidumbre.</b></p>	<p>Señal de mercado menos transparente y distorsiona su eficiencia.</p> <p>Incentivos débiles a la inversión en fuentes de flexibilidad.</p>
<b>Modificación de Modelos de Despeje de Mercado</b>	<p>Permiten la internalización de costos no-convexos, minimizando los pagos laterales adicionales.</p> <p>Lo anterior se traduce en señales de inversión que valoran atributos de flexibilidad.</p>	<p>Modelos <b>computacionalmente exigentes.</b></p> <p>Señales de precio más <b>volátiles.</b></p> <p><b>Implicaciones aún no son claras.</b> Riesgo de comportamientos estratégicos.</p>

En particular, en cuanto al impacto de distintos esquemas de formación de precios en mercados de corto plazo, la Figura 4.7 ilustra los resultados presentados en (Villalobos et al., 2021), donde se investigan los impactos de distintos esquemas de precios de corto plazo en incentivar la inversión en tecnologías flexibles. En las figuras se aprecia que respecto a un mix de referencia centralizado, distintos mecanismos de corto plazo resultan en mix similares a esta referencia. Luego, cuando los precios de corto plazo internalizan elementos de la flexibilidad del sistema, se generan mejores señales de inversión en el largo plazo. Por lo tanto, en un esquema de mercado que enfoque su diseño principalmente en el corto plazo, la internalización de costos no-convexos en las señales de precios tiene efectos en las señales de inversión de largo plazo. No obstante lo anterior, si el diseño de mercado considera otros mecanismos para incentivar inversiones, tales como mecanismos de capacidad, subastas de largo plazo, etc., se debe tener en consideración la complejidad adicional en la implementación y comportamiento de los agentes al tener esquemas de formación de precios más complejos.

<sup>115</sup> Notar que en general las no-convexidades se encuentran asociadas a unidades poco flexibles.

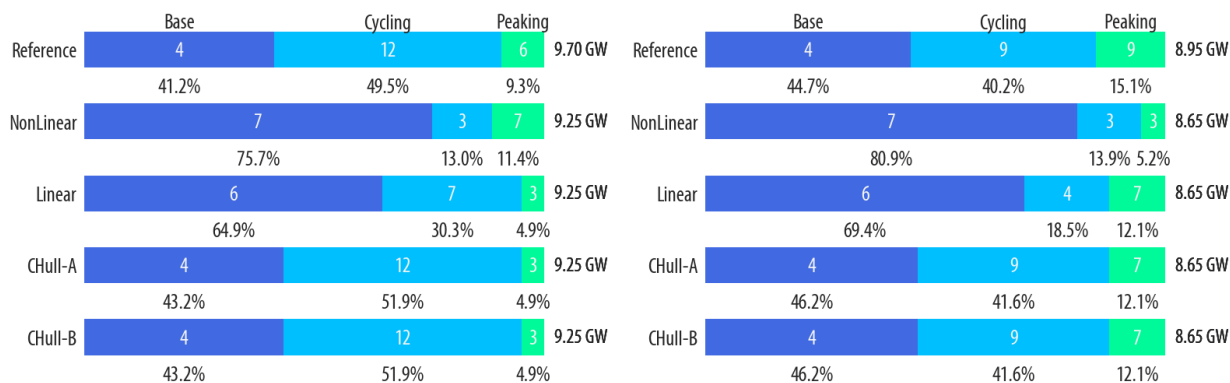


Figura 4.7. Resultados del análisis del impacto de los esquemas de formación de precios en mercados de corto plazo ante penetración de energía solar (izq.) y penetración de energía solar y eólica (der.)<sup>116</sup>.

En base a todo lo anterior, el sistema eléctrico chileno debiese considerar, **en el corto plazo, un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos**. La justificación para esta medida en el corto plazo incluye la simplicidad de implementación en el proceso de operación, la poca claridad teórica de las implicancias de modificar señales marginales, la falta de experiencia práctica producto de ser esquemas poco implementados, y la alta complejidad computacional requerida por los modelos matemáticos necesarios para su implementación. De hecho, en sistemas eléctricos que están en un nivel mucho más avanzado que el chileno la potencial implementación de este tipo de esquemas ha requerido varios años de discusión<sup>117</sup>. No obstante lo anterior, reconociendo las desventajas que posee el esquema de pagos laterales, se sugiere **en una siguiente etapa, la evaluación de esquemas de internalización de dichos costos**<sup>118</sup>, en línea con el principio de realización de cambios de manera gradual. Esta evaluación debiese realizarse en función de la relevancia que puedan alcanzar los pagos laterales adicionales en el mercado, lo poco práctico que resulta el uso de listas de mérito cuando estos pagos se vuelven relevantes en magnitud, la experiencia de la implementación en otros sistemas y el impacto que tengan el resto de las medidas de operación y mercado mencionadas en esta sección. Finalmente, cabe destacar

<sup>116</sup> En este estudio se compara un parque generador de referencia óptimo (*reference*) obtenido a través de un modelo de planificación centralizado, con aquellos mix incentivados por distintos mecanismos de precios de corto plazo. Los parques de generación están compuestos por centrales representativas, diferenciadas por sus niveles de flexibilidad en términos de rampa y tiempos mínimos de encendido y apagado (*base, cycling y peaking*), los cuales son enfrentados a distintos escenarios de penetración de ERV. El mix incentivado por un mecanismo se entiende como el punto de equilibrio en que, a través de los ingresos percibidos, todos los generadores existentes recuperan la totalidad de sus costos (i.e., es rentable) y en que cualquier generador que intente ingresar al mercado no resultaría rentable. Los mecanismos considerados fueron: a) *NonLinear*: variable dual obtenida como resultado del despacho al fijar las variables binarias; b) *Linear*: variable dual del problema de pre-despacho con variables binarias relajadas entre 1 y 0; y c) *CHull-A*: variable dual del problema de pre-despacho con variables binarias relajadas y con una formulación tipo *convex hull* para las rampas intra horarias. El caso *CHull-B* utiliza otro tipo de formulación tipo *convex hull* para las rampas y se obtienen los mismos resultados que en el caso *CHull-A*. De esta manera, los colores representan la cantidad de capacidad instalada de cada tipo de generador: *base* (azul), *cycling* (celeste) y *peaking* (verde); los números en blanco representan la cantidad de generadores de cada tipo, mientras que los números en negro representa su porcentaje respecto a la capacidad instalada total.

<sup>117</sup> Por ejemplo, la propuesta inicial publicada por PJM en relación a la adopción de un esquema ELMP, y que aún se encuentra en evaluación, data de noviembre de 2017, lo que da cuenta de un proceso de maduración del operador del sistema respecto de este tipo de esquemas. Disponible en: [PJM Interconnection: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>118</sup> Un análisis similar es realizado en el marco del estudio preparado por el consorcio PSR-Moray para la Asociación de Generadoras de Chile en 2018. Disponible en: [El desafío de la implementación de los mecanismos para la internalización de los "costos no convexos"](#)



la necesidad de desarrollo de estudios de evaluación del impacto de este tipo de esquemas más sofisticados en los procesos de programación y operación del sistema por parte del CEN, los que requieren de un importante período de internalización y desarrollo por parte tanto del propio operador como de los agentes de mercado que se verán enfrentados a estos, de forma previa a su implementación y adopción.

### **Mecanismo de Suficiencia**

En el mecanismo de suficiencia del sistema eléctrico chileno se observa que es de naturaleza estática y no adaptativo de aspectos operacionales de corto plazo. En este, se consideran los aportes esperados a la suficiencia del sistema en momentos de demanda máxima, de acuerdo a las condiciones propias de generación de cada una de las unidades del sistema, a partir de las que se determina su denominada potencia de suficiencia, una porción de su potencia máxima de generación en consideración de su capacidad inicial, indisponibilidad forzada y otros parámetros de desempeño. Bajo este mecanismo, las transacciones se valorizan a costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de generación, correspondiente al precio nudo de corto plazo, en consideración de un margen de reserva teórico.

La revisión de la experiencia internacional entrega bastantes elementos de relevancia para el caso chileno. Todos los sistemas revisados ya cuentan, o se encuentran en transición hacia mecanismos de capacidad basados en mercados (y no en pagos administrativos como en el caso chileno), los que se materializan mediante procesos de subasta transparentes, no discriminatorios y competitivos, en los que los requerimientos de suficiencia se encuentran definidos en base a métricas y estándares de confiabilidad determinados, como la estimación de las expectativas de pérdida de carga de los sistemas en un determinado número de horas al año.

El hecho de no depender de mecanismos y metodologías administrativas reduce el impacto de asimetrías de la información, las cuales serán cada vez más importantes frente a la integración de nuevas tecnologías, como la propia respuesta de demanda, el almacenamiento y otras nuevas formas de generación. Sin embargo, incluso si en el caso chileno se continúa con pagos definidos administrativamente, es necesario hacer una revisión de la metodología de cálculo de estos, de manera tal de asegurar pagos por potencia que efectivamente generen los incentivos necesarios en capacidad adecuada para el sistema, y que estos no se transformen en sobrecostos adicionales que propicien el desarrollo de fuentes de generación que no se encuentren en línea con la visión de futuro de un sistema eléctrico sustentable. Por lo demás, otros elementos importantes a considerar corresponden a la diferenciación de períodos y naturaleza (sistémicas o individuales) de las horas consideradas para el mercado de suficiencia y para dar la señal de potencia a la demanda, lo cual genera posibles inconsistencias tanto en los cargos e ingresos recibidos por los generadores como en su asignación (causalidad). Similarmente, existen diferencias entre lo recaudado por empresas distribuidoras por los cargos asociados a la potencia y los pagos a sus proveedores de potencia. De igual manera, las horas de mayor exigencia se determinan en base a demandas máximas dentro del período de control, las cuales no necesariamente están alineadas con periodos de máxima exigencia determinados a través de métricas de confiabilidad, que debiesen justificar los cargos por potencia. Adicionalmente, existe una ausencia de señales de control que entreguen una mayor diferenciación, lo cual facilitaría el aprovechamiento de la flexibilidad disponible en la demanda. Es importante recalcar que algunos de estos factores actualmente se encuentran bajo evaluación en las modificaciones asociadas al reglamento de potencia.

No obstante, cabe destacar que los pagos definidos de manera administrativamente se encuentran en retirada, tal como lo muestra la revisión de la experiencia internacional donde en gran parte de los sistemas con pagos por capacidad hay una implementación de mercados de capacidad, o como en el caso de España se está realizando una transición. Así, a partir de todos los elementos antes descritos se estima necesaria la implementación de un mecanismo de suficiencia basado en un mercado de capacidad centralizado, donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados. De esta manera, el precio asociado a la capacidad emerge de la interacción de los distintos agentes, y no es fijado de manera administrativa.

## 5. Propuesta de Esquemas de Liquidación Múltiple

En la presente sección se proponen **dos esquemas de implementación de mercados eléctricos para el SEN basados en mecanismos de liquidación múltiple** utilizando elementos de la revisión internacional, literatura especializada y elementos particulares del SEN recogidos a partir del análisis crítico de este. Tal como se revisará en la presente sección, los esquemas de liquidación múltiple se caracterizan por contar con múltiples instancias de liquidación del mercado, previo a la operación en tiempo real. Cada etapa representa un compromiso vinculante, donde los agentes toman posición y reciben remuneraciones por sus compromisos. Visto de otra manera, el esquema de múltiples liquidaciones puede asimilarse a una secuencia de mercados *forward*. Revisando la experiencia internacional es posible ver que, en general, diversos sistemas internacionales cuentan con esquemas de liquidación múltiple. En el caso de los sistemas de Estados Unidos la estructura usual es de dos etapas con un mercado del día anterior y el mercado en tiempo real. En contraste, en mercado Europeos existe adicionalmente la consideración de etapas intradiarias. La revisión de la literatura especializada y experiencia refleja impactos de contar con etapas vinculantes, entre los que se destacan:

- Certidumbre de precios pues los agentes pueden disponer de certeza de qué precios podrían recibir asumiendo una participación en etapas previas a la operación en tiempo real (Guler et al., 2010).
- Generar condiciones para la implementación del principio de causalidad de costos transparentes (Herrero et al., 2018).
- Incentivar mejoras en los pronósticos generados por los agentes (Koch & Hirth, 2019; Herrero et al., 2018).
- Mejorar la competitividad y eficiencia del mercado (Guler et al., 2010; Kamat & Oren, 2004).

Es importante también hacer notar que estas primeras propuestas se enfocan en un esquema donde mayoritariamente se sigue en un esquema basado en costos auditados, pero se realizan cambios respecto a múltiples instancias de liquidación. Tal como se presenta, un esquema con múltiples etapas y vinculación no es compatible con un esquema basado en costos auditados al 100%. Es necesario entregar algún grado de libertad a los agentes para gestionar su riesgos.

Entre algunos de los aspectos que se evalúan para caracterizar los esquema a desarrollar, y que diferencian ambas propuestas, se destacan:

- Mecanismos para la formación de precios de corto plazo.
- Cantidad y objetivos de las etapas.
- Información entregada por los agentes en cada etapa.
- Restricciones para la modificación de posiciones entre cada etapa.

Adicionalmente, **se analiza la necesidad o conveniencia de implementar nuevos SSCC**, o de ajustar los servicios ya existentes. En cualquier caso, esta posible redefinición de productos debe realizarse tomando en consideración las **necesidades técnicas y de mercado del sistema**, velando por una operación segura y confiable del sistema eléctrico. Por otro lado, **se analizan posibles adecuaciones que resultan necesarias de implementar en los mecanismos de provisión y remuneración por suficiencia** como complemento a los mercados de energía y SSCC, tanto para los agentes existentes en el mercado como para nuevos agentes.

Finalmente, resulta relevante destacar que **el análisis de estos tres componentes no debe realizarse de manera independiente**, sino que se debe entender como un esquema integral, donde los incentivos de los agentes se verán determinados por la forma en que se complementan las componentes de **energía, SSCC y suficiencia**. Así, el objetivo de esto es desarrollar mecanismos consistentes entre sí, donde los esquemas de mercado de corto plazo se encuentren alineados con los de largo plazo, disminuyendo la necesidad de pagos laterales que distorsionan las señales de mercado y permitiendo una adecuada remuneración del parque generador, de manera tal que se incentive un desarrollo sustentable y eficiente del sistema.

## 5.1. Principios de Diseño

Los **fundamentos y principios sobre los cuales se construye el conjunto de esquemas propuestos** para la implementación de mercados eléctricos en el SEN, basados en mecanismos de liquidación múltiple, son los siguientes:

- **Eficiencia Económica de Corto Plazo:** Definida tanto como *eficiencia de producción*, en lo referente a una minimización de los costos asociados con la provisión de bienes o servicios, así como *eficiencia de asignación*, en donde aquellos agentes que más valoran bienes o servicios los obtienen y, teóricamente, se cumple cuando los precios de bienes o servicios igualan el valor marginal que los agentes obtienen por ellos (Biggar & Hesamzadeh, 2014).
- **Eficiencia Económica de Largo Plazo:** Definida en términos de generar señales adecuadas para decisiones de inversión en nuevos bienes o servicios (Biggar & Hesamzadeh, 2014).
- **Neutralidad de Atributos Tecnológicos:** Similares proveedores y consumidores de bienes y servicios, asociados a la electricidad, deben recibir similares tratos, beneficios y cargos. Cabe destacar que esta definición enmarca el concepto no discriminatorio y de neutralidad tecnológica a la condición de proveedores y consumidores con atributos similares. En este sentido, el concepto de neutralidad es aplicable una vez que los atributos para la provisión de algún bien o servicio quedan claramente especificados.
- **Transparencia:** El correcto funcionamiento de estructuras regulatorias y de mercado requiere reglas y manejo de información claras y de fácil acceso para los agentes participantes. Esta condición complementa la noción de neutralidad, y es fundamental para facilitar las decisiones de los participantes (Pérez-Arriaga, 2013).
- **Simplicidad:** El diseño regulatorio y de mercado debe privilegiar estructuras simples, dentro de lo posible. Ciertamente los desafíos requeridos por las necesidades de flexibilidad, la diversidad de agentes y tecnologías participantes, y otros objetivos de política pública requieren diseños más elaborados que los actuales. Sin embargo, frente a distintas alternativas, se prefieren aquellas más simples y que facilitan el entendimiento de los agentes (Pérez-Arriaga, 2013).
- **Causalidad de Beneficios y Costos:** Idealmente el diseño regulatorio y de mercado debe utilizar principios de causalidad de beneficios y costos. Lo anterior se relaciona directamente con una asignación eficiente de los recursos. De esta manera, en principio, los costos operacionales

asociados a desvíos en el sistema debieran ser asignados a aquellos agentes que los provocan (e.g., aquellos relacionados a los desvíos respecto a la programación de la operación), independiente de la tecnología de la que se trate. No obstante lo anterior, en sistemas de alta complejidad, como el sistema eléctrico, donde las relaciones de causa-efecto no son fáciles de determinar, la aplicación de principios de causalidad muchas veces interfiere con otros principios deseados (Chakraborty et al., 2017).

Ciertamente existen otros criterios o principios relevantes para el diseño regulatorio y de mercado que deben ser considerados, tales como la *estabilidad y consistencia regulatoria*. Lo anterior materializado a través de la realización de cambios de manera gradual, de tal forma que los agentes puedan internalizarlos y que además estos cambios sean consistentes con marcos más generales, en los cuales se insertan los sistemas eléctricos. Similarmente, estos principios son deseables y deben servir para el diseño regulatorio y de mercado, pero no necesariamente podrán cumplirse simultáneamente (Pérez-Arriaga, 2013). Por lo tanto, consideraciones de aspectos de política pública, factibilidad de implementación, ejecución y presupuesto disponible para implementar cambios son relevantes en la priorización de la aplicación de estos principios. Lo anterior es particularmente crítico de analizar tomando en consideración los cambios regulatorios que podría requerir la inclusión de múltiples etapas de liquidación, que como se discute en el presente informe es una primera etapa hacia una transición de un mercado basado en ofertas.

## 5.2. Vinculación y Mercados Intradíarios

En la presente sección se discute en detalle elementos relacionados con la vinculación y mercados intradía. La programación se realiza en múltiples escalas de tiempo: Largo Plazo, Mediano Plazo, Corto Plazo. Existiendo un desacople temporal y múltiples etapas producto de restricciones técnicas, económicas y computacionales.

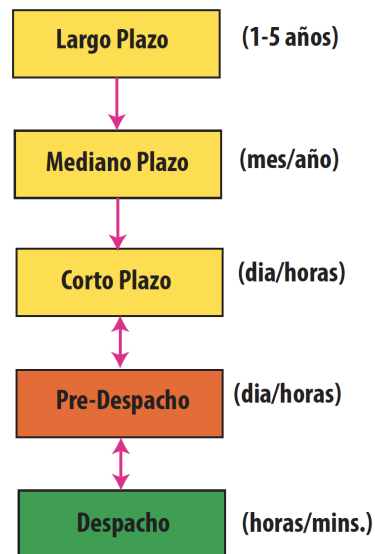


Figura 5.1. Escalas de tiempo de la programación.

En un ambiente de **mercado** existen también estructuras con **múltiples etapas**, las cuales se relacionan, en cierta medida, con las etapas de programación. Particularmente en el caso de mercados del día anterior, debido a las restricciones de pre-despacho de ciertas unidades, pero no necesariamente en etapas intradía. Tener estructuras de mercado con múltiples etapas tiene un **sustento económico**: son instancias para la **gestión de riesgo de agentes frente a la revelación de información**. El diseño típico de este tipo de esquemas de mercado son los mercados **multi-settlement**:

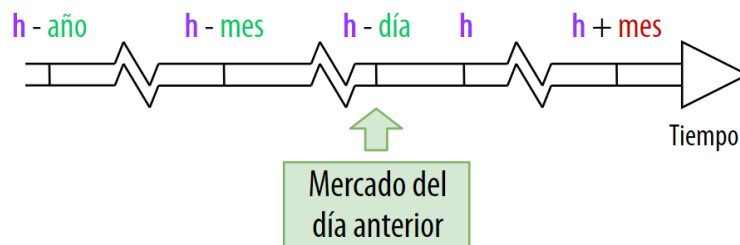


Figura 5.2. Esquema de mercado multi-settlement (Ahlqvist et al., 2018).

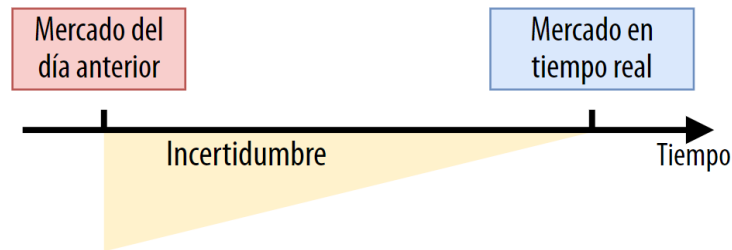


Figura 5.3. Incertidumbre entre etapas del mercado multi-settlement (Muñoz et al., 2020).

Una estructura multi-settlement permite generar mecanismos **transparentes** para la gestión de desvíos, puesto que la casación de precios en distintas etapas permite una correcta asignación e identificación de responsabilidades a medida que la incertidumbre se va reduciendo conforme se aproxima el despacho en tiempo real, tal y como se aprecia en la Figura 5.3 (Muñoz et al., 2020). De esta manera, en un esquema multi-settlement de dos etapas (day-ahead y real-time), se cumplirá la siguiente relación respecto a los ingresos de un participante, donde  $p^{DA}$  y  $p^{RT}$  corresponden respectivamente a los precios obtenidos en la etapa de day-ahead y de real-time, así como  $q_i^{DA}$  y  $q_i^{RT}$  corresponden a las cantidad asignadas en las etapas respectivas al participante  $i$  del mercado.

$$p^{DA} q_i^{DA} + p^{RT} (q_i^{RT} - q_i^{DA})$$

En este caso se pueden considerar tres situaciones:

- $q_i^{DA} = q_i^{RT}$ , en cuyo caso la cantidad en tiempo real es igual a la cantidad en el día anterior, por lo tanto el participante no tiene impacto respecto al precio del tiempo real y el ingreso es solamente  $p^{DA} q_i^{DA}$ .
- $q_i^{DA} < q_i^{RT}$ , en cuyo caso recibe un ingreso por la cantidad asociada al mercado del día anterior  $p^{DA} q_i^{DA}$  y un ingreso adicional por el excedente en tiempo real, valorizado al precio en tiempo real  $p^{RT} (q_i^{RT} - q_i^{DA})$ .
- $q_i^{DA} > q_i^{RT}$ , en cuyo caso el generador recibe un ingreso por la cantidad asociada al mercado del día anterior  $p^{DA} q_i^{DA}$ , pero tiene que comprar el déficit en tiempo real, valorizado al precio en tiempo real  $p^{RT} (q_i^{DA} - q_i^{RT})$ .

Lo cual ilustra una de las ventajas del mecanismo multi-settlement respecto al tratamiento de los desvíos. En una estructura de mercado multi-settlement cada etapa es vinculante, fijando una posición financiera de los agentes en cada etapa, que corrige la anterior. Luego, cada agente tiene la posibilidad de participar voluntariamente en el mercado más alineado con sus atributos (unidades poco flexibles en el mercado del día anterior, renovables variables en mercados intradiarios, etc.) y calidad de información.

La vinculación entre etapas, como se mencionó, simplifica además la asignación de responsabilidades en

desvíos y genera una secuencia de mercados que completan el mercado, facilitando la participación de agentes aversos al riesgo y mejorando la eficiencia general del mercado. Ciertamente, un mercado del día anterior sin etapas intradiarias podría generar conflictos con unidades dependientes de pronósticos: por ejemplo un generador eólico que tiene que participar en un mercado del día anterior se ve expuesto a desviaciones inherentes a los errores de pronósticos. Luego, idealmente, es importante contar con más etapas de naturaleza intradiaria que permitan a distintas tecnologías gestionar las etapas de participación.

Resulta fundamental recalcar que una **estructura vinculante requiere que los agentes cuenten con algún tipo de posibilidad de gestionar riesgos**. Es por lo anterior que el diseño natural para aplicar un esquema vinculante resulta ser un mercado basado en ofertas (Muñoz et al., 2018).

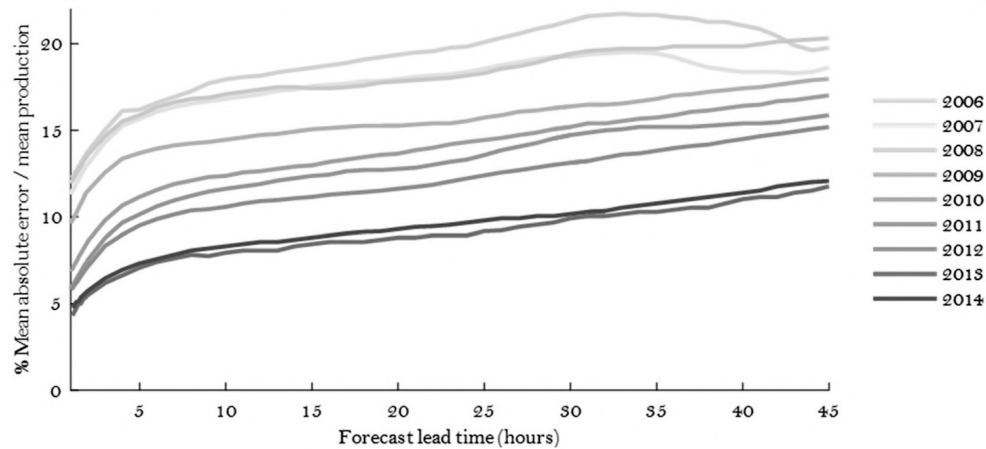
En un mercado basado en costos el principal desafío es que hay un agente centralizado tomando las decisiones: el operador del sistema, cuyo objetivo es operar de manera eficiente y segura, lo cual **no necesariamente** está alineado con objetivos individuales de cada agente (asimetrías de información, impactos sistémicos, etc.). De hecho, el mercado del día anterior corresponde a una instancia de mercado que permite a los agentes tomar coberturas (corrigiendo sus posiciones financieras previas en mercados de más largo plazo) frente a los riesgos asociados al mercado en tiempo real al día siguiente. **Por lo tanto, si los agentes no pueden gestionar dichas posiciones el día anterior (mediante ofertas), dicho mercado carece de justificación**. Es importante notar que una estructura de mercado del día anterior vinculante es un elemento de amplio consenso tanto en investigación como práctica en la industria (e.g., SMD-Ferc) (Hogan, 1995).

Luego, hacer etapas que sean vinculantes requiere incluir instancias para la gestión de agentes. En este sentido, una propuesta transitoria implementable en un mercado basado en costos es permitir ofertar cantidad, pero solamente como medida de mediano plazo (e.g., implementado en México), teniendo considerada la necesidad de eventualmente hacer la transición hacia un mercado basado en ofertas tanto para precio como cantidad.

### Ejemplo de España y Alemania Respecto a Mercados Intradiarios

En España, la consideración de múltiples etapas de ajuste en el proceso de asignación ha permitido a los agentes del mercado poder **gestionar de mejor manera los riesgos** a los que se enfrentan al participar del mercado, permitiéndoles ajustar sus posiciones según se devela la incertidumbre asociada a las condiciones de operación, lo cual resulta especialmente relevante para unidades de generación variable como energía eólica o solar. En estos esquemas, los agentes se ven incentivados a casar sus compromisos de energía en las etapas tempranas del mercado, con el fin de acceder a mejores precios conforme a una mayor disponibilidad de recursos. De esta manera, se ha observado una tendencia hacia la producción de mejores pronósticos en agentes con activos de energía variable, para así disminuir la cantidad de desvíos respecto al mercado diario y reducir la necesidad de participar en las últimas etapas del mecanismo. Lo anterior se puede observar en la Figura 5.4, que muestra que durante los años 2006 y 2014 se observó **una reducción del 50% en los errores de pronóstico de generación eólica**.





Source: Data from Red Eléctrica de España (REE).

Figura 5.4. Impacto mercado intradiario y vinculación en España (Herrero et al., 2018).

El mercado eléctrico de Alemania, al igual que el mercado eléctrico de España, se encuentra acoplado internacionalmente con distintos países de Europa. Este acople es realizado a través de EPEX Spot, que se encarga de la gestión del mercado del día anterior y de mercados intradiarios, así como también gestiona las transacciones de energía mayorista en varios países del norte de Europa, como Francia, Países Bajos, Bélgica, Reino Unido, entre otros. De esta manera, los agentes del mercado de Alemania pueden participar en los procesos de subasta interregionales tanto en el mercado del día anterior (Single Day Ahead Coupling o SDAC) como en las sucesivas etapas del mercado intradiario continuo (Single Intraday Coupling o SIDC). A partir de esta participación se ha observado un fenómeno similar en el desempeño de los mercados intradiarios al observado en España, ya que el esquema ha favorecido a que en Alemania se produzca **un aumento en la generación a partir de energías renovables variables y una reducción en la necesidad de energía de balance, tal como se observa en la Figura 5.5**. Lo anterior producto de que los mercados intradiarios, mediante sus ventanas de oferta más cercanas a la operación en tiempo real, provocan que los agentes sean capaces de ajustar sus compromisos de energía, al contar con mejor información respecto a la que tenían disponible al momento de ofertar en el mercado del día anterior. Del mismo modo el operador también posee mejor información, lo que le permite acotar los posibles escenarios críticos para la operación que pudiesen suceder y reducir así la cantidad de reservas necesarias para asegurar la confiabilidad del sistema<sup>119</sup>.

<sup>119</sup> Fuente: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>

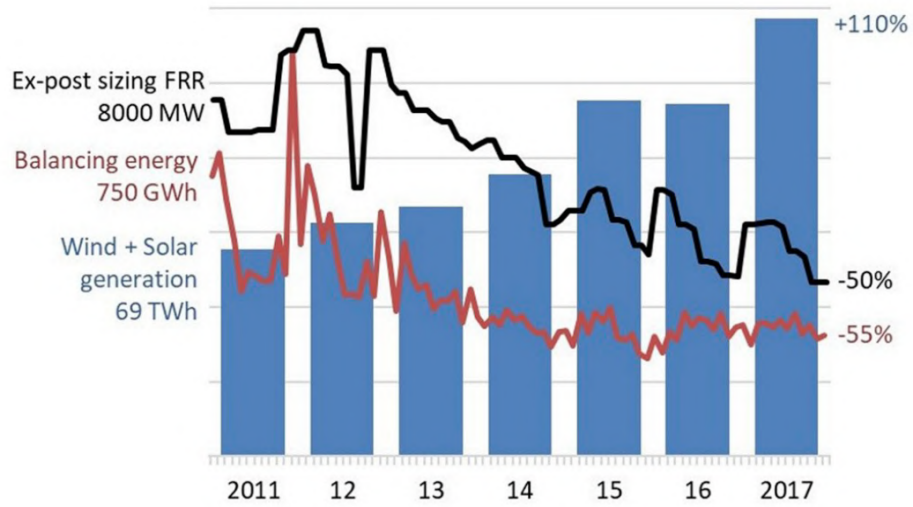


Figura 5.5. Impacto de mercados intradiarios y vinculación en Alemania (Koch & Hirth, 2019).

### 5.3. Esquemas de Liquidación Múltiple Propuestos

Tal y como fuera discutido anteriormente, un esquema de liquidación múltiple no es compatible con un esquema de costos totalmente auditados, por lo que es necesario entregar algún grado de libertad a los agentes que requieran gestionar su riesgo. En ese sentido las propuestas de mercado a implementar considerarán como grado de libertad pseudo-ofertas del tipo capacidad para algunos agentes tales como pronósticos para tecnologías renovables variables. Similarmente, se estudiará la posibilidad que tecnologías sin necesidad de coordinación entreguen programas de inyecciones y retiros (e.g., almacenamiento, generación hidráulica de baja escala). El resto de las tecnologías operan bajo el esquema usual de coordinación centralizada, con costos y parámetros de operación auditados debido a razones de coordinación de los recursos, impacto en la operación como embalses de gran tamaño, factibilidad de auditar costos y escalas de tiempo asociados a variabilidad de parámetros como la disponibilidad del insumo primario.

La implementación de estos diseños sí requiere cambios a cuerpos regulatorios, como los reglamentos asociados a la coordinación y operación del sistema, SSCC, y normas técnicas asociadas. Similarmente, y como fuera mencionado en secciones anteriores, se requiere de la actualización de modelos y herramientas de programación y operación del CEN. En este contexto, las propuestas descritas resultan ser extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, y se entienden como un paso previo hacia la implementación de esquemas basados en ofertas, que se alinean de manera natural con diseños de mercado basados en esquemas de liquidación múltiple.

Luego, se proponen dos diseños que toman como base el funcionamiento del mercado actual chileno y son un primer paso hacia una transición a un mercado de ofertas en el sentido que sientan elementos de diseño, como la vinculación y múltiples etapas, y elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado, que se utilizarán en un futuro mercado basado en ofertas.

Los diseños propuestos se enfocan en la transición a estructuras de mercado similares a sistemas en los Estados Unidos basado en un mercado del día anterior con la posible consideración de mercado intradiarios siguiendo las mejores prácticas de diseños europeos (Herrero et al. 2018; Ma & Sun, 2005). Las propuestas se basan en mercados co-optimizados de energía y reservas, donde los modelos de mercado consideran aspectos operacionales en detalle, están basados en un esquema precio uniforme con pagos laterales y su principal dimensión de diferenciación es la cantidad de instancias de liquidación. Como se discute, estos esquemas requieren cambios en los mercados de SSCC debido a la transición hacia un esquema más coherente que el diseño actual y no genera necesidades adicionales de modificaciones a los mecanismos de suficiencia, más allá de los cambios que dicho mecanismo debiese tener. Una visión general de las propuestas se encuentra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Resumen de las principales características de los esquemas de liquidación múltiple propuestos y su comparación con el esquema actual.

Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
<b>Esquema Actual</b>	Precio uniforme para energía en base a listas de mérito y precio diferenciado (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior no vinculante y en tiempo real (despacho en base a listas de mérito).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual no es vinculante. Agentes no toman posiciones ni gestionan sus riesgos.
<b>Esquema Propuesto 1</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior vinculante y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.
<b>Esquema Propuesto 2</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Múltiples Etapas: Día anterior e intradiarias vinculantes y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

### 5.3.1. Propuesta 1

La primera propuesta se basa en un esquema de dos (2) etapas de liquidación siguiendo la experiencia de los sistemas de Estados Unidos: **día anterior y tiempo real**.

El mercado del día anterior se encuentra basado en un **pre-despacho** co-optimizado de energía y reservas considerando la operación detallada de la operación del sistema en los modelos de despeje del mercado. Considera **precio uniforme** tanto para energía y capacidad de productos de reserva.

La programación se basa en **costos y parámetros de operación auditados**, ofertas por SSCC, pronósticos de ERV realizados por el CEN, opción de nuevos pronósticos para agentes determinados y potencialmente información de inyecciones y retiros para tecnologías sin necesidad de coordinación. Precios y cantidades despejadas en el mercado del día anterior son vinculantes, esto es, fijan una **posición financiera**.

Por otro lado, el mercado en tiempo real considera información actualizada de pronósticos (i.e., realización) y un despacho económico con operación detallada basado en la co-optimización de energía y reservas. Bajo este esquema, los precios uniformes en tiempo real para energía y capacidad de reservas se encuentran basados en los **modelos de despacho económico**, y no en base al uso de listas de mérito como en el esquema actual, y la activación de reservas se valoriza al precio de la energía.

Finalmente, se consideran **bandas de tolerancia** para asignar los costos de activación de las reservas, de tal forma de reconocer el error nominal de los pronósticos del día anterior. Esquemas de pagos laterales se utilizan para la compensación de costos no-convexos.

### Propuesta 1: 2-liquidaciones

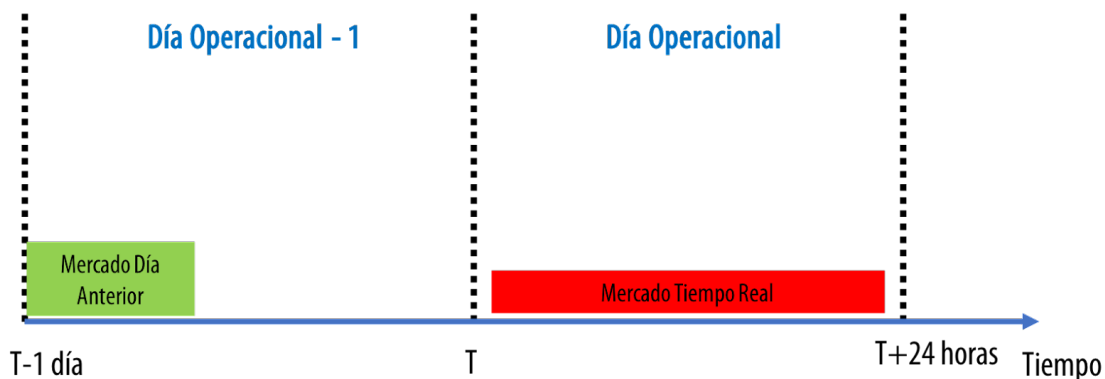


Figura 5.6. Esquema de dos (2) etapas de liquidación.

#### 5.3.2. Propuesta 2

El segundo esquema propuesto se basa en múltiples etapas de liquidación, con etapas del día anterior, intradiarias y en tiempo real siguiendo la experiencia de los mercados europeos.

El mercado del día anterior se encuentra basado en un **pre-despacho** co-optimizado de energía y reservas considerando la operación detallada del sistema en los modelos de despeje del mercado. Considera precio uniforme para energía y capacidad de productos de reserva.

La programación se basa en **costos y parámetros de operación auditados**, ofertas por SSCC, pronósticos de ERV realizados por el CEN, opción de nuevos pronósticos para agentes determinados y potencialmente información de inyecciones y retiros para tecnologías sin necesidad de coordinación. Precios y cantidades despejadas en el mercado del día anterior son vinculantes, esto es, fijan una **posición financiera**.

Las principales diferencias respecto de la Propuesta 1 se concentran en la **consideración de un mercado intradiario**, similar al día anterior, con posibilidad de actualizar pronósticos, información de retiros e inyecciones y ofertas de SSCC<sup>120</sup>. Los mercados intradiarios también consideran precio uniforme para energía y capacidad de productos de reserva, mientras que los precios y cantidades despejadas del mercado intradiario también son vinculantes, fijando una posición financiera de los agentes. En este punto cabe señalar que no existe un número óptimo predefinido de etapas de liquidación intradiarias,

<sup>120</sup> En este contexto, un generador ERV, por ejemplo, cuyos pronósticos de generación fueran particularmente deficientes podría optar por no participar en la etapa del día anterior, atendiendo a las posibles desviaciones que este debiera enfrentar en las etapas posteriores, para luego participar directamente en alguna de las etapas intradiarias, más próximas a la operación en tiempo real, cuando sus pronósticos cuenten con menores niveles de error, según éste lo estime conveniente.

pues se requiere ponderar aspectos de implementación, información, ejecución de modelos, etc. Por lo que su determinación corresponde a un elemento que deberá evaluar el CEN en base a los recursos participantes en el mercado, sus capacidades y recursos técnicos disponibles en la ejecución y experiencia en la programación y operación del SEN. No obstante, cabe destacar que un mayor número de etapas intradiarias debiese reducir e incluso eliminar la necesidad de bandas de tolerancia, toda vez que otorgaría un mayor número de oportunidades de ajuste de pronósticos a los agentes del sistema, más próximas a la operación en tiempo real del sistema.

Al igual que en la Propuesta 1, el mercado en tiempo real se considera la información actualizada de pronósticos (i.e., realización) y un despacho económico basado en la co-optimización de energía y reservas, así como precios uniformes en tiempo real para energía y capacidad de reservas basados en modelos de despacho económico. La activación de reservas se valoriza al precio de la energía.

Finalmente, los costos de activación de reservas son asignados en base a las desviaciones respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes, lo que también podría suponer la posibilidad de uso de **bandas reducidas**. Esquemas de pagos laterales se utilizan para la compensación de costos no-convexos.

### Propuesta 2: Múltiple-liquidaciones

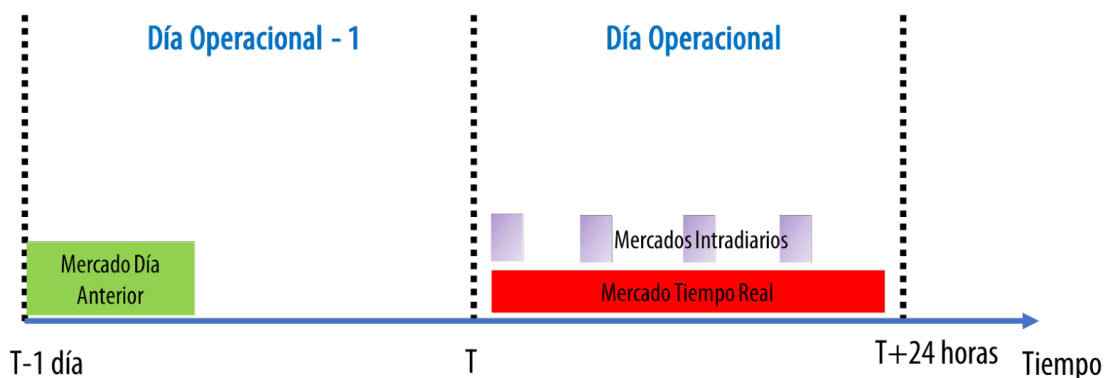


Figura 5.7. Esquema de múltiples etapas de liquidación.

A continuación, en la Tabla 5.2, se describen las fórmulas correspondientes a los diferentes conceptos de remuneración bajo los diferentes esquemas propuestos.

Tabla 5.2. Fórmulas de remuneración bajo los diferentes esquemas propuestos.

Producto	Remuneraciones Asociadas		
	Esquema Actual	Esquemas Propuestos (Modelo <b>no</b> considera probabilidad de activación $\alpha$ )	Esquemas Propuestos (Modelo considera probabilidades de activación)
<b>Energía</b>  Costos:  Generación de energía.  Costos de partidas y detenciones.  Costos fijos de operación sin carga.	Provisión de energía:  $Pg_i * \lambda_i^E$		
	Pagos laterales (sobrecostos) asociados a la operación a un costo variable mayor al costo marginal real del sistema:  $Pg_i * \max\{CV - \lambda_i^E, 0\}$		
	Pagos laterales (sobrecostos) asociados al proceso de partida y detención de unidades de generación para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal real no permita cubrir dichos costos en dicho periodo:  $marg_g^t = \max\{CV - \lambda_i^t, 0\} * Pg_i^t$		
	Costos fijos de operación sin carga.  $Sob. P\&D_{firma(f)} = \sum_{g \in f \text{ si } g \text{ con } Cost.P\&D} (\sum_t marg_g^t - Cost.P\&D_g)$		
<b>Reservas</b>  Costos:  Capacidad de reserva:  $Rg^{+/-} * \theta$  Costos de activación:  $\alpha * Rg^+ * CV$ $- \alpha * Rg^- * CV$	Precio diferenciado (CPF- CSF- CTF- CSF+ CTF+):  $\theta * Rg^{+/-} * FMA^{+/-}$  Estos asumen FD = 1 y V = 1.	Precio uniforme (CPF- CSF- CTF- CSF+ CTF+):  $Rg^{+/-} * \lambda^{+/-}$  (Modelo <b>no</b> considera probabilidad de activación $\alpha$ )	Precio uniforme (CPF- CSF- CTF- CSF+ CTF+):  $Rg^{+/-} * (\lambda^{+/-})$ $Rg^{+/-} * (\lambda^{+/-} - \alpha * \lambda_i^E)$  (Modelo <b>considera</b> probabilidad de activación)
	Remuneración por costo de oportunidad (se considera aproximación sobrestimada):  $\max\{\lambda_i^E - CV, 0\} * Rg^+$	N/A	N/A
	Ingresos por la provisión de energía asociada a la activación de reservas:  $\alpha * Rg^+ * \lambda_i^E - \alpha * Rg^- * \lambda_i^E$		(1) N/A  (2) Misma remuneración asociada (←)
	Remuneración por operación a un costo variable mayor al costo marginal (sobrecostos):  $\alpha * Rg^+ * \max\{CV - \lambda_i^E, 0\} - \alpha * Rg^- * \max\{CV - \lambda_i^E, 0\}$		
	Remuneración por costo de operación adicional: Se toma como supuesto que estos son cercanos a 0.		

## 5.4. Análisis de Implementación en Relación a Servicios Complementarios

El diseño de un esquema de mercado de múltiples etapas supone la **necesidad de evaluar el requerimiento o conveniencia de implementar nuevos SSCC, o de ajustar los servicios ya existentes**. Esto, tomando en consideración las **necesidades técnicas y de mercado del sistema**, velando por una operación segura y confiable del sistema eléctrico. **Adicionalmente, debido a la estructura del diseño propuesto se hace necesario hacer cambios en el actual mercado de SSCC en el SEN. En particular en lo referente a la formación de precios**. Los dos esquemas propuestos se basan en un mercado de SSCC co-optimizado con el mercado de energía, lo cual ya está implementado, pero los **precios de los SSCC se asocian a variables duales del modelo de optimización asociado**. A diferencia del esquema actual en donde las remuneraciones consideran un pago por costos directos de provisión basado en naturaleza pay-as-bid y pagos adicionales de naturaleza lateral y discriminatoria para compensar **costos de oportunidad**. Pagos laterales asociados a costos no convexos (e.g., encendidos/apagados) seguirán siendo necesarios y en etapas posteriores se puede evaluar su incorporación en las señales marginales.

En los esquemas propuestos los **costos de oportunidad** están internalizados en las variables duales. La naturaleza del diseño precio uniforme incentiva a los agentes, bajo condiciones de competencia adecuadas, a ofertar en el mercado de SSCC los costos directos de provisión. **Por lo tanto, al igual que en el esquema actual, no hay necesidad de que los agentes tengan que internalizar en sus ofertas costos esperados de oportunidad**. Sin embargo, un esquema precio uniforme se transforma en una ventaja respecto al esquema actual en lo referente a las señales de inversión del mercado. En el esquema actual gran parte de la remuneración está asociada a pagos laterales de naturaleza discriminatoria, lo cual como es reportado en la literatura tiene impactos en las señales de inversión: agentes que pueden entregar de mejor manera los servicios asociados no se ven expuestos a señales que internalizan esos elementos, lo que reduce los incentivos a inversión en dichas tecnologías (Villalobos et al., 2021). Por el contrario, el esquema propuesto donde en la señal de precio uniforme se internalizan los costos de oportunidad genera mejores señales de inversión, al generar incentivos adecuados respecto a los costos que tiene para el sistema la provisión de los SSCC. Los esquemas propuestos sí requerirán cambio al mercado de SSCC, lo que requerirá cambios principalmente al reglamento de SSCC, y otros cuerpos regulatorios derivados.

En lo referente a nuevos productos, se hace necesario evaluar condiciones operacionales, restricciones y atributos que ameriten ir integrando nuevos productos que puedan estar alineados con tecnologías que entreguen los servicios asociados. En particular, una mayor penetración de ERV puede requerir necesidad de productos de control de frecuencia rápidos asociados a disminución de inercia en el sistema. La integración de nuevos productos y modificaciones al diseño requiere evaluar una serie de pasos. El primer paso para cualquier diseño de mercado consiste en la **caracterización de manera adecuada de cuál o cuáles son los productos**. Esta definición de productos debe hacerse de tal manera de conciliar dos grandes necesidades: necesidades técnicas y necesidades de mercado (de Castro, Negrete-Pincetic, & Gross, 2008; Negrete-Pincetic et al., 2015). Desde un punto de vista técnico, la definición de los productos es altamente dependiente de las características y necesidades técnicas actuales y esperadas del SEN. El producto debe definirse de tal manera que el servicio complementario asociado a dicho producto facilite una operación confiable del sistema eléctrico. Sin embargo, un producto que contenga demasiados atributos para lograr esa operación confiable podría entrar en conflicto con las necesidades de mercado: un producto demasiado específico puede resultar en un producto donde no existan condiciones para la implementación de un mercado. El compromiso existente



entre ambos elementos puede verse reflejado en la Figura 5.8 a continuación. Por lo tanto, una primera etapa se enfoca en la **caracterización de las necesidades técnicas y a partir de eso definir productos para cada uno de los SSCC de interés.**

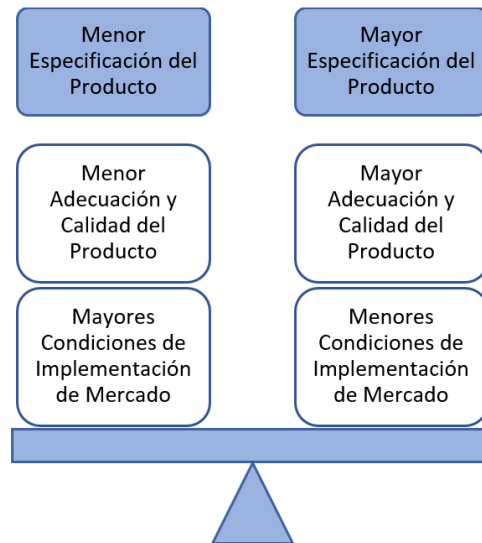


Figura 5.8. Compromiso entre la adecuación y calidad del producto respecto a sus condiciones de implementación de mercado.

Una vez definidos los productos, se vuelve necesaria la **evaluación de las condiciones de competencia para cada uno de los productos definidos.** La evaluación de las condiciones de competencia en sistemas eléctricos es un ejercicio con diversos desafíos, principalmente metodológicos, pues muchos de los indicadores y metodologías utilizadas para este tipo de análisis en otras industrias, no son directamente aplicables (Borenstein, Bushnell, & Knittel, 1999). La complejidad asociada a la operación de los sistemas eléctricos, y el impacto que pueden tener en generar condiciones de competencia, requiere el desarrollo de metodologías específicas para el contexto de los sistemas eléctricos. Estas metodologías complementan análisis tradicionales de definición de mercados relevantes, análisis de barreras de entrada, y perspectivas tecnológicas para la provisión de los SSCC definidos.

En función del análisis de condiciones de competencia, el próximo paso consiste en la **especificación de los mecanismos de materialización.** En aquellos SSCC donde no se puedan descartar las condiciones de competencia, se deberán definir esquemas de **subastas o licitaciones**, dependiendo de la temporalidad y nivel de competencia asociado. En general, la experiencia internacional, muestra que aquellos productos donde los costos son altamente dependientes de la operación de corto plazo, como para el caso de regulación de frecuencia, mecanismos de subastas en esquemas simultáneos o secuenciales son el principal esquema de materialización. Dentro de las subastas, el mecanismo utilizado (e.g., tipo de subasta) también puede tener un impacto relevante en los resultados del mercado, a través de los incentivos que puedan generar en el comportamiento de los agentes. Por otro lado, para aquellos servicios donde no existan condiciones de competencia en el corto plazo, se deberán definir esquemas de materialización que pueden incluir la **instrucción directa, contratos bilaterales o licitaciones de largo plazo**, para aquellos productos donde sí existan condiciones para la llegada de nuevos participantes al mercado (e.g., almacenamiento o respuesta de demanda).

La etapa final se enfoca en la **implementación y administración de los mecanismos de materialización**. La experiencia en diversos sistemas eléctricos muestra la necesidad de alinear resultados y diseños sustentados en principios sólidos de la ingeniería eléctrica y la economía con la implementación práctica, tomando en consideración restricciones impuestas por la operación del CEN, incentivos de los agentes, y la complejidad inherente a los mercados eléctricos. Con todo lo anterior, a continuación se presenta un esquema de implementación de mercados de SSCC.

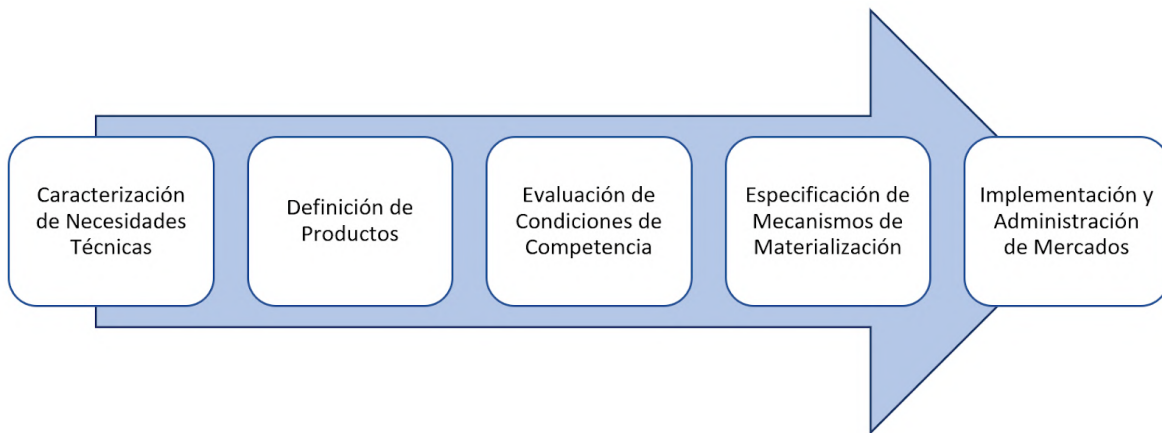


Figura 5.9. Esquema de implementación de nuevos productos en mercados de SSCC.

En relación a lo anterior, cabe considerar los siguientes aspectos dentro de la evaluación:

- Factibilidad de implementación mediante esquemas de co-optimización de energía y SSCC, de manera tal que estos servicios sean ofertados y adjudicados dentro de los mecanismos de liquidación múltiple propuestos y que así los agentes sean capaces de gestionar sus propios riesgos.
- Potenciales barreras de entrada, producto del compromiso entre la especificación y las condiciones de implementación previamente mencionado y de las posibles brechas que puedan existir entre distintas tecnologías para la provisión de estos servicios, con especial foco en aquellas tecnologías que actualmente presentan escasa participación (ya sea por diseño o capacidad técnica), como lo es la demanda.
- Determinación de criterios y metodologías para el monitoreo y supervisión de las condiciones de competencia, que sean adecuadas para los SSCC considerados. Así, se propondrán estrategias de mitigación de poder de mercado consistentes con los horizontes de asignación de los servicios, incluyendo monitoreo de la competencia en corto y mediano plazo, análisis de condiciones críticas de operación y comportamiento de las ofertas de los participantes, cálculo de indicadores relevantes de concentración de mercado y de pivotalidad, determinación de precios máximos, etc.
- Forma en que nuevos agentes y/o tecnologías participarán de la provisión de estos servicios, en cuanto a requerimientos, potencial capacidad de provisión, entre otros. Dentro de este grupo de tecnologías destacan aquellas capaces de proveer flexibilidad al sistema y cuyo cálculo o asignación de un costo variable auditado por parte de un despachador centralizado resulta desafiante, tales como sistemas de almacenamiento de energía, respuesta por parte de la

demanda eléctrica, potenciales agregadores de servicios, y recursos distribuidos, tanto de generación como vehículos eléctricos. Si bien la flexibilidad es un recurso cada vez más crucial en el sistema eléctrico, estos potenciales proveedores de flexibilidad tienen una escasa o nula participación en el actual esquema y como se ha presentado su participación en un mercado basado en costos se ve dificultada por la disponibilidad de información y escalabilidad asociada (e.g., recursos distribuidos). Siendo este punto una de las justificaciones para evaluar una transición hacia un mercado de ofertas, lo que reafirma la necesidad de un mercado de ofertas que promueva su desarrollo.

## 5.5. Análisis de Implementación en Relación al Mecanismo de Suficiencia

Las propuestas de esquemas de liquidación múltiple presentadas **no generarían necesidad** de cambios conceptuales al mecanismo de suficiencia actualmente existente<sup>121</sup>, más allá de las modificaciones que debieran hacerse a este mecanismo principalmente en lo referente a evaluar el uso de pagos administrativos y otras dimensiones actualmente en discusión reglamentaria. Ciertamente frente a una implementación de un mercado de ofertas, particularmente en el caso de ofertas precio/cantidad, los desafíos del actual esquema administrativo para el precio de la potencia se verían potenciados lo que aceleraría la necesidad de repensar y reevaluar dicho mecanismo.

Respecto a lo anterior, cabe analizar de forma particular los **desafíos de continuar con un esquema basado en un cálculo administrativo de precios asociados al mercado de suficiencia**, con un potencial mercado de energía y SSCC basados en ofertas. Debido a la complejidad de estimar información por parte del agente regulador, algo que se verá magnificado frente a la integración de nuevas tecnologías en los mercados que pueden entregar suficiencia: almacenamiento, respuesta de demanda y similares, y la alta dependencia a supuestos de modelación, se evalúan elementos respecto a mecanismos de suficiencia basado en mercados tales como mercados de capacidad. En estos mercados el regulador continúa con desafíos de modelación para obtener estimaciones del requerimiento y generar una curva de demanda que considera algún objetivo de confiabilidad, pero el precio emerge del proceso de mercado (Höschle, 2018; Keppler, 2017).

### 5.5.1. Desafíos de Mercados Eléctricos y Señales de Largo Plazo

Las propuestas para generar las condiciones para un sistema eléctrico flexible y adecuado a las necesidades y desafíos esperados requieren también replantearse el rol de los mercados de largo plazo. Tal como se observó en la experiencia internacional, la mayoría de los sistemas revisados ya cuenta con algún tipo de mecanismo de largo plazo o se encuentra en discusión para incorporar uno. La necesidad de compensaciones adicionales a lo obtenido en los mercado de energía de corto plazo, es un hecho que se aleja del ideal teórico, en el que un mercado de corto plazo de energía, competitivo y con precios bien definidos en períodos de escasez, debiese ser suficiente para generar las señales de inversión de largo plazo (Stoft, 2002). Este caso ideal se puede explicar en base a que los agentes cuentan con costos fijos y marginales de operación. Un mercado donde los precios igualan a los costos marginales de corto plazo en períodos de no escasez, y al costo de falla<sup>122</sup> en los períodos de escasez, debiese ser suficiente para permitir que todos los agentes del mercado recuperen sus costos. Unidades no marginales capturan rentas inframarginales que permiten compensar sus costos fijos, mientras que las unidades marginales recuperan dichos costos en los períodos de escasez, con la diferencia entre el precio de los períodos de escasez y sus costos marginales de operación, la llamada renta de escasez. Por lo tanto, unidades que operan pocas horas por año deben recuperar sus costos anualizados de inversión precisamente en dichas horas.

---

<sup>121</sup> La vinculación al agregar etapas financieras previas a la operación impacta el mercado de corto plazo pero mantiene la necesidad de mecanismos de largo plazo, particularmente en lo referente a señales de inversión más estables. Si se implementa mediante un esquema de costos auditados con elementos de ofertas de cantidad, tal como se ha descrito, no debiese generar necesidad de cambios adicionales al mecanismo administrativo actual.

<sup>122</sup> Tal como se describe en (Keppler, 2017), el modelo idealizado siempre está fijando el precio igual al costo marginal. En períodos de escasez el costo marginal de corto plazo es equivalente al costo marginal de largo plazo el cual es el costo de falla.

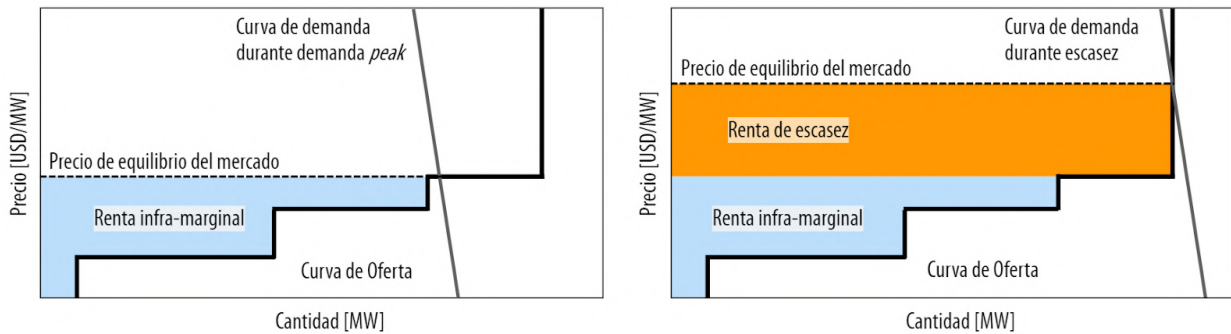


Figura 5.10. Funcionamiento del modelo ideal teórico de mercado eléctrico.  
Elaboración propia en base a (Keppler, 2017).

Este modelo teórico, también conocido como *peak-load pricing*, resulta en que las señales de corto plazo se traducen también en señales de largo plazo. Un aumento de los períodos de escasez, producto de que el sistema no cuenta con una capacidad instalada suficiente, actuará como una señal para la entrada de nuevas inversiones. Similarmente, una baja en los períodos de escasez señalará la postergación de nuevas decisiones de inversión. Teóricamente, estas dinámicas asociadas a los períodos de escasez permiten alcanzar un equilibrio de largo plazo en la capacidad instalada del sistema. Sin embargo, este caso corresponde a una **idealización** que solamente debe considerarse como escenario de comparación, pero que es infactible de cumplir una vez que se toman en consideración elementos reales de la operación de los sistemas eléctricos, tales como la relevancia de la electricidad como insumo básico y aspectos técnico-económicos de las tecnologías asociadas (Batlle & Rodilla, 2010; Keppler, 2017; Newberry et al., 2018; Crampton, 2017; Höschle et al., 2017; De Maere et al., 2017; Bublitz et al., 2019; De Vries, 2004; Joskow, 2007; Leautier, 2016).

Dentro de los principales elementos que explican la diferencia con el ideal teórico se encuentran (De Vries, 2004; Höschle, 2018):

1. **Ausencia de elasticidad de la demanda:** Relacionado con el hecho de que en mercados eléctricos convencionales la demanda tiene un rol más bien pasivo, lo que dificulta la posibilidad de asignar un valor a la confiabilidad del sistema. En un mercado de energía como en el ideal teórico, sin elasticidad en la demanda, los precios serían extremadamente volátiles y con precios altos en períodos de escasez<sup>123</sup>. Luego, una reducida elasticidad en la demanda vuelve necesario contar con mecanismos adicionales para resolver el problema de incentivo a las inversiones<sup>124</sup>.
2. **Restricciones sobre precios (precios máximos):** Otro elemento que dificulta la realización del ideal teórico es la imposibilidad práctica de contar con mercados donde los precios alcancen niveles demasiado altos, incluso si esto ocurre un número reducido de horas durante el año. Lo anterior, debido a que los precios altos pueden ser el reflejo de escasez real o de un comportamiento estratégico de los agentes. Luego, como una medida de mitigación del impacto del abuso del poder de mercado, un elemento común en muchos mercados eléctricos es la

<sup>123</sup> En los trabajos (Wang et al., 2012; Negrete-Pincetic et al., 2017; Cho & Meyn, 2010) se puede apreciar el impacto de un sistema con poca flexibilidad, generando fricciones en el mercado eléctrico. El ideal teórico produce precios extremadamente volátiles.

<sup>124</sup> Particularmente debido al riesgo al que se ven expuestos los agentes (Wang et al., 2012).

definición de un precio máximo menor al ideal teórico, el costo de falla del sistema, lo que reduce la efectividad del mercado en el corto plazo de recuperar todos los costos en los que incurre el sistema<sup>125</sup>.

3. **Información imperfecta:** A diferencia del modelo teórico, en la realidad los agentes enfrentan una gran cantidad de incertidumbre de corto y largo plazo, que impacta la toma de decisiones que sean óptimas desde el punto de vista social. Existe un incremento en los riesgos asociados a inversiones, ya que la estimación del número de horas donde ocurrirán períodos de escasez requiere conocer la distribución de la función de demanda, así como el desarrollo esperado del parque de generación<sup>126</sup>.
4. **Incertidumbre y restricciones regulatorias:** Otra fuente de incertidumbre relevante en sistemas eléctricos es la incertidumbre regulatoria, la que incluye cambios en el diseño de mercado, la intervención política durante períodos de escasez, cambios en los mercados asociados (e.g., combustibles), y restricciones y procesos asociados a la inversión en nuevas tecnologías.
5. **Aversión al riesgo:** Un elemento que es fundamental para explicar las diferencias con el ideal teórico dice relación con la estrategia frente al riesgo de distintos agentes. El modelo ideal teórico asume una neutralidad frente al riesgo. Sin embargo, existe evidencia de que los desarrolladores de tecnologías son en general aversos al riesgo, particularmente en sistemas con multiplicidad de riesgos cuantificables y no cuantificables como en el caso de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, dicha aversión al riesgo impacta en que las decisiones privadas de inversión no necesariamente resultarán en los niveles adecuados de capacidad requeridos por el sistema.
6. **Incertidumbre de mercados asociados y otras externalidades:** La incertidumbre y riesgos relacionados a mercados asociados, requeridos para el desarrollo de sistemas eléctricos, son otra fuente de discordancia del modelo teórico respecto a implementaciones reales.
7. **Mercados ausentes:** Otro elemento que se utiliza para explicar la disonancia entre el modelo ideal teórico y los mercados en la realidad, se debe a que hay ciertas externalidades que no se logran internalizar en los mercados existentes. Luego, hay un mercado ausente o *missing market* (Newbery, 2016b). En el caso particular de las señales de inversión, las externalidades no internalizadas son precisamente aquellas relacionadas con la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico (Keppler, 2017).

### 5.5.2. Necesidad de Mecanismos de Capacidad

Luego, una interrogante central al restablecimiento de las señales de inversión de largo plazo tiene que ver con cómo mejorar los mercados de corto plazo, implementados en la práctica. En torno a esta interrogante, existen dos principales familias de soluciones:

---

<sup>125</sup> El impacto de limitaciones a los precios en los ingresos de los agentes es lo que se ha definido como el “*missing money problem*”.

<sup>126</sup> El uso de modelos basados en realizaciones históricas es de poco uso en sistemas eléctricos, donde existen importantes cambios debido a nuevas tecnologías y requerimientos del sistema en su evolución.

- **Precios de Escasez:** Enfocados en mejorar el mercado de corto plazo, de forma tal de subsanar las deficiencias antes consideradas, a través de la implementación de esquemas de *scarcity pricing*, tales como curvas de demanda de reservas operacionales o altos precios máximos (Bajo-Buenestado, 2019; Papavasiliou & Smeers, 2017; Hogan, 2017; Levin & Botterud, 2015).
- **Mecanismos de Capacidad:** Enfocados en complementar las señales de corto plazo con compensaciones adicionales, a través de la inclusión de mecanismos de capacidad, tales como pagos por capacidad, subastas por capacidad y licitaciones por infraestructura, entre otros (Brown, 2018; Bublitz et al., 2019; Bajo-Buenestado, 2017; Griffes, 2014; IRENA, 2019; Jenkin et al., 2016).

No existe total consenso en la literatura respecto a cuál debiese ser la solución más apropiada, lo que se traduce en la necesidad de implementar soluciones de naturaleza híbrida, incluyendo mejoras a los mercados de corto plazo, así como nuevos esquemas de mercado en el largo plazo. Sin embargo, la mayoría de la investigación relacionada sustenta la **imposibilidad práctica** de solucionar los problemas de señales de inversión en sistemas eléctricos, exclusivamente mediante modificaciones a los mercados de corto plazo (Joskow, 2007; Keppler, 2017; Ockenfels et al., 2013; Neuhoff & De Vries, 2004; Joskow, 2019). Un trabajo que desarrolla con claridad argumentos económicos que respaldan la necesidad de mecanismos de remuneración de capacidad es el desarrollado en (Keppler, 2017). Los argumentos principales se basan en **externalidades asociadas a la seguridad de suministro** y la **asimetría de incentivos de inversión**, lo que resulta en que los niveles de inversión privados no igualen los niveles requeridos socialmente.

Por lo tanto, incluso con modificaciones y ajustes a los mercados de corto plazo, existe una necesidad de mecanismos adicionales para compensar la capacidad requerida socialmente. Ciertamente estas necesidades se ven aumentadas al considerar aspectos de flexibilidad, donde incluso con las mejoras en el corto plazo de la formación de precios, los argumentos antes mencionados siguen siendo válidos e incluso se pueden magnificar, como en el caso de la volatilidad de los mercados de corto plazo con períodos de precios altos y bajos. En base a lo anterior, es esperable que diseños de mercados **deberán considerar mecanismos que, además de compensar la componente de energía y otros servicios en el corto plazo, sea capaz de compensar las inversiones en capacidad requeridas por el sistema utilizando mecanismos de largo plazo, capacidad que además debiera considerar atributos de flexibilidad en su definición como producto.**

### 5.5.3. Categorización de Mecanismos de Capacidad

Una vez establecido que se necesita un mecanismo de capacidad, se deben evaluar distintas realizaciones de este. En general, los mecanismos de capacidad se pueden categorizar en función del nivel de involucramiento del regulador, desde mecanismos de pagos administrativos por capacidad, hasta mercados de capacidad de diversa naturaleza. Una categorización **en función del rol del regulador** se aprecia en la Figura 5.11, donde se aprecia que el esquema actual imperante en Chile es el que involucra un mayor rol del regulador.



Figura 5.11. Categorización de mecanismos de capacidad en función del rol del regulador. Elaboración propia en base a (Höschle, 2018).

Adicionalmente, los mecanismos de capacidad se pueden categorizar en aquellos basados en cantidad o precio, tal como se aprecia en la Figura 5.12 a continuación. Los **mecanismos basados en precios** generan incentivos a través de compensaciones adicionales a los distintos agentes, por lo que no existe certeza del nivel de capacidad que se obtendrá como resultado de dicho mecanismo, pues dependerá de la reacción de los incentivos de los agentes. **Adicionalmente, estos no generan los incentivos requeridos para que las tecnologías que reciben los pagos asociados se encuentren presentes en los períodos de real necesidad del sistema (Batlle et al., 2007)**. Finalmente, el cálculo de los precios de capacidad es una tarea altamente dependiente de la metodología, información y supuestos utilizados, por lo que es probable que este tipo de mecanismos resulte en situaciones de sub o sobre-inversión.

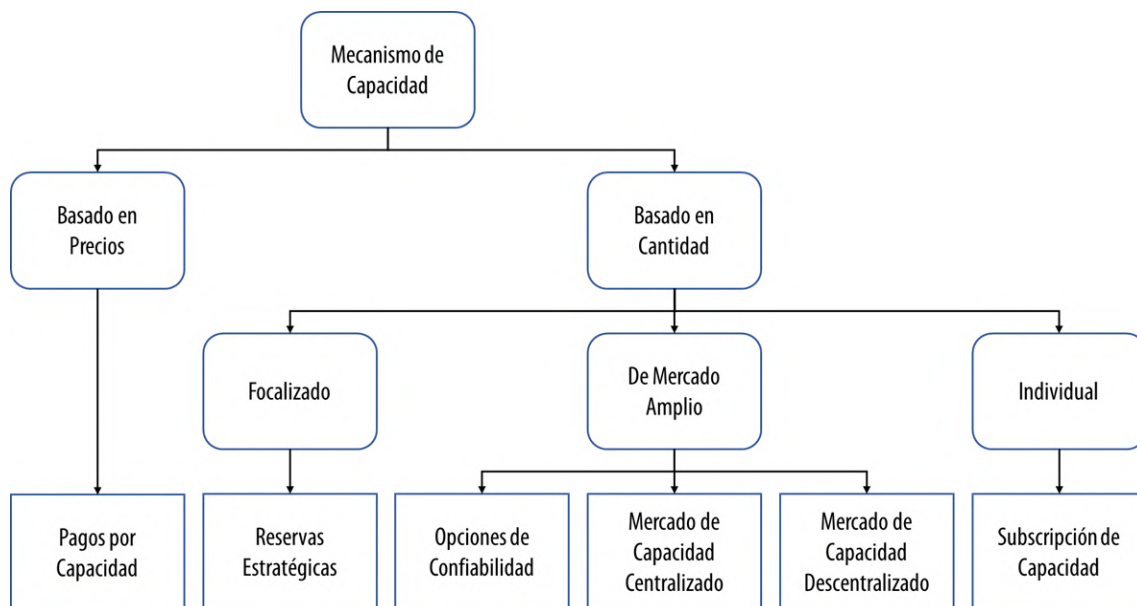


Figura 5.12. Categorización de mecanismos de capacidad. Elaboración propia en base a (Höschle, 2018).

En contraste, los **mecanismos basados en cantidad** se sustentan en que el regulador fije objetivos sobre la capacidad requerida, mientras que el precio emerge de la interacción de los agentes en el mercado establecido. Las principales ventajas de este mecanismo incluyen que la cantidad de capacidad, **incluso con atributos particulares**, puede ser efectivamente controlada, no es necesario el conocimiento de información de naturaleza estratégica de las empresas, y tiene un foco más en atributos y necesidades técnicas y no en atributos económicos. Ciertamente los mecanismos basados en cantidad presentan una



serie de desafíos, particularmente al momento de elegir uno en particular, pues a diferencia de los esquemas basados en precios, estos cuentan con una variedad de alternativas de materialización, tal y como se presenta en la figura anterior.

En base a los elementos antes descritos, de manera general se sugiere una **transición desde un esquema de compensación por capacidad basado en precios, hacia un esquema basado en cantidad. Se reafirma que este cambio no es necesariamente motivado por los cambios a mercados de liquidación múltiple. Más allá de los cambios a mercado de liquidación múltiple la reevaluación del mercado de suficiencia en el SEN debe ser un elemento a considerar. Particularmente en los impactos en tiempos regulatorios para su implementación.**

Dentro de los esquemas basados en cantidad, los tres tipos de diseño con mayor implementación incluyen: reservas estratégicas, mercados centralizados de capacidad y opciones de confiabilidad, donde la principal diferencia entre estos esquemas incluyen la naturaleza de los participantes y los atributos del producto. En particular, los  **Mercados Centralizados de Capacidad** corresponden a mecanismos de mercado donde se considera una instancia adicional de largo plazo, el mercado de capacidad. En este mercado, el operador cuantifica un requerimiento, usualmente de capacidad sin atributos adicionales, y genera una curva de demanda. Luego, mediante un proceso de licitación, se asegura la cantidad demandada del producto y se obtiene el precio. Un desafío que han enfrentado los mercados de capacidad ha sido el detalle de la definición de los productos, el diseño de las reglas de mercado, y la consideración de mecanismos para asegurar que la capacidad contratada se encuentre disponible cuando ésta se requiere. Diversos estudios muestran la efectividad de mercados de capacidad respecto a otros mecanismos para asegurar inversiones. Por ejemplo, en (Bhagat et al., 2017) se analiza la efectividad de los mercados de capacidad frente a situaciones que puedan generar condiciones de sub-inversión en sistemas eléctricos: información imperfecta e incertidumbre, un aumento de generación variable y *shocks*<sup>127</sup> de demanda. Los resultados muestran que un mercado de capacidad centralizado puede mejorar la suficiencia del sistema y reducir los costos que enfrentan los consumidores. Similarmente, los mercados de capacidad son más efectivos que esquemas basados en reservas estratégicas. En el trabajo de (Ousman et al., 2018), se investiga el impacto de la aversión al riesgo en los resultados de mecanismos de capacidad. Los resultados muestran que mercados de capacidad son preferibles respecto a un mercado solo de energía y mecanismos de reservas estratégicas. Similarmente, (Keles et al., 2016) analizan para el caso alemán los beneficios de mercados de capacidad por sobre reservas estratégicas. En (Petitet et al., 2016) se realiza una comparación de esquemas basados en escasez y mecanismos de capacidad. Sus resultados muestran la relevancia de considerar aspectos de aversión al riesgo. Frente a dicho escenario, los resultados muestran las ventajas de mecanismos de capacidad respecto a mecanismos basados en precios de escasez. Finalmente, cabe destacar que respecto a la incorporación de atributos de flexibilidad en mercados de capacidad, en Alberta, Canadá, se está evaluando la implementación de mercados de capacidad donde se requiere que los participantes entreguen información respecto de sus capacidades de rampa (IRENA, 2019).

#### 5.5.4. Desarrollo del Mecanismo de Capacidad

En base a lo anterior, se propone una **transición hacia un esquema de mercado de capacidad centralizado, donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y posiblemente atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan**

---

<sup>127</sup> Variaciones abruptas de la demanda.

**productos específicos y contratos a ser licitados.** De esta manera, el precio asociado a la capacidad emerge de la **interacción de los distintos agentes**, y no es fijado de manera administrativa.

Lo anterior, sustentado en las prácticas internacionales, los resultados de la literatura especializada y la consideración de dimensiones de implementación prácticas. Dentro de los esquemas basados en cantidad, este mecanismo es el que cuenta con una mayor similitud al proceso actual implementado en Chile, basado en precios administrativos, con la diferencia de que el precio resultará del proceso de mercado. El proceso de diseño del mercado de capacidad con atributos de flexibilidad debe incluir la definición de los modelos matemáticos centralizados para el cálculo de los requerimientos de flexibilidad, la definición de los productos (definiendo tiempos de los contratos, periodicidad del esquema, atributos para participar, etc.), esquemas de penalización que incentiven la participación en los mercados de corto plazo, mecanismos de certificación para la capacidad asociada a tecnologías como fuentes renovables, almacenamiento y respuesta de demanda, y el esquema de licitación a implementar. Todas estas son dimensiones que deben considerar elementos particulares de los sistemas chilenos, por lo que se requerirá de períodos de tiempo razonables para su diseño, implementación y puesta en marcha.

La revisión de la experiencia internacional entrega bastantes elementos de relevancia para el caso chileno. Como conclusión general se describe que, en general, en todos los sistemas revisados la demanda tiene una participación mucho más activa, en diversos niveles de los sistemas y mercados eléctricos, respecto al caso nacional. De hecho, existe una transición hacia la integración y desarrollo de esquemas más sofisticados que de alguna manera actúan como señales en lazo cerrado, en los que la demanda participa activamente de los diferentes niveles de mercado. Sin embargo, lo anterior requiere una infraestructura tecnológica, tanto en términos de medición inteligente, como en los modelos mismos de despacho requeridos para la operación del sistema que aún no se encuentran disponibles en el sistema eléctrico en Chile.

## 6. Análisis de Desempeño de Esquemas de Liquidación Múltiple

### 6.1. Análisis de Baja Escala

En la presente sección mediante el uso de simulaciones se evalúa la operación esperada del sistema bajo los esquemas de mercado propuestos, enfatizando las ventajas y desventajas de su implementación en el SEN, en contraste con la situación actual. Para esta evaluación, resulta relevante reiterar el mensaje de que un mecanismo de liquidación múltiple debe entregar algún grado de libertad a los agentes, ya sea a través de decidir en qué etapa participar, entregar información sobre disponibilidad u otro tipo de ofertas (precio, capacidad disponible, etc.).

De tal forma de apreciar los impactos de los diversos elementos de las propuestas se implementan en primera instancia simulaciones en un sistema reducido de baja escala pero que sí captura los elementos críticos: encendido y apagado de unidades y restricciones intertemporales de operación. De esta manera es posible apreciar directamente cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tiene impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales lo que permite evaluar las dos propuestas. En particular es relevante apreciar las ventajas de la Propuesta 2 frente a una alta penetración de energías renovables variables donde rampas intradiarias podrían ser un elemento relevante durante la operación.

Es importante hacer notar que las conclusiones y análisis de las distintas propuestas, en lo referente a las simulaciones, no son dependientes de la escala del sistema simulado. Luego, las simulaciones considerando un sistema con un mayor número de generadores y aspectos operacionales adicionales entregarán conclusiones similares.

A partir de los resultados obtenidos para escenarios sin limitaciones de rampa, es posible apreciar cómo mejores pronósticos en etapas Intradiarias de mercado en el Esquema Propuesto 2 permiten a los agentes corregir de mejor forma sus posiciones respecto de etapas previas, reduciendo su exposición a impactos producto de desviaciones en Tiempo Real, a diferencia del Esquema Propuesto 1, en el que los agentes no cuentan en etapas intradiarias de corrección de pronósticos. Adicionalmente, se desprende el valor que tiene para el despacho eficiente del sistema la co-optimización de energía y reservas, como en los Esquemas Propuestos 1 y 2, en comparación al Esquema Actual, en el cual se fijan las asignaciones de reservas en base solo a la programación del Día Anterior. Los Esquemas Propuestos 1 y 2 suponen la remuneración de reservas por disponibilidad en base al **precio uniforme** resultado del problema de co-optimización, lo que resulta en márgenes de utilidad para aquellas firmas que logran proveer reservas con costos de provisión por debajo de los costos marginales correspondientes. Por otro lado, cuando las **limitaciones de rampa (restricciones intertemporales)** se encuentran activas, la capacidad de contar con ventanas de tiempo de optimización y pronósticos corregidos se traduce en un despacho más eficiente de las unidades del sistema para el balance de los desvíos de la demanda y la generación, con lo que los costos totales de operación de un **Esquema Propuesto 2** bajo mejores pronósticos resultan menores a aquellos obtenidos en base al Esquema Actual y Esquema Propuesto 1, los cuales no contemplan una ventana de optimización.

### 6.1.1. Escenarios Sin Límite de Rampa: Vinculancia y Valor de la Información

Se considera el siguiente parque de generación compuesto por 4 unidades, donde GEN0 representa a un generador renovable con costo variable 0 USD/MWh y factor de capacidad variable a lo largo del día. Los generadores GEN1, GEN2 y GEN3 presentan costos variables progresivamente mayores.

Tabla 6.1. Parámetros del parque de generación bajo escenarios sin restricciones de rampa.

Parámetro	GEN1	GEN2	GEN3	GEN0
Costo Variable (USD/MWh)	30	50	100	0
Potencia Mínima (MW)	100	0	0	0
Potencia Máxima (MW)	200	160	140	100
Rampa (MW)	200	160	140	100
Capacidad de Reserva de Subida (MW)	10	10	10	10
Capacidad de Reserva de Bajada (MW)	10	10	10	10
Costos de Desgaste (Wear & Tear) (USD/MW)	10	6	4	2

Se considera un horizonte de operación de 6 horas, en donde el Esquema 2 propuesto considera 2 etapas intradiarias, una en la hora 1 y otra en la hora 3, en donde los agentes pueden ajustar sus posiciones.

Considere además los siguientes pronósticos de demanda. En la tabla, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza sino hasta la hora 4 en la operación en Tiempo Real. En la hora 5 se actualiza el pronóstico de acuerdo a una realización de la demanda de 400 MW. Es decir, 50 MW más que lo pronosticado hasta ese momento. Adicionalmente, considerar requerimientos de reservas de subida y de bajada constantes de 15 MW.

Tabla 6.2. Pronósticos de demanda (MW).

Hr.	Día Anterior	Intradiario Hora 1	Tiempo Real Hora 1	Tiempo Real Hora 2	Intradiario Hora 3	Tiempo Real Hora 3	Tiempo Real Hora 4	Tiempo Real Hora 5	Tiempo Real Hora 6
1	250	250	250						
2	220	220	220	220					
3	260	260	260	260	260	260			
4	300	300	300	300	300	300	300		
5	350	350	350	350	350	350	350	400 (+50)	
6	300	300	300	300	300	300	300	300	300

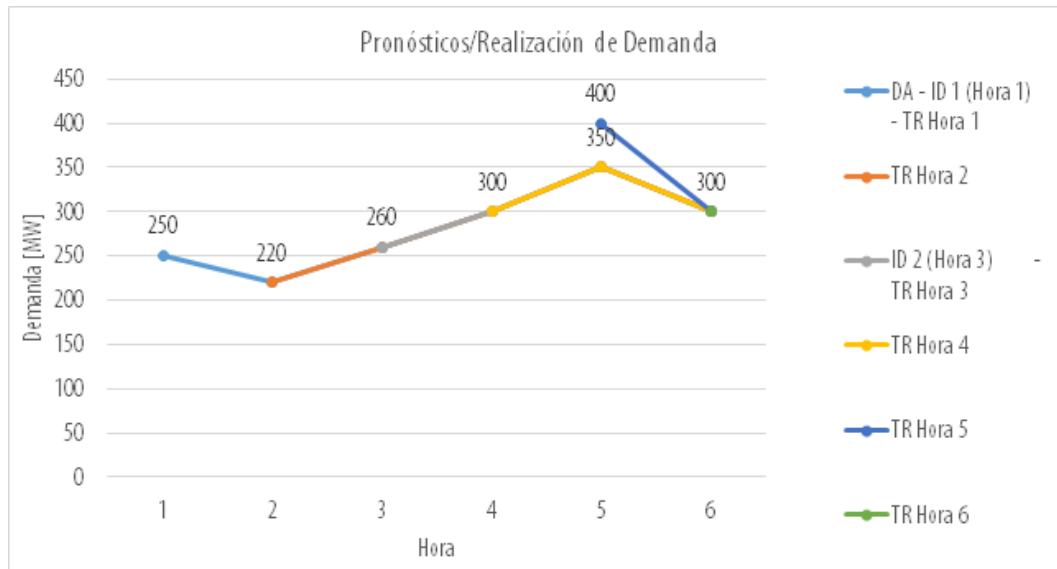


Figura 6.1. Pronósticos de demanda<sup>128</sup>.

Considere además los siguientes pronósticos de generación renovable del GENO, dados por sus factores de planta pronosticados. En la tabla, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza en la etapa Intradiaria Hora 1, hasta la hora 2 en la operación en Tiempo Real. Se distinguen dos posibles escenarios: un escenario de Pronóstico Medio y uno de Mejor pronóstico.

- **Pronóstico Medio:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste de los pronósticos de GENO para las horas 3, 4 y 5 a 0.5, 0.5 y 0.2, respectivamente. Luego, en la hora 4 en la operación en Tiempo Real, se corrigen nuevamente los pronósticos de las horas 4 y 5, ahora a 0.4 y 0.1, respectivamente. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real.
- **Mejor Pronóstico:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste de los pronósticos de GENO bajo el supuesto de información perfecta para las horas 3, 4 y 5 a 0.5, 0.4 y 0.1, respectivamente. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real. En este escenario, GENO logra corregir su posición en la etapa Intradiaria Hora 3, corrigiendo la totalidad de los desvíos en las horas 3, 4 y 5.

<sup>128</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.

Tabla 6.3. Pronóstico generación renovable (factor de capacidad del GEN0).

			Pronóstico Medio						
Hr.	Día Anterior	Intradiario Hora 1	Tiempo Real Hora 1	Tiempo Real Hora 2	Intradiario Hora 3	Tiempo Real Hora 3	Tiempo Real Hora 4	Tiempo Real Hora 5	Tiempo Real Hora 6
1	0	0	0						
2	0.3	0.3	0.3	0.3					
3	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5 (-0.1)	0.5			
4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5 (-0.1)	0.5	0.4 (-0.1)		
5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2 (-0.1)	0.2	0.1 (-0.1)	0.1	
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0

			Mejor Pronóstico						
Hr.	Día Anterior	Intradiario Hora 1	Tiempo Real Hora 1	Tiempo Real Hora 2	Intradiario Hora 3	Tiempo Real Hora 3	Tiempo Real Hora 4	Tiempo Real Hora 5	Tiempo Real Hora 6
1	0	0	0						
2	0.3	0.3	0.3	0.3					
3	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5 (-0.1)	0.5			
4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4 (-0.2)	0.4	0.4		
5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1 (-0.2)	0.1	0.1	0.1	
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0

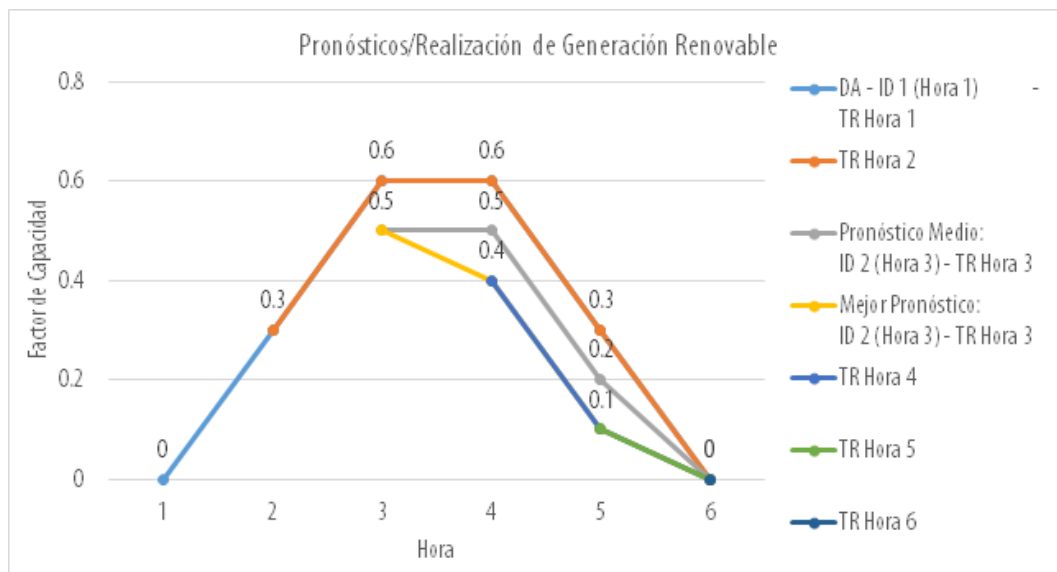


Figura 6.2. Pronóstico generación renovable (factor de capacidad del GEN0)<sup>129</sup>.

<sup>129</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.

## Día Anterior

Se calcula el pre-despacho y asignación de reservas del Día Anterior en base al pronóstico respectivo. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes en este mercado.

Tabla 6.4. Pre-despacho del Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	200	50	0	50
2	30	190	0	0	30
3	60	200	0	0	30
4	60	200	40	0	50
5	30	200	120	0	50
6	0	200	100	0	50
Ingresos Día Anterior	7200	51700	15500	0	Pagos Totales de la Demanda: 74400
Costos Totales Día Anterior	0	35700	15500	0	Costos Totales de Operación: 51200

Tabla 6.5. Asignación de reservas de subida del Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal Reserva de Subida (USD/MW)
1	0	0	5	10	6
2	0	0	5	10	6
3	0	0	5	10	6
4	0	0	5	10	6
5	0	0	5	10	6
6	0	0	5	10	6
Ingresos Día Anterior	0	0	180	360	Pagos Totales de la Demanda: 540
Costos Totales Día Anterior	0	0	180	240	Costos Totales de Provisión de Reservas: 420

Tabla 6.6. Asignación de reservas de bajada del Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal Reserva de Bajada (USD/MW)
1	0	5	10	0	10
2	10	5	0	0	10
3	10	5	0	0	10
4	10	0	5	0	6
5	10	0	5	0	6
6	0	5	10	0	10
Ingresos Día Anterior	320	200	260	0	Pagos Totales de la Demanda: 780
Costos Totales Día Anterior	80	200	180	0	Costos Totales de Provisión de Reservas: 460

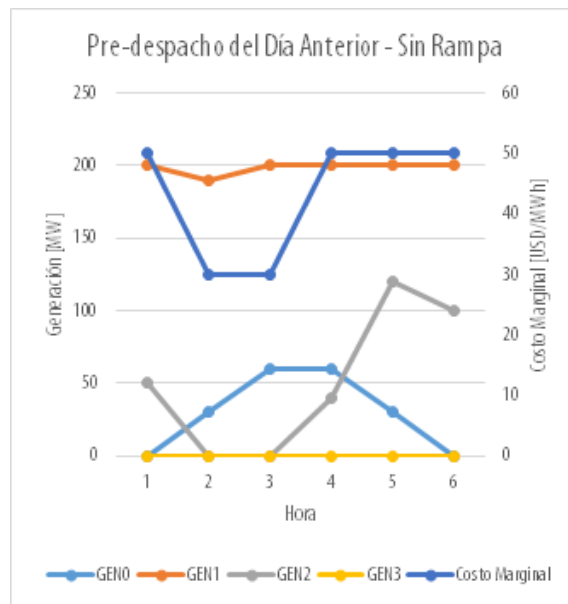


Figura 6.3. Pre-despacho del Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa.

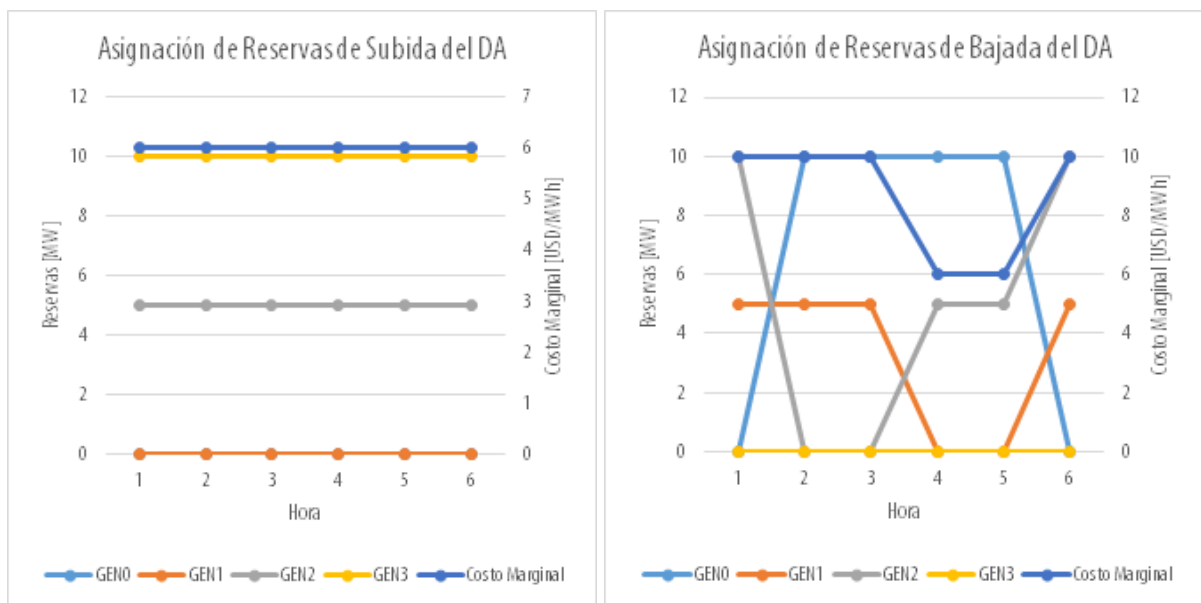


Figura 6.4. Asignación de reservas de subida (izq.) y bajada (der.) del Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa.

### Esquema Actual

Bajo el Esquema Actual no existe vinculancia de la programación del Día Anterior respecto de la operación en Tiempo Real, por lo que los ingresos que reciben los agentes se calculan directamente a partir del despacho del sistema en Tiempo Real, independientemente de las diferencias respecto de la programación del Día Anterior.

El Esquema Actual resuelve el problema de optimización de Tiempo Real para la hora en curso. Esto significa que en la hora  $t$  en la operación en Tiempo Real se resuelve el problema con horizonte en dicha hora  $t$  con pronósticos actualizados, y por lo tanto, no considera una ventana de optimización por sobre



dicha hora ni pronósticos futuros de demanda o generación renovable, lo que emula la operación que actualmente lleva a cabo el CEN en base al uso de listas de mérito. Adicionalmente, este no considera la co-optimización de energías y reservas, por lo que la asignación de reservas permanece de acuerdo a lo definido en la programación del Día Anterior.

Luego, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según la casación en este mercado.

Los errores de pronóstico de la demanda y generación renovable descritos anteriormente resultan en un despacho en Tiempo Real diferente respecto de la programación del Día Anterior. **En particular, al no ser vinculante este esquema, los errores de pronóstico del GEN0 no resultan en penalizaciones en el mercado en Tiempo Real.** En base a todo lo anterior, bajo el Esquema Actual, el GEN0 recibiría ingresos *ex-post* en base a la operación en Tiempo Real del sistema por 6,400 USD por concepto de energía.

Tabla 6.7. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	200	50	0	50
2	30	190	0	0	30
3	50	200	10	0	50
4	40	200	60	0	50
5	10	200	155	35	100
6	0	200	100	0	50
Ingresos Esquema Actual	6400	65700	26500	3500	Pagos Totales de la Demanda: 102100
Costos Totales Esquema Actual	0	35700	18750	3500	Costos Totales de Operación: 57950
Utilidad Esquema Actual	6400	30000	7750	0	

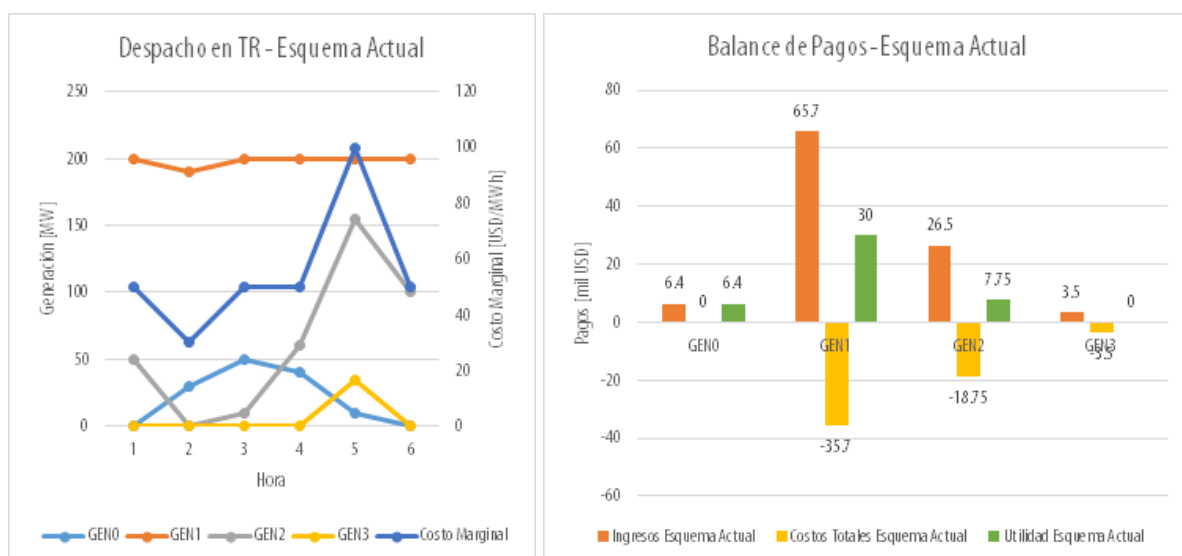


Figura 6.5. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (izq.) y balance de pagos (der.).

Bajo el Esquema Actual, la asignación de reservas del Día Anterior se mantiene, y el pago de estas se realiza en base directamente a los costos de provisión del servicio de cada una de las unidades que las proveen.

### Esquema 1

A diferencia del Esquema Actual, bajo el Esquema 1 se considera la vinculancia de la programación del Día Anterior respecto de la operación en Tiempo Real. Así, el despacho en Tiempo Real resulta en diferencias (negativas o positivas) respecto de la programación del Día Anterior cuyos impactos son percibidos por los propios agentes en base a los costos marginales en Tiempo Real.

Al igual que el Esquema Actual, el Esquema 1 resuelve el problema de optimización de Tiempo Real para la hora en curso. Esto significa que en la hora  $t$  en la operación en Tiempo Real se resuelve el problema con horizonte en dicha hora  $t$  con pronósticos actualizados, y por lo tanto, no considera una ventana de optimización por sobre dicha hora ni pronósticos futuros de demanda o generación renovable. A diferencia del Esquema Actual, este considera la co-optimización de energías y reservas.

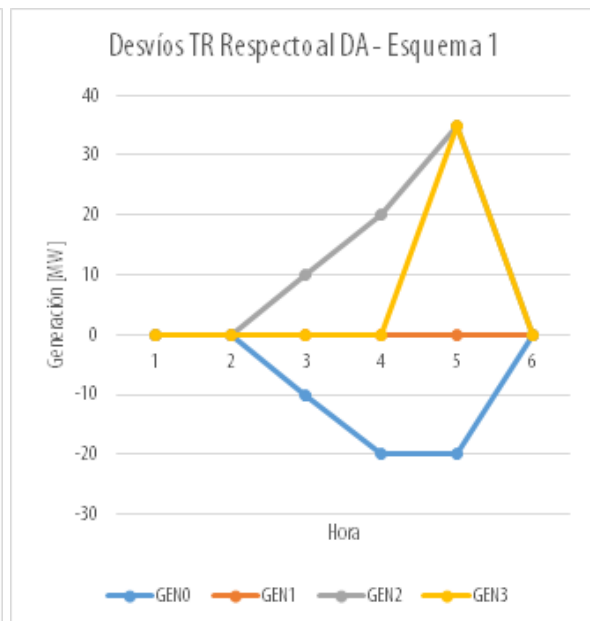
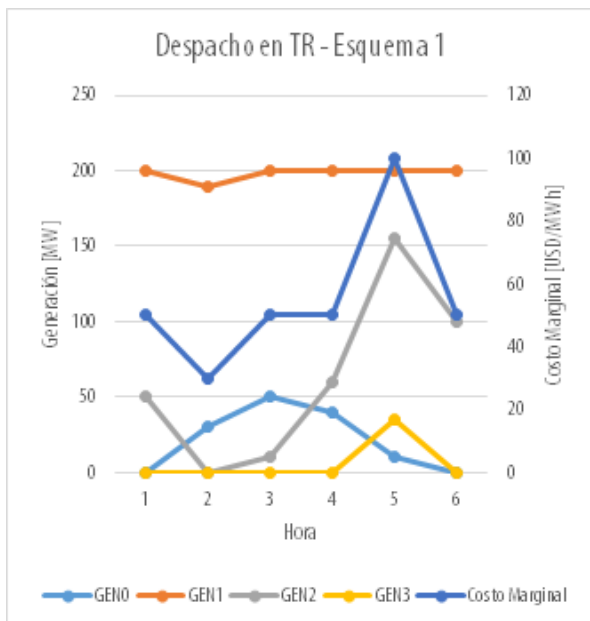
Luego, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado.

Como se señaló anteriormente, los errores de pronóstico de la demanda y generación renovable resultan en un despacho en Tiempo Real diferente respecto de la programación del Día Anterior, y se producen diferencias cuyos impactos son percibidos en la casación en Tiempo Real.

En particular, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto del error de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en el mercado en Tiempo Real, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe del Mercado del Día Anterior. **En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 1, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior y operación en Tiempo Real del sistema por 3,700 USD por concepto de energía, menor a lo que recibiría bajo el Esquema Actual.**

Tabla 6.8. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	200	10	0	
4	40	200	60	0	
5	10	200	155	35	
6	0	200	100	0	
<b>Diferencias Respecto al Día Anterior</b>					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	-10	0	10	0	50
4	-20	0	20	0	50
5	-20	0	35	35	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Respecto al Día Anterior	-3500	0	5000	3500	
Ingresos Día Anterior	7200	51700	15500	0	
Ingresos Esquema 1	3700	51700	20500	3500	Pagos Totales de la Demanda: 79400
Costos Totales Esquema 1	0	35700	18750	3500	Costos Totales de Operación: 57950
Utilidad Esquema 1	3700	16000	1750	0	



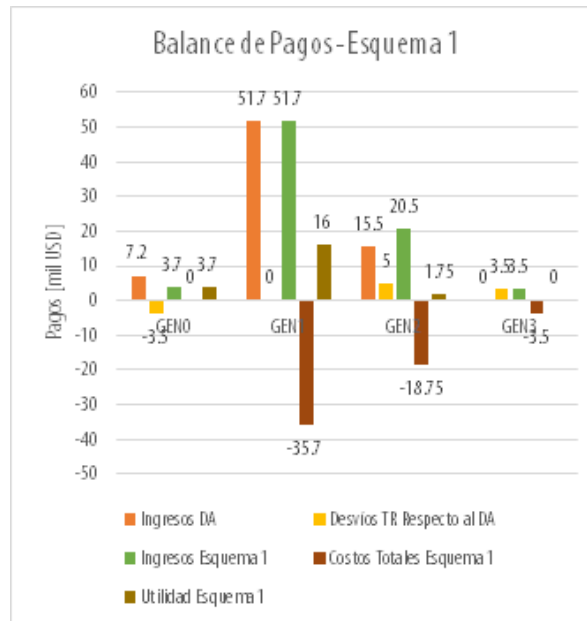


Figura 6.6. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo).

Respecto a la asignación de reservas de subida, estas no difieren de aquellas asignadas en el Día Anterior. No obstante, cabe destacar que a diferencia del Esquema Actual, el Esquema 1 supone la remuneración de reservas en base al precio uniforme resultado del problema de co-optimización, con lo que esquema resulta en márgenes de utilidad para aquellas firmas que logran proveer reservas con costos de provisión por debajo de los costos marginales correspondientes.

Tabla 6.9. Diferencias respecto al Día Anterior de la asignación de reservas de subida en Tiempo Real en base al Esquema 1 sin restricciones de rampa.

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal Reserva de Subida (USD/MW)
Ingresos Diferencias Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	
Ingresos Día Anterior	0	0	180	360	Pagos Totales de la Demanda: 540
Costos Totales Día Anterior	0	0	180	240	Costos Totales de Provisión de Reservas: 420
Utilidad Esquema 1	0	0	0	120	

En este punto, cabe destacar que **producto de la co-optimización de energía y reservas en etapas posteriores al Día Anterior, el Esquema 2 resulta en una asignación más eficiente de las reservas en función de las desviaciones de demanda y generación renovable respecto de la programación del Día Anterior**, lo que permite alcanzar costos totales de provisión de reservas por 430 USD, en comparación con los 460 USD inicialmente asignados en base a la programación del Día Anterior. Por lo demás, se calculan a partir de este esquema los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado.

Tabla 6.10. Asignación de reservas de bajada en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	5	10	0	
2	10	5	0	0	
3	10	0	5	0	
4	10	0	5	0	
5	10	0	0	5	
6	0	5	10	0	
Diferencias Respecto al Día Anterior					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal Reserva de Bajada (USD/MW)
1	0	0	0	0	10
2	0	0	0	0	10
3	0	-5	5	0	6
4	0	0	0	0	6
5	0	0	-5	5	4
6	0	0	0	0	10
Ingresos Diferencias Respecto al Día Anterior	0	-30	10	20	
Ingresos Esquema 1	320	170	270	20	Pagos Totales de la Demanda: 780
Costos Totales Esquema 1	80	150	180	20	Costos Totales de Provisión de Reservas: 430
Utilidad Esquema 1	240	20	90	0	

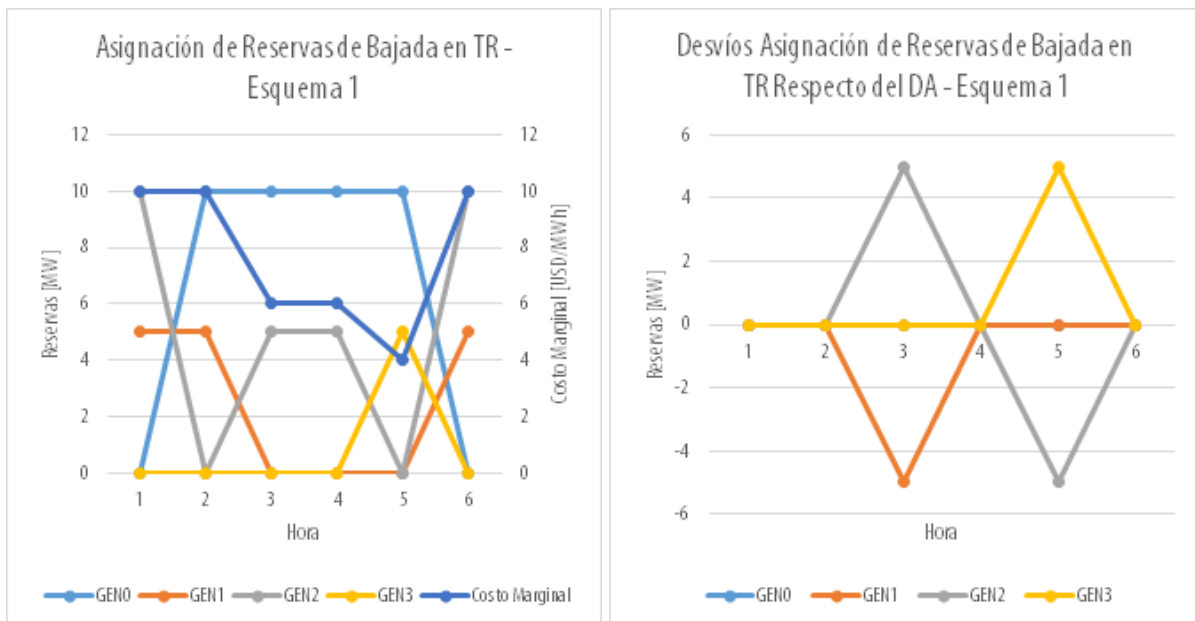


Figura 6.7. Asignación de reservas de bajada en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa.

## Esquema 2

A diferencia del Esquema 1, bajo el Esquema 2 se considera una etapa Intradiaria vinculante adicional entre la programación del Día Anterior y la operación en Tiempo Real. Así, la programación de cada etapa Intradiaria resulta en diferencias (negativas o positivas) respecto de la programación de la última etapa Intradiaria (o programación del Día Anterior en el caso de la primera etapa Intradiaria del día en curso) cuyos impactos son percibidos por los propios agentes en base a los costos marginales en Tiempo Real. Finalmente, el despacho en Tiempo Real resulta en diferencias (negativas o positivas) respecto de la programación de la última etapa Intradiaria que deben ser resueltas por los propios agentes en base a los costos marginales en Tiempo Real.

A diferencia del Esquema Actual y el Esquema 1, el Esquema 2 resuelve el problema de co-optimización de energía y reservas de etapas Intradiarias y en Tiempo Real para la hora en curso con una ventana de optimización que se extiende hasta el final del período de operación (en estos escenarios la hora 6). Esto significa que en la hora  $t$  en la programación de la etapa Intradiaria u la operación en Tiempo Real se resuelve el problema con una ventana de optimización que se extiende posterior a dicha hora y que permite incorporar pronósticos futuros de demanda o generación renovable.

El análisis a continuación se enfoca en los resultados para la provisión de energía. Respecto a la asignación de reservas, tanto para el escenario de Pronóstico Medio como Mejor Pronóstico las asignaciones tanto de reservas de subida como de bajada no difieren de aquellas resultado del Esquema 1, al igual que los ingresos y utilidades resultantes.

### Intradiario Hora 1

Luego, en la hora 1, se resuelve el programa Intradiario Hora 1 en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado. En particular, los pronósticos de demanda y generación renovable en la hora 1 no eran diferentes a aquellos del Día Anterior, por lo que la programación resulta idéntica a aquella del Día Anterior, y no se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

Tabla 6.11. Programa Intradiario Hora 1 en base al Esquema 2, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	60	200	0	0	
4	60	200	40	0	
5	30	200	120	0	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto al Día Anterior					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	30
4	0	0	0	0	50
5	0	0	0	0	50

6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	

### Pronóstico Medio - Intradiario Hora 3

Luego, en la hora 3, se resuelve el programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado.

Como se señaló anteriormente, los pronósticos de generación renovable en la hora 3 son actualizados (aunque estos cuentan con errores), por lo que la programación resultante difiere respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 1 previa, y se producen diferencias cuyos impactos son percibidos en esta etapa.

En particular, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto de la corrección de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en la etapa Intradiaria Hora 3, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe en etapas previas.

Tabla 6.12. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
3	50	200	10	0	
4	50	200	50	0	
5	20	200	130	0	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto al Intradiario Hora 1					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
3	-10	0	10	0	50
4	-10	0	10	0	50
5	-10	0	10	0	50
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-1500	0	1500	0	

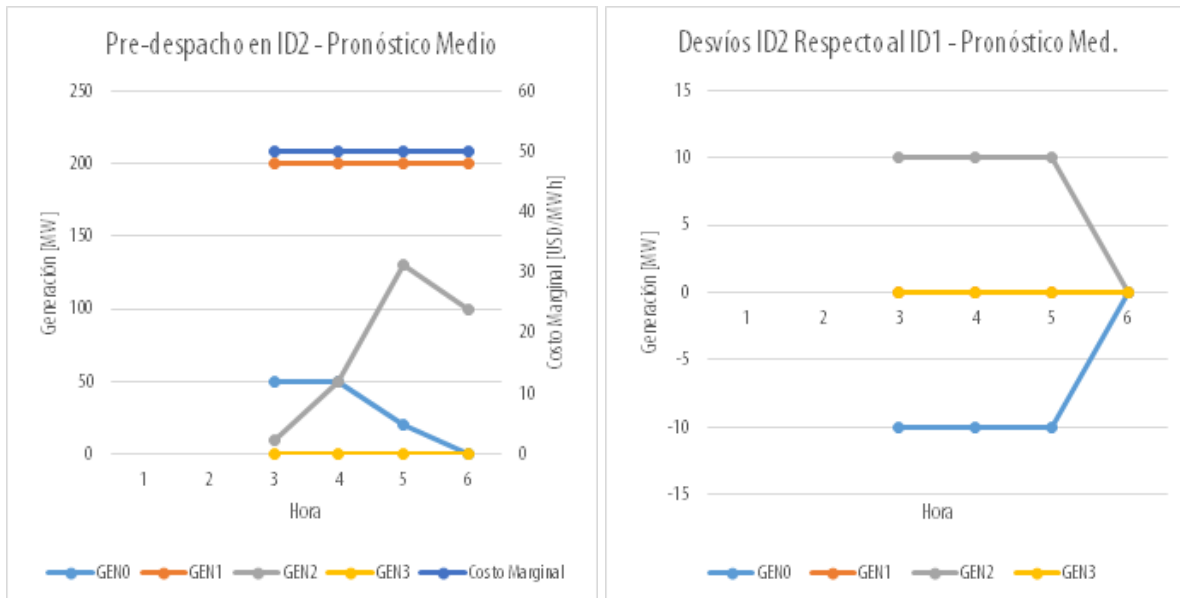


Figura 6.8. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa.

### Pronóstico Medio - Tiempo Real

Finalmente, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado respecto de la última etapa Intradiaria correspondiente.

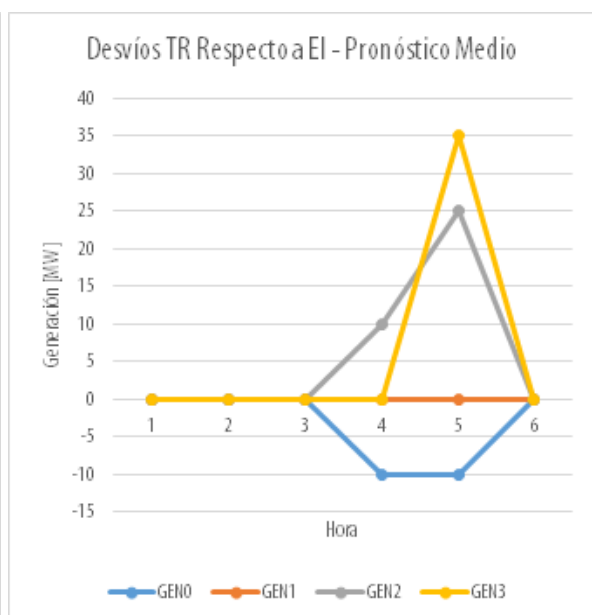
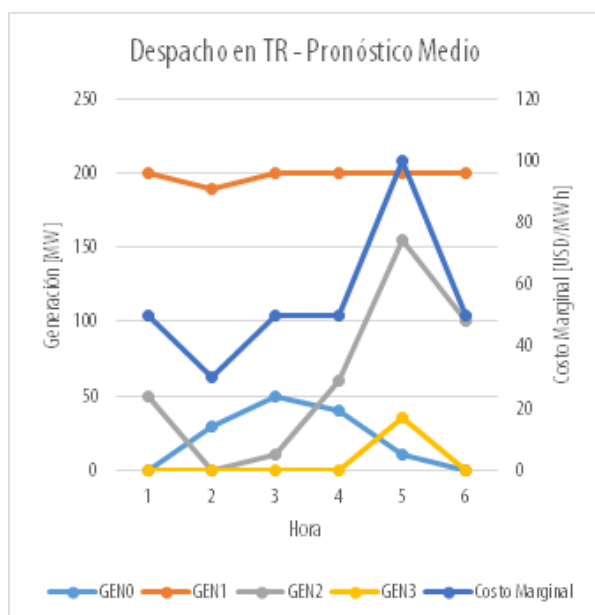
Como se señaló anteriormente, a pesar de que los pronósticos generación renovable en la hora 3 son actualizados con propósito de la etapa Intradiaria Hora 3, estos tienen errores en las horas 4 y 5 (pronósticos que se actualizan correctamente en la hora 4). Adicionalmente, en la hora 5 ocurre un aumento no pronosticado de la demanda. Así, el despacho en Tiempo Real resultante diferente respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 3 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en la casación en Tiempo Real.

En particular, nuevamente se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto del error en su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en el Tiempo Real en las horas 4 y 5, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe en etapas previas. En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 2 y un escenario de Pronóstico Medio, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior, etapas Intradiarias y operación en Tiempo Real del sistema por 4,200 USD por concepto de energía, lo que resulta mayor a lo que recibiría bajo el Esquema 1 (3,700 USD). **A partir de estos resultados, es posible desprender que la existencia de etapas Intradiarias de mercado permite a los agentes corregir sus posiciones respecto de etapas previas, reduciendo su exposición a desviaciones en Tiempo Real que deban ser resueltas.**



Tabla 6.13. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	200	10	0	
4	40	200	60	0	
5	10	200	155	35	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto Etapas Intradiarias					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	50
4	-10	0	10	0	50
5	-10	0	25	35	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Tiempo Real Respecto Etapas Intradiarias	-1500	0	3000	3500	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-1500	0	1500	0	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	
Ingresos Día Anterior	7200	51700	15500	0	
Ingresos Esquema 2	4200	51700	20000	3500	Pagos Totales de la Demanda: 79400
Costos Totales Esquema 2	0	35700	18750	3500	Costos Totales de Operación: 57950
Utilidad Esquema 2	4200	16000	1250	0	



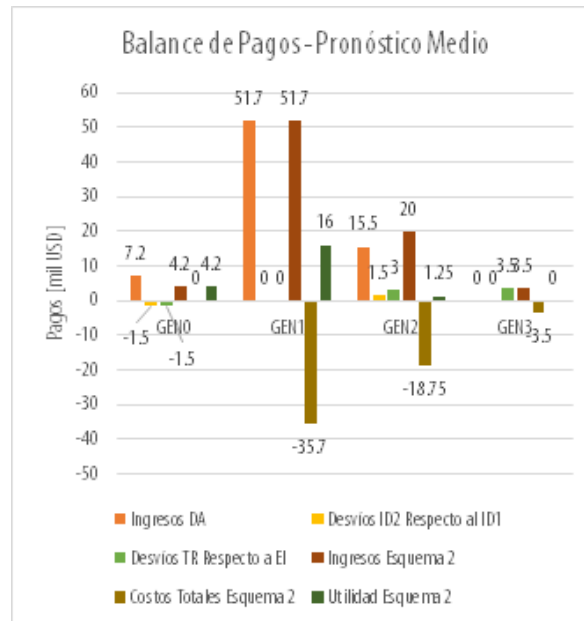


Figura 6.9. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo).

### Mejor Pronóstico - Intradiario Hora 3

Bajo el escenario de Mejor Pronóstico, los pronósticos de generación renovable en la hora 3 son actualizados bajo el supuesto de información perfecta. Similar al escenario de Pronóstico Medio, la programación resultante difiere respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 1 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

Nuevamente, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto de la corrección de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en la etapa Intradiaria Hora 3, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe en etapas previas.

Tabla 6.14. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
3	50	200	10	0	
4	40	200	60	0	
5	10	200	140	0	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto al Intradiario Hora 1					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
3	-10	0	10	0	50
4	-20	0	20	0	50
5	-20	0	20	0	50
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-2500	0	2500	0	



Figura 6.10. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa.

### Mejor Pronóstico - Tiempo Real

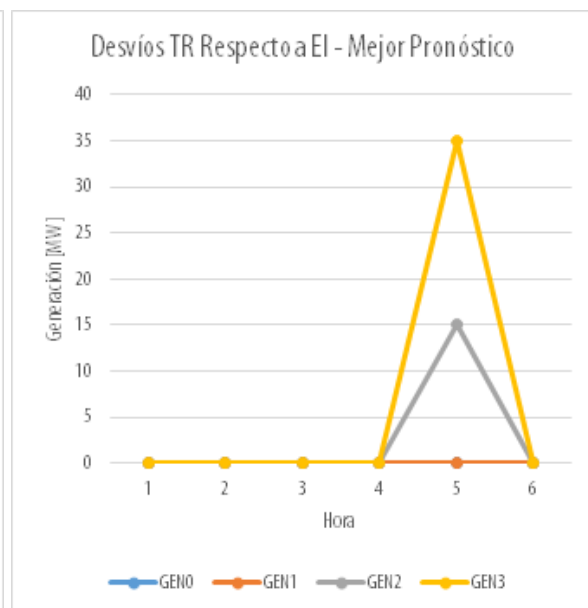
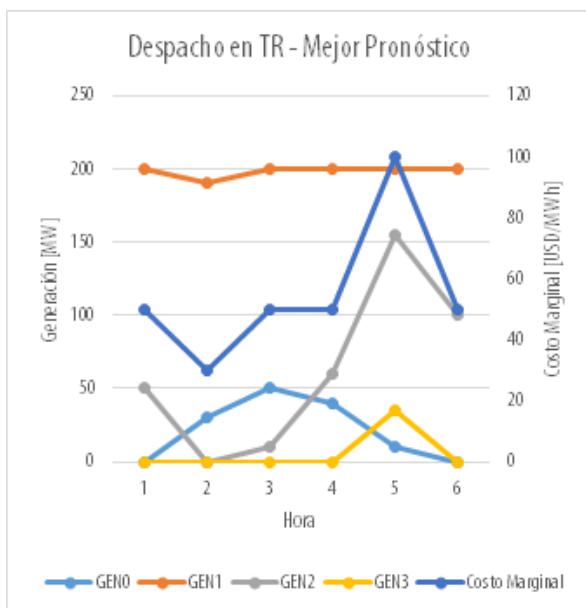
Finalmente, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y consideración de un Mejor Pronóstico.

A diferencia del escenario con un Pronóstico Medio, en este escenario los pronósticos generación renovable en la hora 3 actualizados con propósito de la etapa Intradiaria Hora 3 cuentan con el supuesto de información perfecta. No obstante, en la hora 5 ocurre un aumento no pronosticado de la demanda. Así, el despacho en Tiempo Real resultante diferente respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 3 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en la casación en Tiempo Real.

En particular, y a diferencia del escenario con un Pronóstico Medio, no se observan diferencias del GEN0, ya que este ha corregido correctamente su pronóstico en la etapa Intradiaria Hora 3 previa, ahora este no requiere comprar energía en el Tiempo Real, y no percibe nuevas penalizaciones respecto de los ingresos que recibe en etapas previas. En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 2 y un escenario de Pronóstico Medio, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior, etapas Intradiarias y operación en Tiempo Real del sistema por 4,700 USD por concepto de energía, lo que resulta mayor a lo que recibiría bajo este mismo esquema en un escenario de Pronóstico Medio (4,200 USD). **A partir de estos resultados, es posible apreciar cómo mejores pronósticos en etapas Intradiarias de mercado permiten a los agentes corregir de mejor forma sus posiciones respecto de etapas previas, reduciendo aún más su exposición a desviaciones en Tiempo Real que deban ser resueltas.**

Tabla 6.15. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	200	10	0	
4	40	200	60	0	
5	10	200	155	35	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto Etapas Intradiarias					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	50
4	0	0	0	0	50
5	0	0	15	35	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Tiempo Real Respecto Etapas Intradiarias	0	0	1500	3500	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-2500	0	2500	0	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	
Ingresos Día Anterior	7200	51700	15500	0	
Ingresos Esquema 2	4700	51700	19500	3500	Pagos Totales de la Demanda: 79400
Costos Totales Esquema 2	0	35700	18750	3500	Costos Totales de Operación: 57950
Utilidad Esquema 2	4700	16000	750	0	



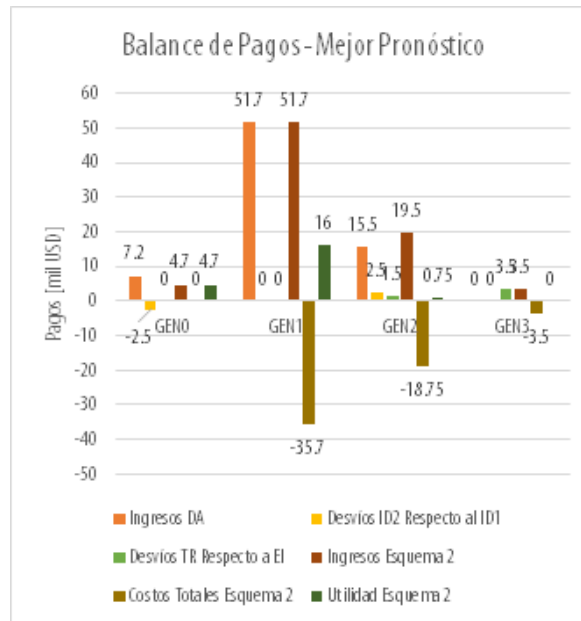


Figura 6.11. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje sin restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo).

### 6.1.2. Escenarios Con Límite de Rampa: Valor de la Ventana de Optimización

Ahora, se considera una modificación en el parque de generación considerado. A diferencia de los escenarios anteriores, donde los generadores contaban con rampas iguales a sus potencias máximas y por tanto no se manifestaban restricciones de rampa del sistema para seguir la demanda, ahora se considera que el GEN2 cuenta con una **rampa limitada de 50 MW**. Todo el resto de los parámetros permanecen constantes.

Tabla 6.16. Parámetros del parque de generación bajo escenarios con restricciones de rampa (MW).

Parámetro	GEN1	GEN2	GEN3	GEN0
Costo Variable (USD/MWh)	30	50	100	0
Potencia Mínima (MW)	100	0	0	0
Potencia Máxima (MW)	200	160	140	100
Rampa (MW)	200	<b>50</b>	140	100
Capacidad de Reserva de Subida (MW)	10	10	10	10
Capacidad de Reserva de Bajada (MW)	10	10	10	10
Costos de Desgaste (Wear & Tear) (USD/MW)	10	6	4	2

Al igual que en los escenarios anteriores sin restricciones de rampas, se considera un horizonte de operación de 6 horas, en donde el Esquema 2 propuesto considera 2 etapas intradiarias, una en la hora 1 y otra en la hora 3, en donde los agentes pueden ajustar sus posiciones. Adicionalmente, los pronósticos de demanda y generación renovables son iguales a los escenarios anteriores sin restricciones de rampa, así como los requerimientos de reservas de subida y de bajada constantes de 15 MW. El análisis a continuación se enfoca en los resultados para la provisión de energía. Respecto a la asignación de reservas, los resultados se encuentran en línea con lo expuesto en los escenarios sin límites de rampa.

## Día Anterior

Se resuelve el pre-despacho del Día Anterior en base al pronóstico respectivo. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según la casación en este mercado. Producto de las limitaciones del GEN2, el GEN3 debe suplir un mayor desbalance en la hora 5, alcanzando un despacho 80 MW (35 MW cuando no habían limitaciones de rampa del GEN2). Esto genera un aumento en los costos totales de operación, los que bajo estas condiciones alcanzan los 60,200 USD por concepto de energía (57,950 USD en el caso bajo el Esquema Actual sin restricciones de rampa).

Adicionalmente, se puede apreciar que las restricciones de rampa resultan en un despacho en Tiempo Real ligeramente diferente a aquel bajo el Esquema Actual sin restricciones de rampa. Particularmente, producto de las limitaciones del GEN2, el GEN1 debe reducir su carga en las horas 3 y 4 para apoyar la toma de carga del GEN2. Esto genera un aumento en los costos totales de operación estimados el Día Anterior, los que bajo estas condiciones alcanzan los 52,200 USD por concepto de energía (51,200 USD en pre-despacho del del Día Anterior sin restricciones de rampa).

Tabla 6.17. Pre-despacho del Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	200	50	0	50
2	30	190	0	0	30
3	60	180	20	0	30
4	60	170	70	0	30
5	30	200	120	0	90
6	0	200	100	0	50
Ingresos Día Anterior	7200	54200	21000	0	Pagos Totales de la Demanda: 82400
Costos Totales Día Anterior	0	34200	18000	0	Costos Totales de Operación: 52200

## Esquema Actual

Se resuelve el despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según la casación en este mercado.

Los errores de pronóstico de la demanda y generación renovable descritos anteriormente resultan en un despacho en Tiempo Real diferente respecto de la programación del Día Anterior. Al no ser vinculante este esquema, los errores de pronóstico del GEN0 no resultan en penalizaciones en el mercado en Tiempo Real. En base a todo lo anterior, bajo el Esquema Actual, el GEN0 recibiría ingresos *ex-post* en base a la operación en Tiempo Real del sistema por 6,400 USD por concepto de energía.

Tabla 6.18. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	200	50	0	50
2	30	190	0	0	30
3	50	200	10	0	50
4	40	200	60	0	50
5	10	200	110	80	100
6	0	200	100	0	50
Ingresos Esquema Actual	6400	65700	22000	8000	Pagos Totales de la Demanda: 102100
Costos Totales Esquema Actual	0	35700	16500	8000	Costos Totales de Operación: 60200
Utilidad Esquema Actual	6400	30000	5500	0	

### Esquema 1

Se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado.

Al igual que en el escenario sin restricciones de rampa, los errores de pronóstico de la demanda y generación renovable resultan en un despacho en Tiempo Real diferente respecto de la programación del Día Anterior, y se producen diferencias que deban ser resueltas en la casación en Tiempo Real.

En particular, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto del error de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en el mercado en Tiempo Real, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe del Mercado del Día Anterior. En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 1, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior y operación en Tiempo Real del sistema por 3,700 USD por concepto de energía, menor a lo que recibiría bajo el Esquema Actual.

Tabla 6.19. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	200	10	0	
4	40	200	60	0	
5	10	200	110	80	
6	0	200	100	0	
<b>Diferencias Respecto al Día Anterior</b>					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	-10	20	-10	0	50

4	-20	30	-10	0	50
5	-20	0	-10	80	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Respecto al Día Anterior	-3500	2500	-2000	8000	
Ingresos Día Anterior	7200	54200	21000	0	
Ingresos Esquema 1	3700	56700	19000	8000	Pagos Totales de la Demanda: 87400
Costos Totales Esquema 1	0	35700	16500	8000	Costos Totales de Operación: 60200
Utilidad Esquema 1	3700	21000	2500	0	

## Esquema 2

### Intradiario Hora 1

En la hora 1, se resuelve el programa Intradiario Hora 1 en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado. En particular, los pronósticos de demanda y generación renovable en la hora 1 no eran diferentes a aquellos del Día Anterior, por lo que la programación resulta idéntica a aquella del Día Anterior, y no se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

Tabla 6.20. Programa Intradiario Hora 1 en base al Esquema 2, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	60	180	20	0	
4	60	170	70	0	
5	30	200	120	0	
6	0	200	100	0	
<b>Diferencias Respecto al Día Anterior</b>					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	30
4	0	0	0	0	30
5	0	0	0	0	90
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	



### Pronóstico Medio - Intradiario Hora 3

En la hora 3, se resuelve el programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado.

Como se señaló anteriormente, los pronósticos de generación renovable en la hora 3 son actualizados (aunque estos cuentan con errores), por lo que la programación resultante difiere respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 1 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

En particular, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto de la corrección de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en la etapa Intradiaria Hora 3, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe en etapas previas.

Tabla 6.21. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
3	50	180	30	0	
4	50	170	80	0	
5	20	200	130	0	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto al Intradiario Hora 1					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
3	-10	0	10	0	30
4	-10	0	10	0	30
5	-10	0	10	0	90
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-1500	0	1500	0	

### Pronóstico Medio - Tiempo Real

Finalmente, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2. Se calculan a partir de este los costos marginales e ingresos que reciben los agentes según las diferencias en la casación en este mercado respecto de la última etapa Intradiaria correspondiente.

Como se señaló anteriormente, a pesar de que los pronósticos generación renovable en la hora 3 son actualizados con propósito de la etapa Intradiaria Hora 3, estos tienen errores en las horas 4 y 5 (pronósticos que se actualizan correctamente en la hora 4). Adicionalmente, en la hora 5 ocurre un aumento no pronosticado de la demanda. Así, el despacho en Tiempo Real resultante diferente respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 3 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en la casación en Tiempo Real.

En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 2 y un escenario de Pronóstico Medio, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior, etapas Intradiarias y operación en Tiempo Real del

sistema por 4,400 USD por concepto de energía, lo que resulta mayor a lo que recibiría bajo el Esquema 1 (3,700 USD).

Tabla 6.22. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	180	30	0	
4	40	180	80	0	
5	10	200	130	60	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto Etapas Intradiarias					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	30
4	-10	10	0	0	30
5	-10	0	0	60	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Tiempo Real Respecto Etapas Intradiarias	-1300	300	0	6000	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-1500	0	1500	0	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	
Ingresos Día Anterior	7200	54200	21000	0	
Ingresos Esquema 2	4400	54500	22500	6000	Pagos Totales de la Demanda: 87400
Costos Totales Esquema 2	0	34500	19500	6000	Costos Totales de Operación: 60000
Utilidad Esquema 2	4400	20000	3000	0	

### Mejor Pronóstico - Intradiario Hora 3

Bajo el escenario de Mejor Pronóstico, los pronósticos de generación renovable en la hora 3 son actualizados bajo el supuesto de información perfecta. Similar al escenario de Pronóstico Medio, la programación resultante difiere respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 1 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

Nuevamente, se observa que las diferencias negativas del GEN0, producto de la corrección de su pronóstico, resulta en la necesidad de este de comprar energía en la etapa Intradiaria Hora 3, lo que se traduce en una penalización respecto de los ingresos que recibe en etapas previas.

Tabla 6.23. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
3	50	170	40	0	
4	40	170	90	0	
5	10	200	140	0	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto al Intradiario Hora 1					
Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
3	-10	-10	20	0	30
4	-20	0	20	0	30
5	-20	0	20	0	90
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-2700	-300	3000	0	

### Mejor Pronóstico - Tiempo Real

Finalmente, se calcula el despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y consideración de un Mejor Pronóstico.

A diferencia del escenario con un Pronóstico Medio, en este escenario los pronósticos generación renovable en la hora 3 actualizados con propósito de la etapa Intradiaria Hora 3 cuentan con el supuesto de información perfecta. No obstante, en la hora 5 ocurre un aumento no pronosticado de la demanda. Así, el despacho en Tiempo Real resultante diferente respecto de la programación de la etapa Intradiaria Hora 3 previa, y se producen diferencias que deban ser resueltas en la casación en Tiempo Real.

En base a todo lo anterior, bajo el Esquema 2 y un escenario de Pronóstico Medio, el GEN0 recibiría ingresos en base a la casación del Día Anterior, etapas Intradiarias y operación en Tiempo Real del sistema por 4,500 USD por concepto de energía, lo que resulta mayor a lo que recibiría bajo este mismo esquema en un escenario de Pronóstico Medio (4,400 USD). **Al igual que en los escenarios sin restricciones de rampa, es posible apreciar cómo (mejores) pronósticos en etapas Intradiarias de mercado permiten a los agentes corregir (de mejor forma) sus posiciones respecto de etapas previas, reduciendo así su exposición a desviaciones en Tiempo Real que deban ser resueltas.**

Tabla 6.24. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (MW).

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	
1	0	200	50	0	
2	30	190	0	0	
3	50	170	40	0	
4	40	170	90	0	
5	10	200	140	50	
6	0	200	100	0	
Diferencias Respecto Etapas Intradiarias					

Hora	GEN0	GEN1	GEN2	GEN3	Costo Marginal (USD/MWh)
1	0	0	0	0	50
2	0	0	0	0	30
3	0	0	0	0	30
4	0	0	0	0	30
5	0	0	0	50	100
6	0	0	0	0	50
Ingresos Diferencias Tiempo Real Respecto Etapas Intradiarias	0	0	0	5000	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 3 Respecto al Intradiario Hora 1	-2700	-300	3000	0	
Ingresos Diferencias Intradiario Hora 1 Respecto al Día Anterior	0	0	0	0	
Ingresos Día Anterior	7200	54200	21000	0	
Ingresos Esquema 2	4500	53900	24000	5000	Pagos Totales de la Demanda: 87400
Costos Totales Esquema 2	0	33900	21000	5000	Costos Totales de Operación: 59900
Utilidad Esquema 2	4500	20000	3000	0	

Al igual que en el Esquema Actual, el Esquema 1 resuelve el problema de optimización de Tiempo Real para la hora en curso. Esto significa que en la hora  $t$  en la operación en Tiempo Real se resuelve el problema con horizonte en dicha hora  $t$  con pronósticos actualizados, y por lo tanto, no considera una ventana de optimización por sobre dicha hora ni pronósticos futuros de demanda o generación renovable.

A diferencia del Esquema Actual y el Esquema 1, el Esquema 2 resuelve el problema de optimización de etapas Intradiarias y en Tiempo Real para la hora en curso con una ventana de optimización que se extiende hasta el final del período de operación (en estos escenarios la hora 6). Esto significa que en la hora  $t$  en la programación de la etapa Intradiaria u la operación en Tiempo Real se resuelve el problema con una ventana de optimización que se extiende posterior a dicha hora y que permite incorporar pronósticos futuros de demanda o generación renovable.

Como se puede apreciar en la figura a continuación, la que resume los costos totales de la operación en Tiempo Real del sistema para cada esquema considerado, cuando no se presentan limitaciones de rampa en la operación del sistema, la consideración de ventanas de optimización que incorporan información respecto a pronósticos no se traduce en un resultado diferente en relación a los costos de operación del sistema. No obstante, **cuando las limitaciones de rampa (restricciones intertemporales) sí se encuentran activas, la capacidad de contar con ventanas de tiempo de optimización y pronósticos corregidos se traduce en un despacho más eficiente de las unidades del sistema para el balance de los desvíos de la demanda y la generación**, con lo que los costos totales de operación de un Esquema 2 bajo el escenario de Mejor Pronóstico resultan menores a aquellos obtenidos en base a un Pronóstico Medio, y ambos menores en comparación al Esquema Actual y Esquema 1, los cuales no contemplan una ventana de optimización.

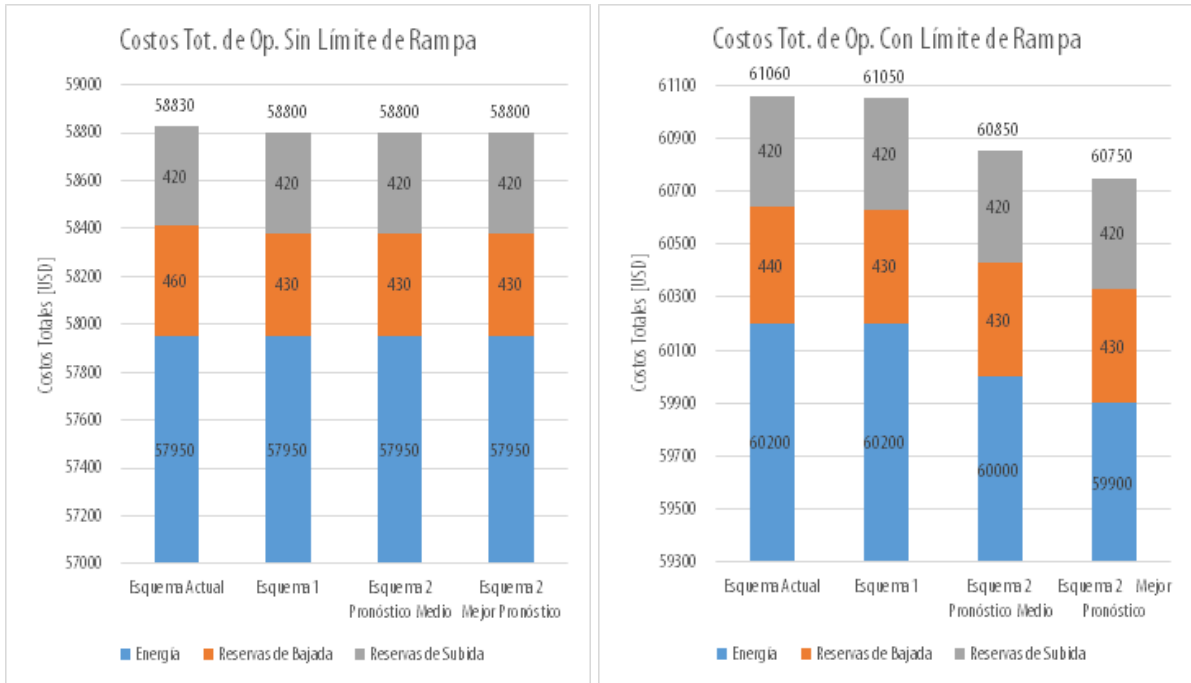


Figura 6.12. Costos totales de operación del sistema sin restricciones de rampa (izq.) y con restricciones de rampa (der.) bajo los distintos esquemas propuestos.

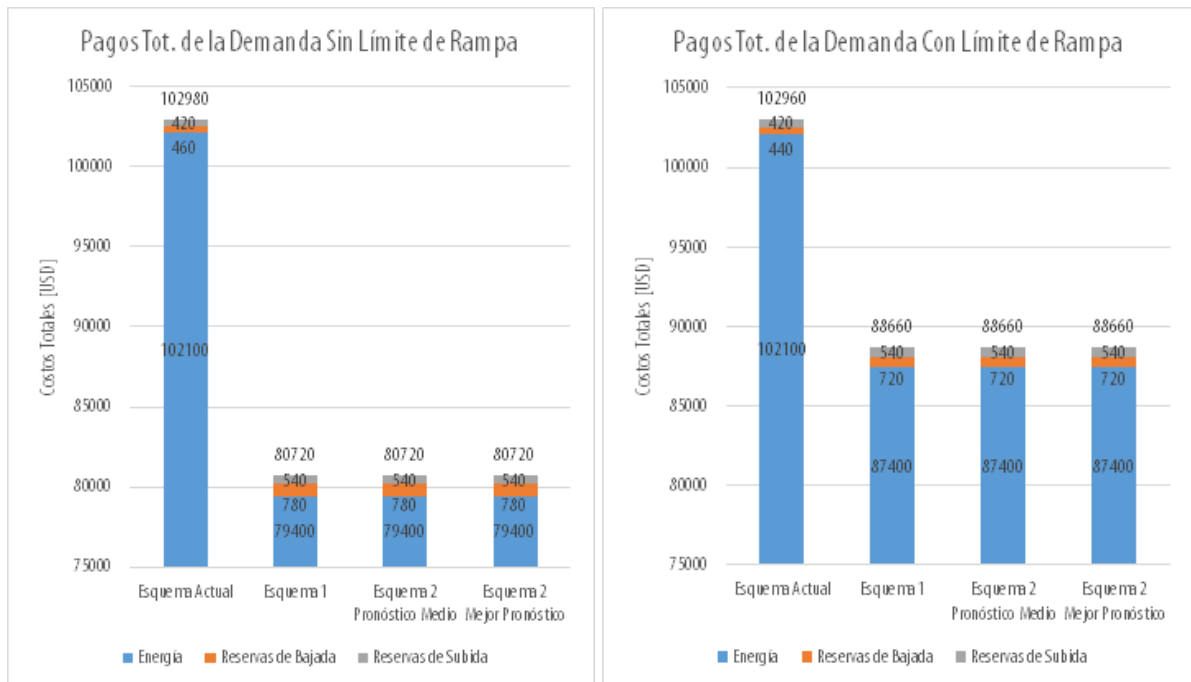


Figura 6.13. Pagos totales de la demanda sin restricciones de rampa (izq.) y con restricciones de rampa (der.) bajo los distintos esquemas propuestos.

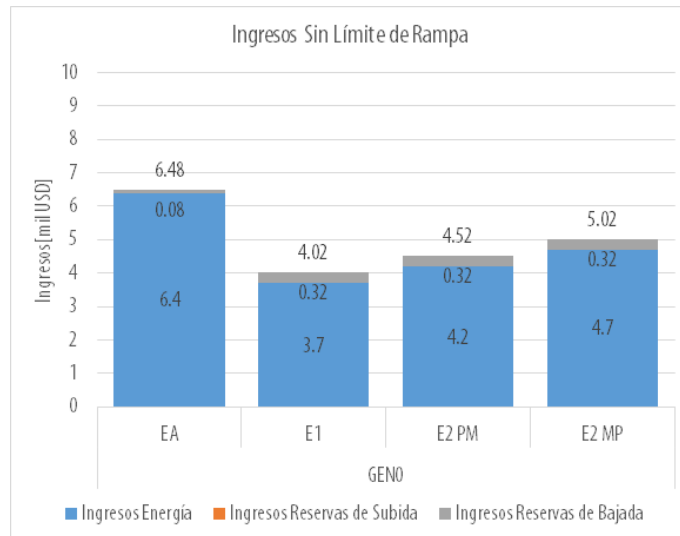


Figura 6.14. Ingresos GEN0 bajo los distintos esquemas propuestos sin restricciones de rampa.

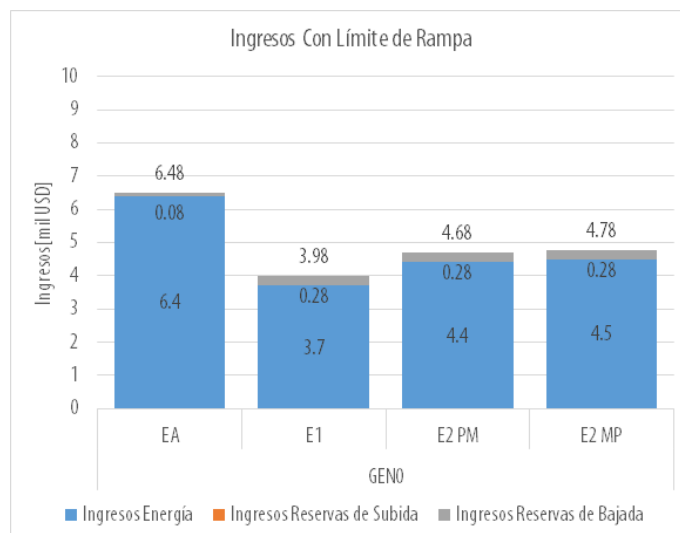


Figura 6.15. Ingresos GEN0 bajo los distintos esquemas propuestos con restricciones de rampa.

A partir de los resultados obtenidos, es posible apreciar directamente cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tiene impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales. En particular, es importante apreciar las ventajas del Esquema 2 frente a una alta penetración de ERV, donde rampas intradiarias podrían resultar relevantes. Adicionalmente, se desprende el valor que tiene para el despacho eficiente del sistema la co-optimización de energía y reservas (presente en el Esquemas 1 y Esquema 2), mientras que etapas vinculantes generan incentivos a mejoras de pronóstico y facilitan el cumplimiento de la causalidad de costos. Por otro lado, la remuneración en base al precio uniforme para reservas, resultado del problema de co-optimización (presente en el Esquema 1 y Esquema 2), resulta en una mejor señal para la inversión. Finalmente, etapas intradiarias de mercado y mejores pronósticos permiten a los agentes corregir sus posiciones de mejor forma respecto de etapas previas (presentes en Esquema 2), y con ello reducir su exposición a impactos producto de desviaciones en etapas posteriores, y cuando existen restricciones intertemporales, contar con ventanas de optimización y pronósticos corregidos se traduce en una operación más eficiente del sistema.

### 6.1.3. Escenarios Con Límite de Rampa: Pronóstico Subestimado de Generación

Continuando con el parque de generación bajo escenarios con restricciones de rampa, y a diferencia de los escenarios previamente presentados, en donde existía un pronóstico sobrestimado de generación, a continuación se presentan los resultados cuando el escenario en cuestión consiste en un pronóstico subestimado de generación, lo que refuerza el valor de contar con mejores pronósticos de generación, particularmente aquella de carácter variable.

Al igual que en los escenarios anteriores, se considera un horizonte de operación de 6 horas, en donde el Esquema 2 propuesto considera 2 etapas intradiarias, una en la hora 1 y otra en la hora 3, en donde los agentes pueden ajustar sus posiciones.

Considere además los siguientes pronósticos de demanda. En la figura, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza sino hasta la hora 5 en la operación en Tiempo Real. En la hora 5 se actualiza el pronóstico de acuerdo a una realización de la demanda de 350 MW. Es decir, 50 MW menos que lo pronosticado hasta ese momento. Adicionalmente, considerar requerimientos de reservas de subida y de bajada constantes de 15 MW.

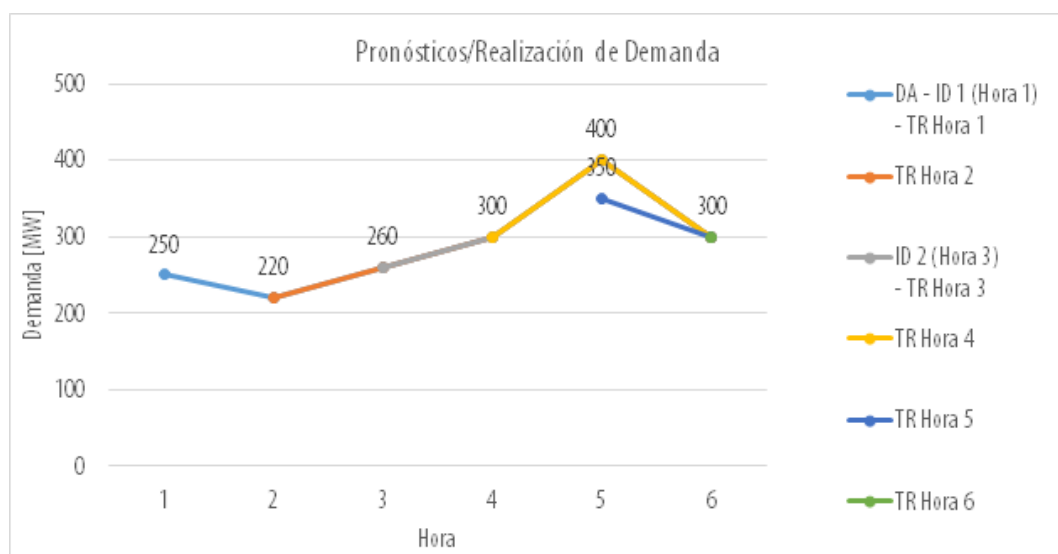


Figura 6.16. Pronósticos de demanda en el escenario de un pronóstico subestimado de generación<sup>130</sup>.

Considere además los siguientes pronósticos de generación renovable del GEN0, dados por sus factores de planta pronosticados. En la figura, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza en la etapa Intradiaria Hora 1, hasta la hora 2 en la operación en Tiempo Real. Se distinguen dos posibles escenarios: un escenario de Pronóstico Medio y uno de Mejor pronóstico.

- **Pronóstico Medio:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste de los pronósticos de GEN0 para las horas 3, 4 y 5 a 0.6, 0.5 y 0.2, respectivamente. Luego, en la hora 4 en la operación en Tiempo Real, se corrigen nuevamente los pronósticos de las horas 4 y 5, ahora a 0.6 y 0.3, respectivamente. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real.

<sup>130</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.

- Mejor Pronóstico:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste de los pronósticos de GEN0 bajo el supuesto de información perfecta para las horas 3, 4 y 5 a 0.6, 0.6 y 0.3, respectivamente. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real. En este escenario, GEN0 logra corregir su posición en la etapa Intradiaria Hora 3, corrigiendo la totalidad de los desvíos en las horas 3, 4 y 5.

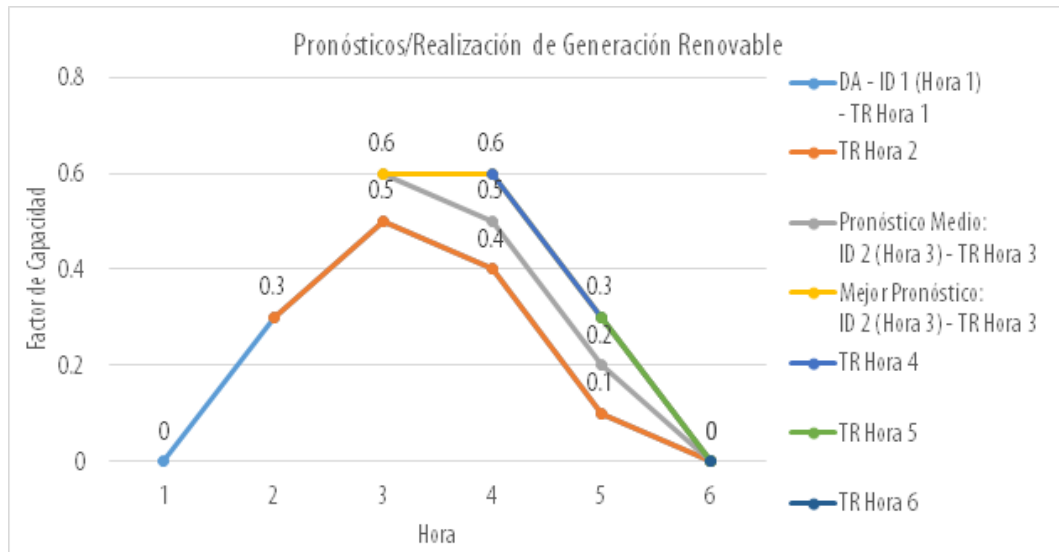


Figura 6.17. Pronóstico generación renovable (factor de capacidad del GEN0) en el escenario de un pronóstico subestimado de generación<sup>131</sup>.

El análisis a continuación se enfoca en los resultados para la provisión de energía. Respecto a la asignación de reservas, los resultados se encuentran en línea con lo expuesto en los escenarios anteriores.

A continuación, y de forma similar a lo expuesto en los escenarios anteriores, se presentan los resultados del pre-despacho y despacho, precios marginales de despeje y balance de pagos resultantes bajo cada esquema en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

<sup>131</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.



Día Anterior

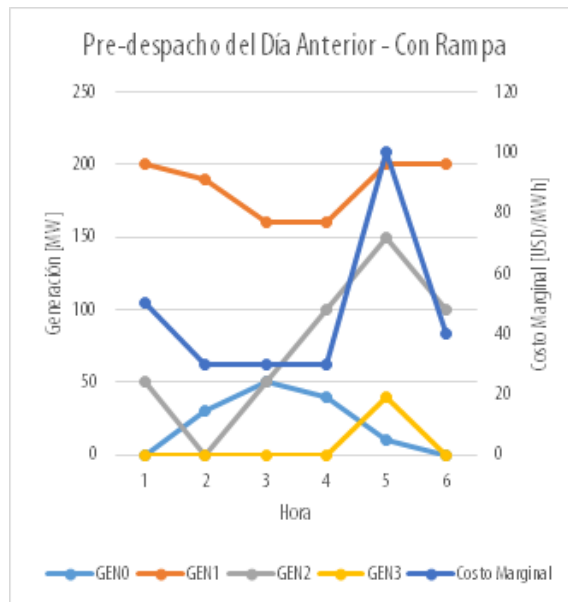


Figura 6.18. Pre-despacho del Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

### Esquema Actual

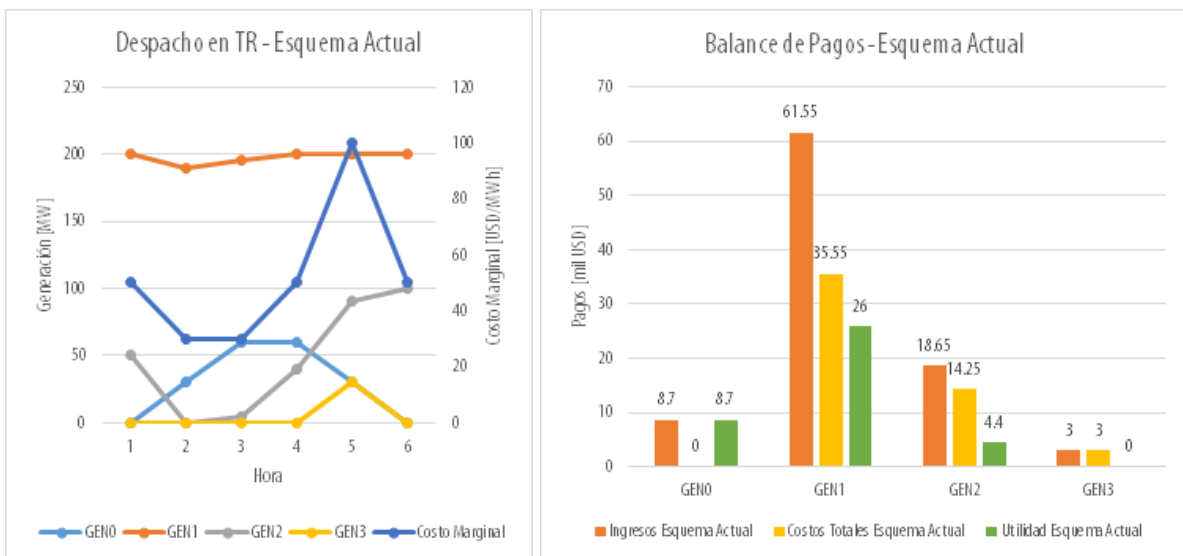


Figura 6.19. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (izq.) y balance de pagos (der.) en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

Esquema 1

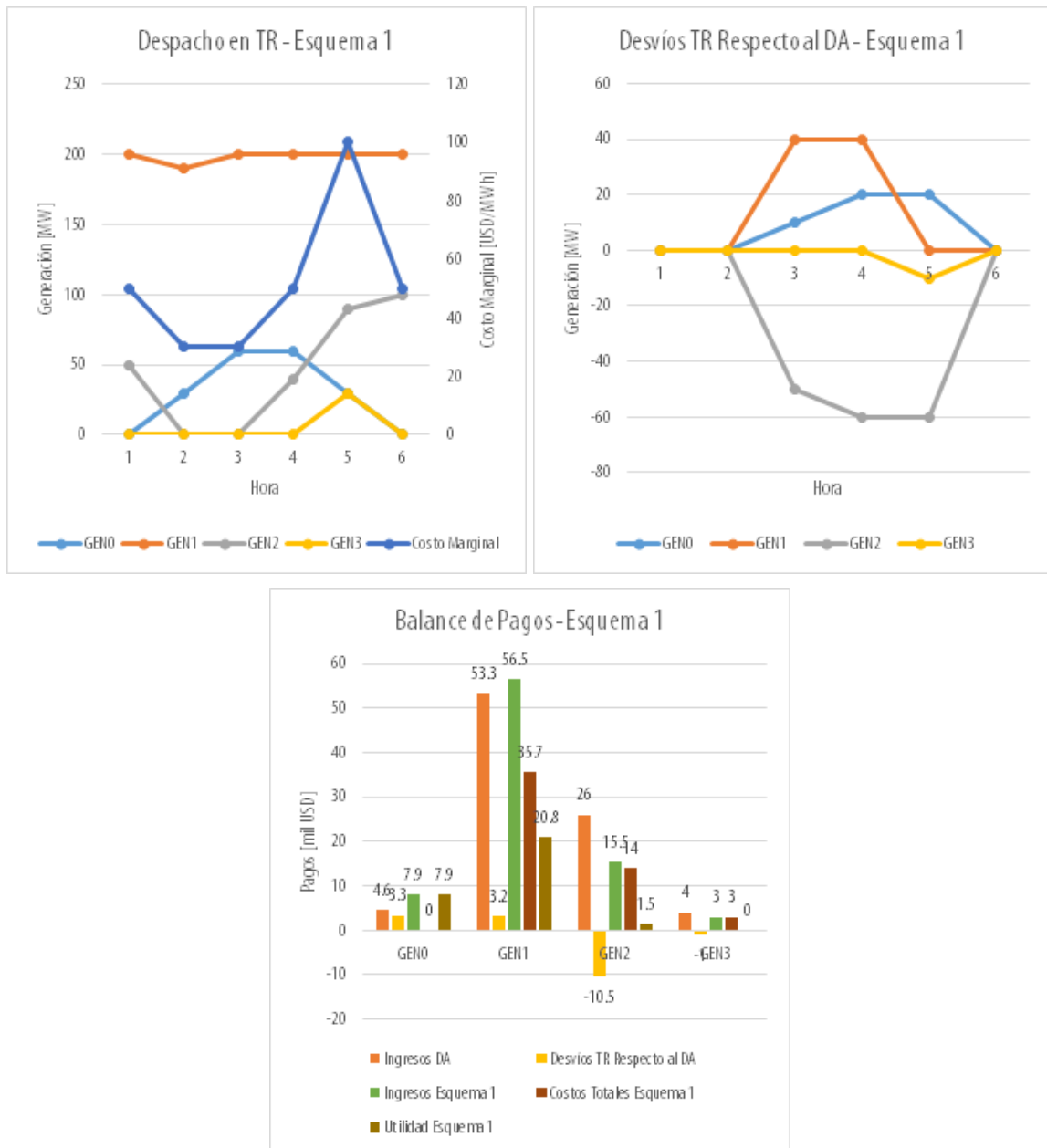


Figura 6.20. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

## Esquema 2

### Intradiario Hora 1

Al igual que en los escenarios anteriores, los pronósticos de demanda y generación renovable en la hora 1 no son diferentes a aquellos del Día Anterior, por lo que la programación resulta idéntica a aquella del Día Anterior, y no se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

### Pronóstico Medio - Intradiario Hora 3

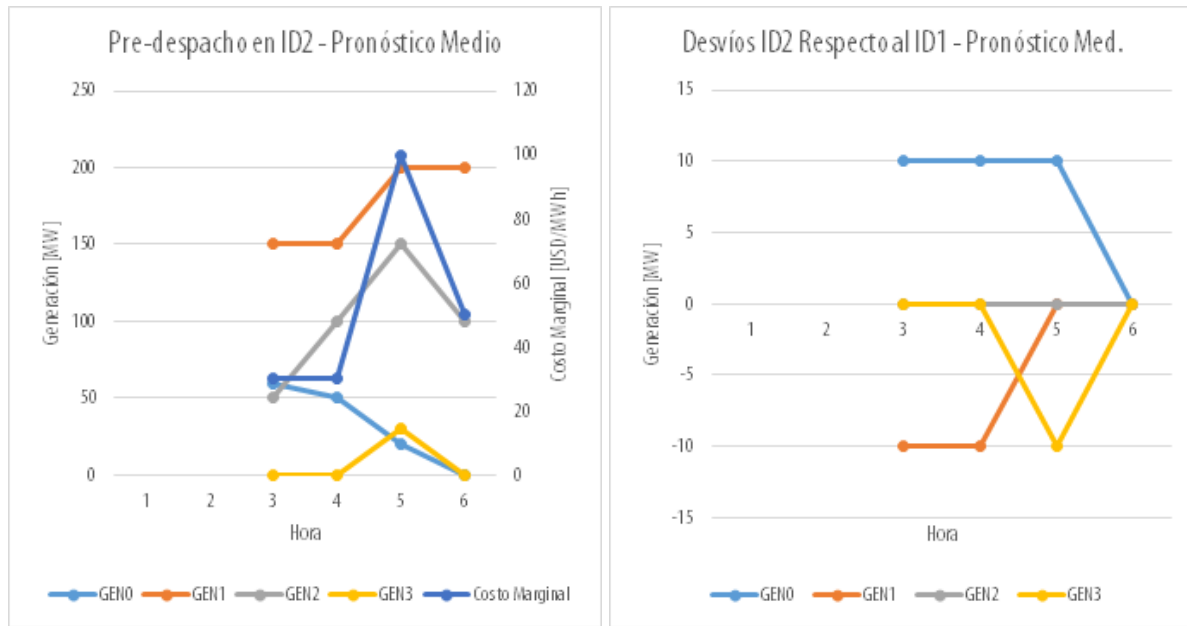
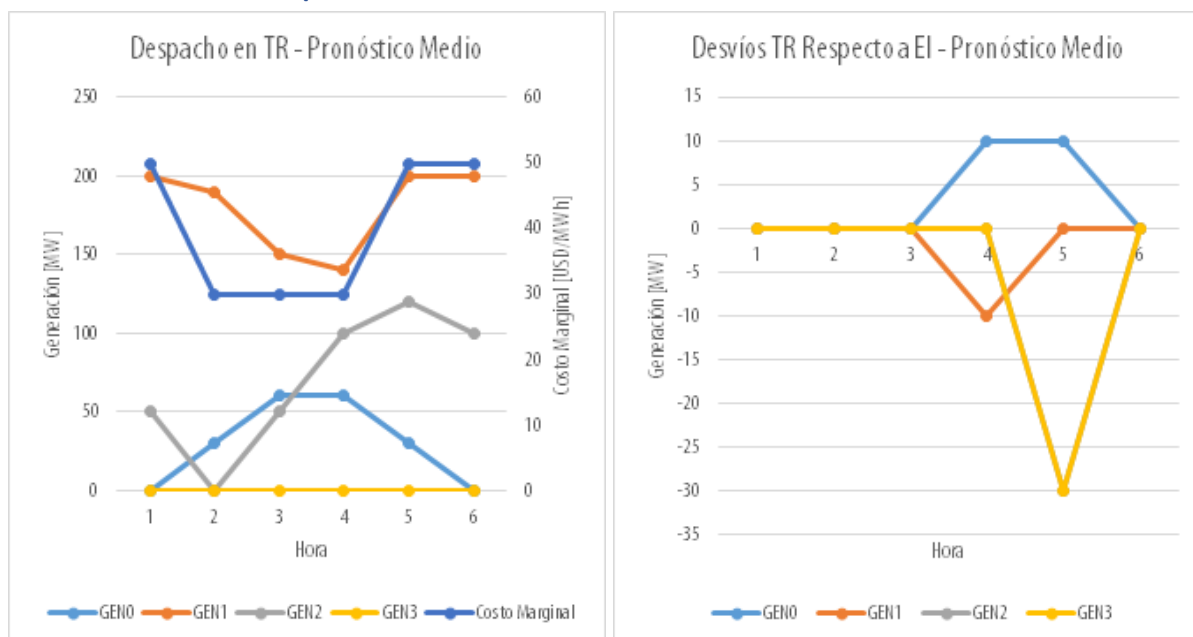


Figura 6.21. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

### Pronóstico Medio - Tiempo Real



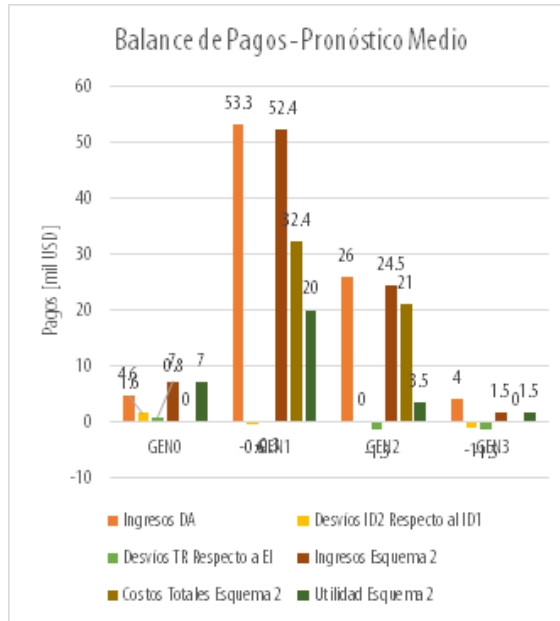


Figura 6.22. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

### Mejor Pronóstico - Intradiario Hora 3

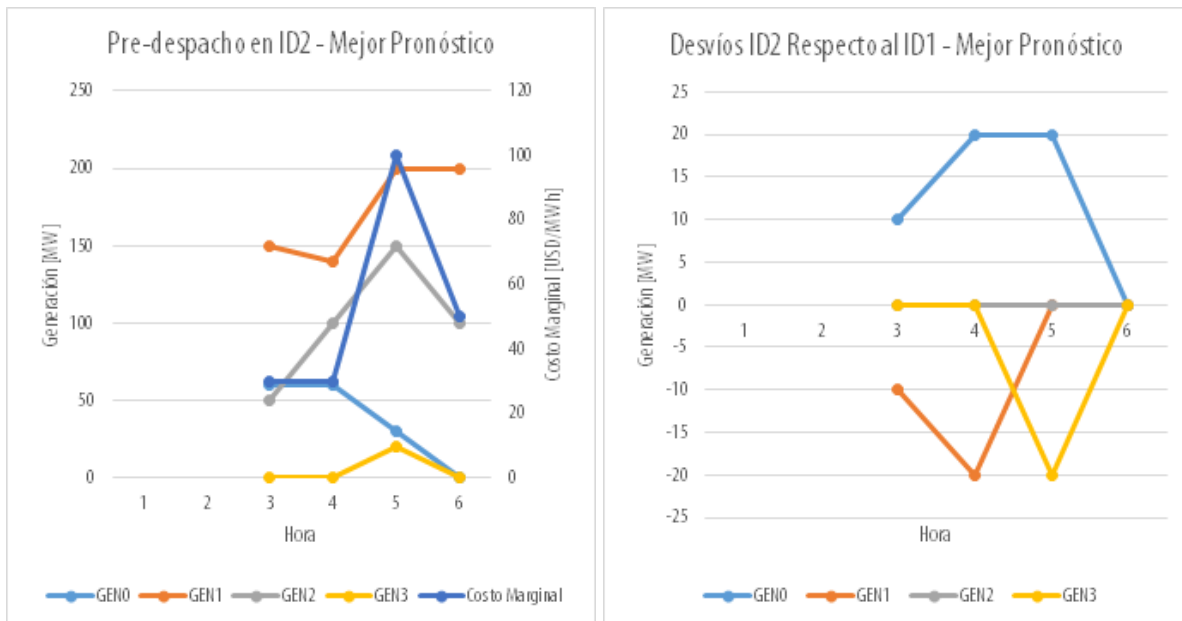


Figura 6.23. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

### Mejor Pronóstico - Tiempo Real



Figura 6.24. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

A partir de los resultados obtenidos, en los gráficos a continuación se presentan los costos totales de operación del sistema, pagos totales de la demanda, e ingresos del generador renovable bajo los distintos esquemas propuestos en el escenario de un pronóstico subestimado de generación. A partir de estos, se puede apreciar cómo los costos totales de operación disminuyen bajo el Esquema 2 en función de la calidad de los pronósticos realizados, lo que adicionalmente se traduce en un aumento de las remuneraciones percibidas por el generador renovable, dada la posibilidad con la que cuenta de ajustar su posición en etapas previas a la operación en tiempo real del sistema, y con ello cubrirse frente a condiciones operacionales desfavorables. En este caso, una disminución en los costos marginales de

tiempo real, producto de una reducción no pronosticada de la demanda y aumento en la generación renovable. No obstante lo anterior, cabe destacar que los resultados obtenidos en el caso del Esquema Actual y Esquema 1, los que pueden resultar aparentemente más favorables, se deben a la falta de una ventana de optimización que guíe las decisiones de despacho de los generadores y prepare al sistema para la realización de la demanda y generación ERV a lo largo del horizonte de operación. En este caso particular, el despacho míope del Esquema Actual y Esquema 1 resulta beneficiado por la reducción de la demanda y aumento de la generación renovable, en comparación con el despacho realizado por el Esquema 2, el cual se prepara para la realización de una mayor demanda y menor generación renovable.

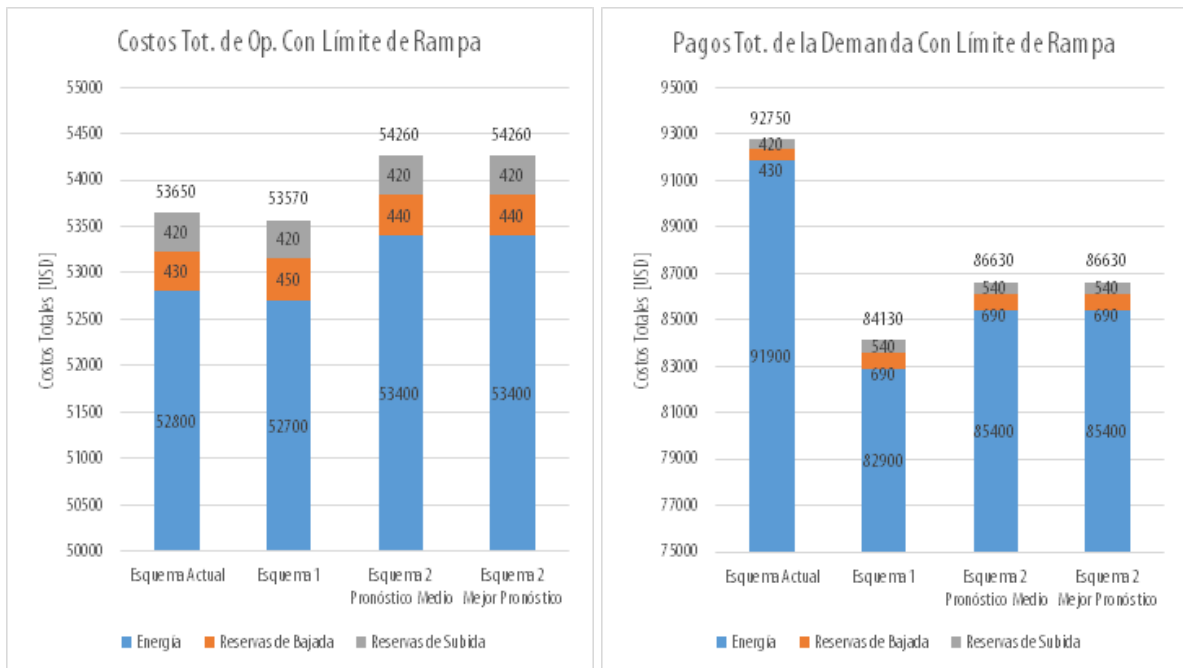


Figura 6.25. Costos totales de operación del sistema (izq.) y pagos totales de la demanda (der.) bajo los distintos esquemas propuestos con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

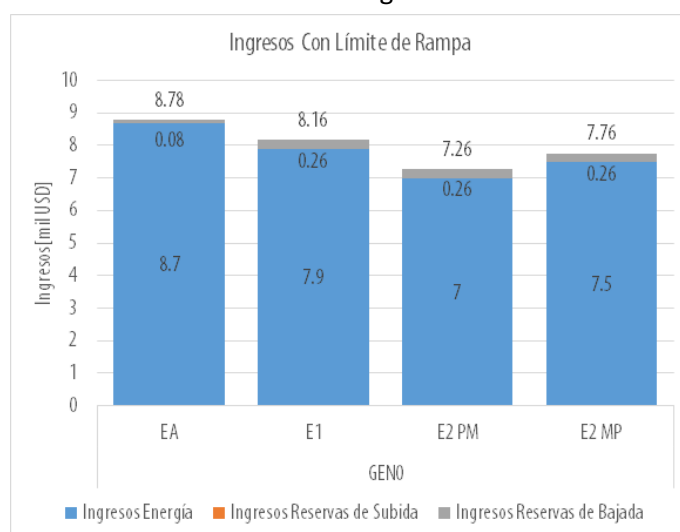


Figura 6.26. Ingresos GEN0 bajo los distintos esquemas propuestos con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de generación.

### 6.1.4. Escenarios Con Límite de Rampa: Pronóstico Subestimado de Demanda

Continuando con el parque de generación bajo escenarios con restricciones de rampa, y a diferencia de los escenarios previamente presentados, a continuación se presentan los resultados cuando el escenario en cuestión consiste en un pronóstico subestimado de demanda, lo que refuerza el valor de contar con mejores pronósticos, particularmente en el caso de la demanda.

Al igual que en los escenarios anteriores, se considera un horizonte de operación de 6 horas, en donde el Esquema 2 propuesto considera 2 etapas intradiarias, una en la hora 1 y otra en la hora 3, en donde los agentes pueden ajustar sus posiciones.

Considere además los siguientes pronósticos de demanda. En la figura, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza en la etapa Intradiaria Hora 1, hasta la hora 2 en la operación en Tiempo Real. Se distinguen dos posibles escenarios: un escenario de Pronóstico Medio y uno de Mejor pronóstico.

- **Pronóstico Medio:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste del pronóstico de demanda para la hora 5, desde 350 MW a 360 MW. Luego, en la hora 5 en la operación en Tiempo Real, se corrige nuevamente el pronóstico de las hora 5, ahora a 380 MW. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real.
- **Mejor Pronóstico:** En la etapa Intradiaria Hora 3 se realiza un ajuste del pronóstico de demanda bajo el supuesto de información perfecta para la hora 5 a 380 MW. Luego, no ocurren nuevas correcciones en la operación en Tiempo Real. En este escenario, la demanda logra corregir su posición en la etapa Intradiaria Hora 3, corrigiendo la totalidad de los desvíos en la hora 5.

Adicionalmente, considerar requerimientos de reservas de subida y de bajada constantes de 15 MW.

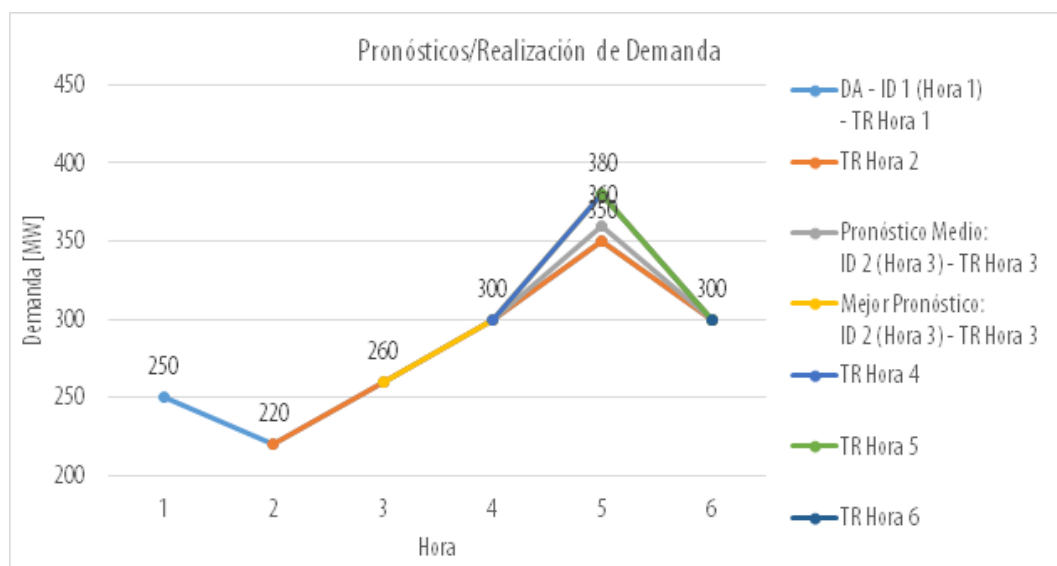


Figura 6.27. Pronósticos de demanda en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda<sup>132</sup>.

Considere además los siguientes pronósticos de generación ERV del GENO, dados por sus factores de planta pronosticados. En la figura, el pronóstico del Día Anterior no se actualiza a lo largo del horizonte,

<sup>132</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.

ocurriendo una serie de desviaciones no pronosticadas, sin que el pronóstico sea corregido. Así, en la operación en Tiempo Real, se deben corregir desviaciones de la generación renovable, la que alcanza factores de planta de 0.5, 0.4 y 0.1 en las horas 3, 4 y 5, respectivamente.

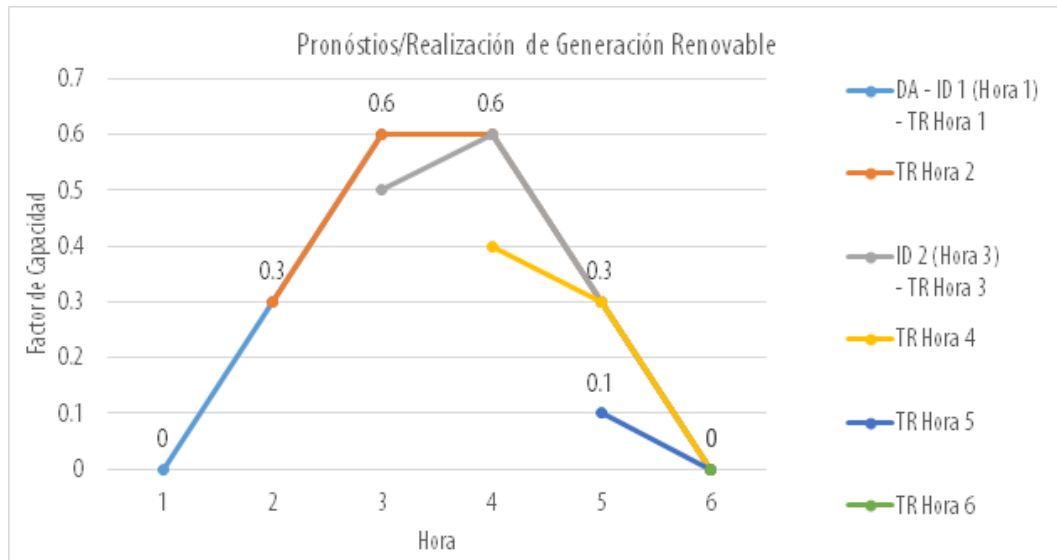


Figura 6.28. Pronóstico generación renovable (factor de capacidad del GEN0) en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda<sup>133</sup>.

El análisis a continuación se enfoca en los resultados para la provisión de energía. Respecto a la asignación de reservas, los resultados se encuentran en línea con lo expuesto en los escenarios anteriores.

A continuación, y de forma similar a lo expuesto en los escenarios anteriores, se presentan los resultados del pre-despacho y despacho, precios marginales de despeje y balance de pagos resultantes bajo cada esquema en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

<sup>133</sup> Notar que las curvas se van sobreponiendo en consideración de la realización y pronóstico actualizado de cada hora.



Día Anterior

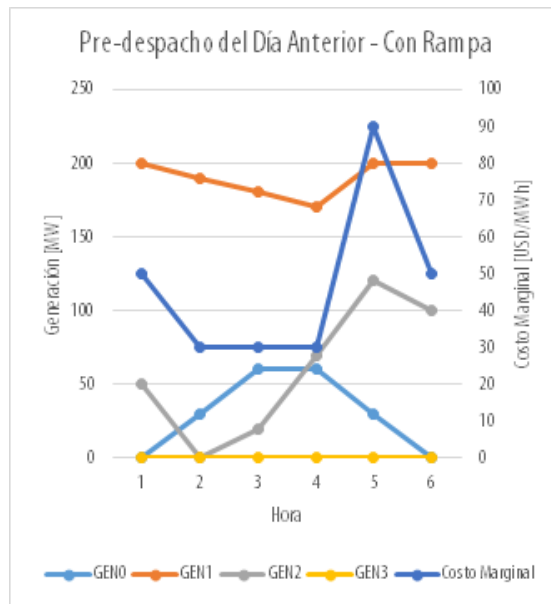


Figura 6.29. Pre-despacho del Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

Esquema Actual

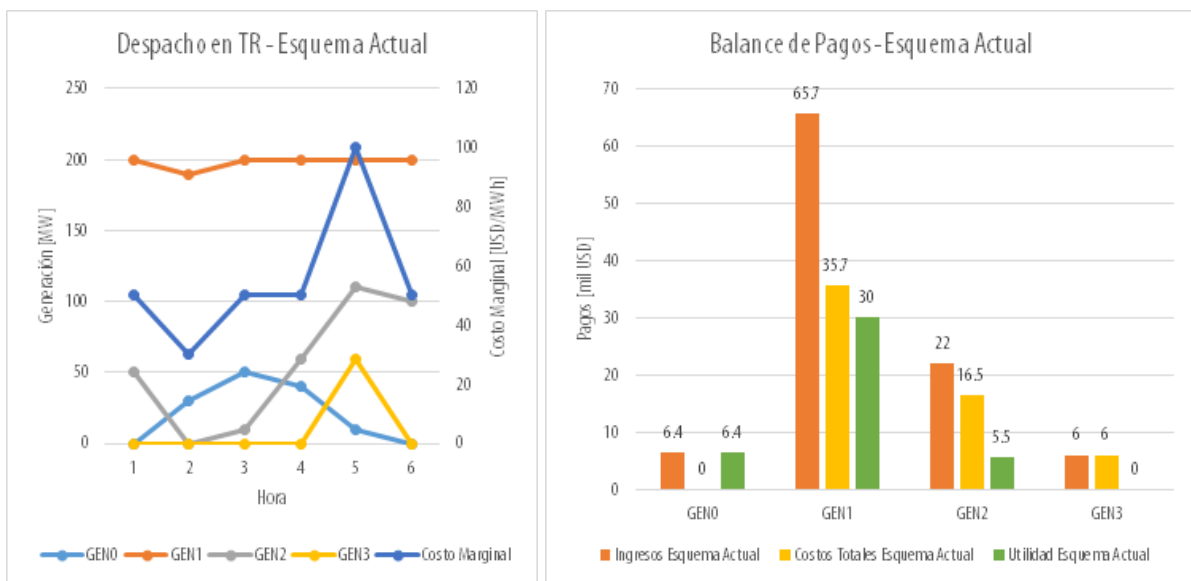


Figura 6.30. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema Actual y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (izq.) y balance de pagos (der.) en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

Esquema 1

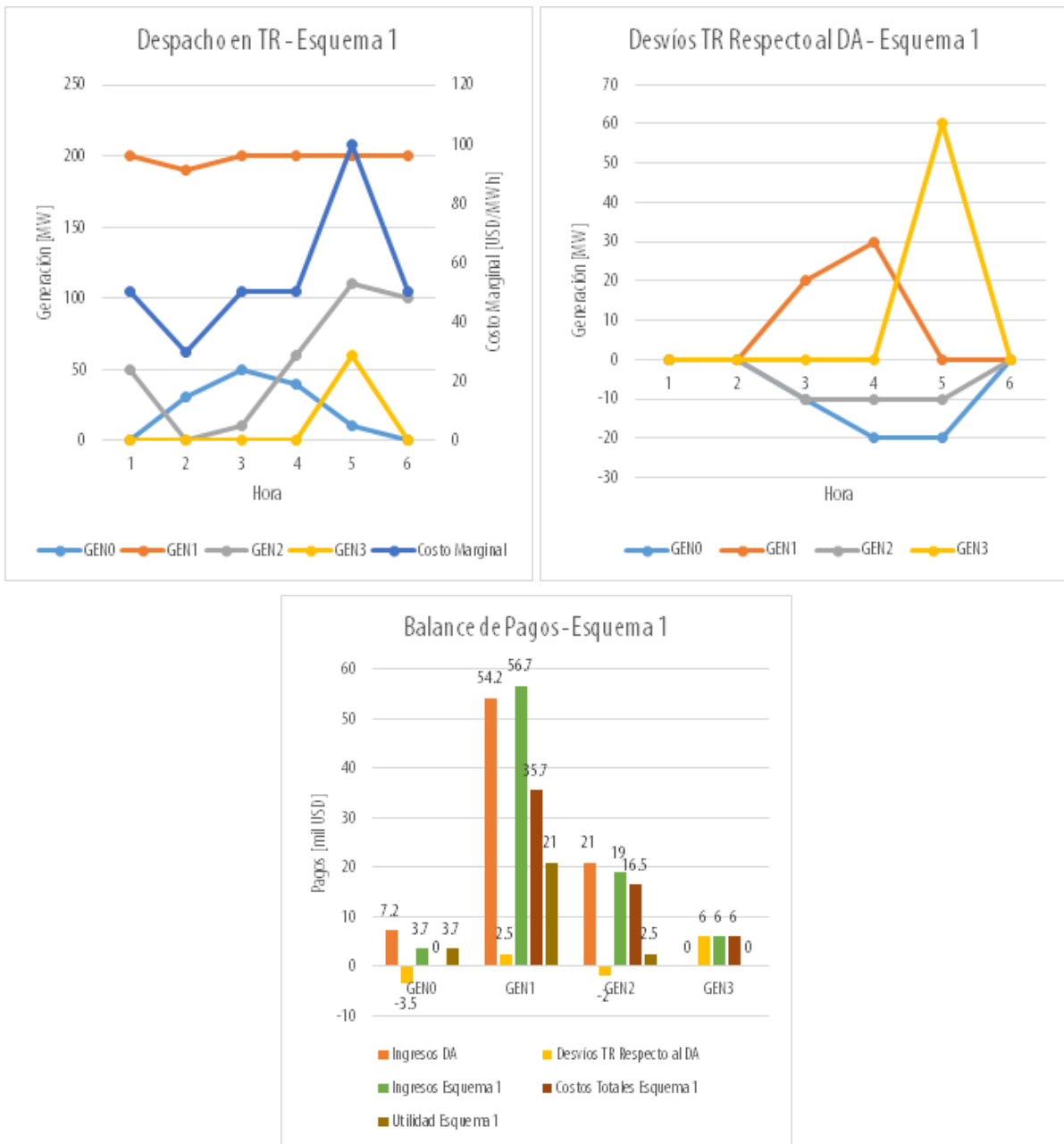


Figura 6.31. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 1, diferencias respecto al Día Anterior y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

## Esquema 2

### Intradiario Hora 1

Al igual que en los escenarios anteriores, los pronósticos de demanda y generación renovable en la hora 1 no son diferentes a aquellos del Día Anterior, por lo que la programación resulta idéntica a aquella del Día Anterior, y no se producen diferencias que deban ser resueltas en esta etapa.

### Pronóstico Medio - Intradiario Hora 3

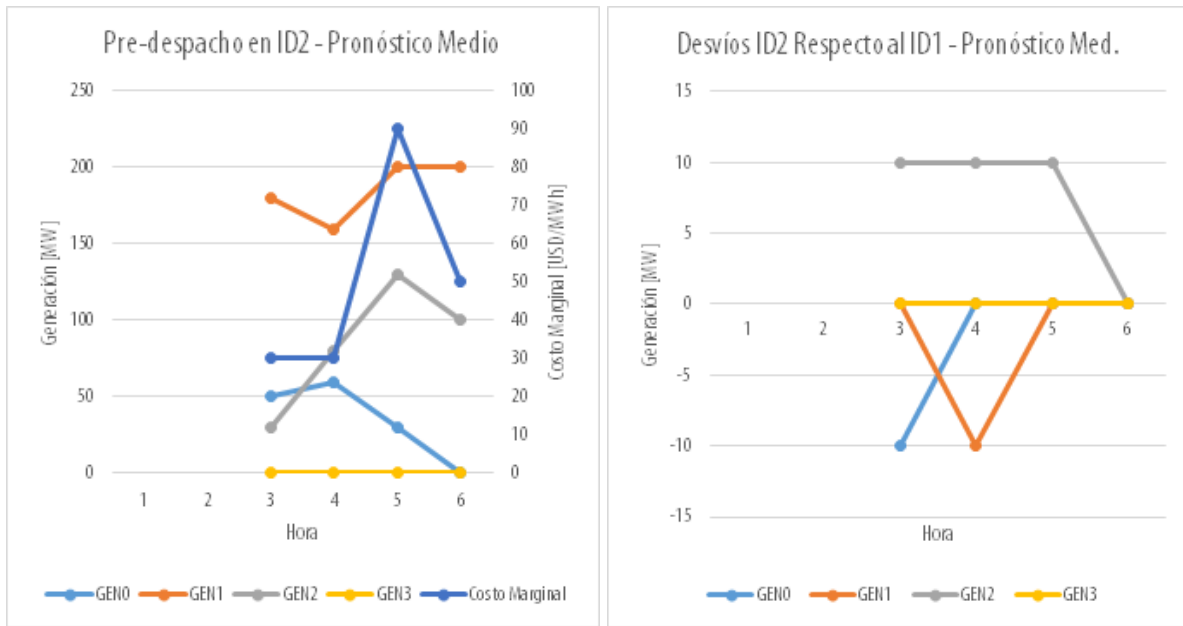
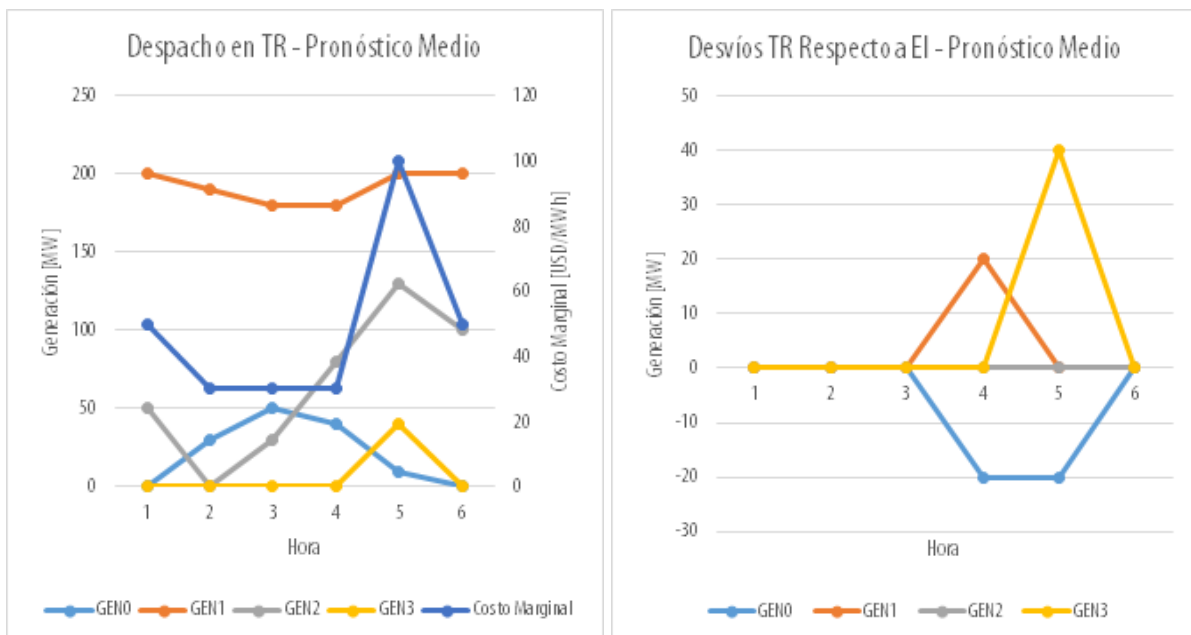


Figura 6.32. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

### Pronóstico Medio - Tiempo Real



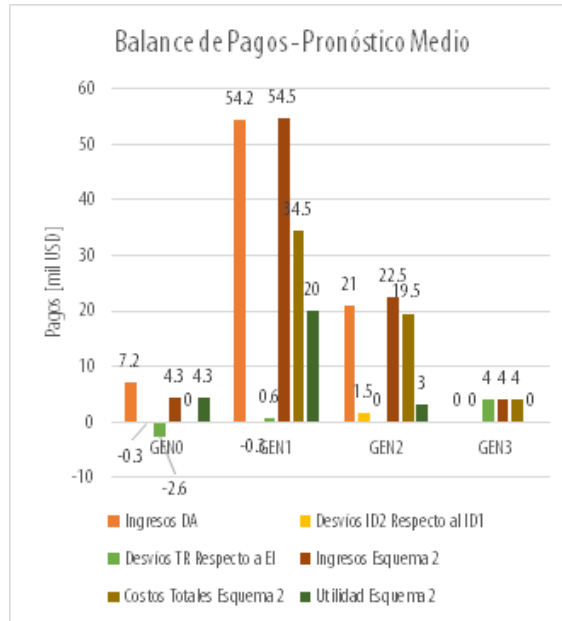


Figura 6.33. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Pronóstico Medio, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

### Mejor Pronóstico - Intradiario Hora 3

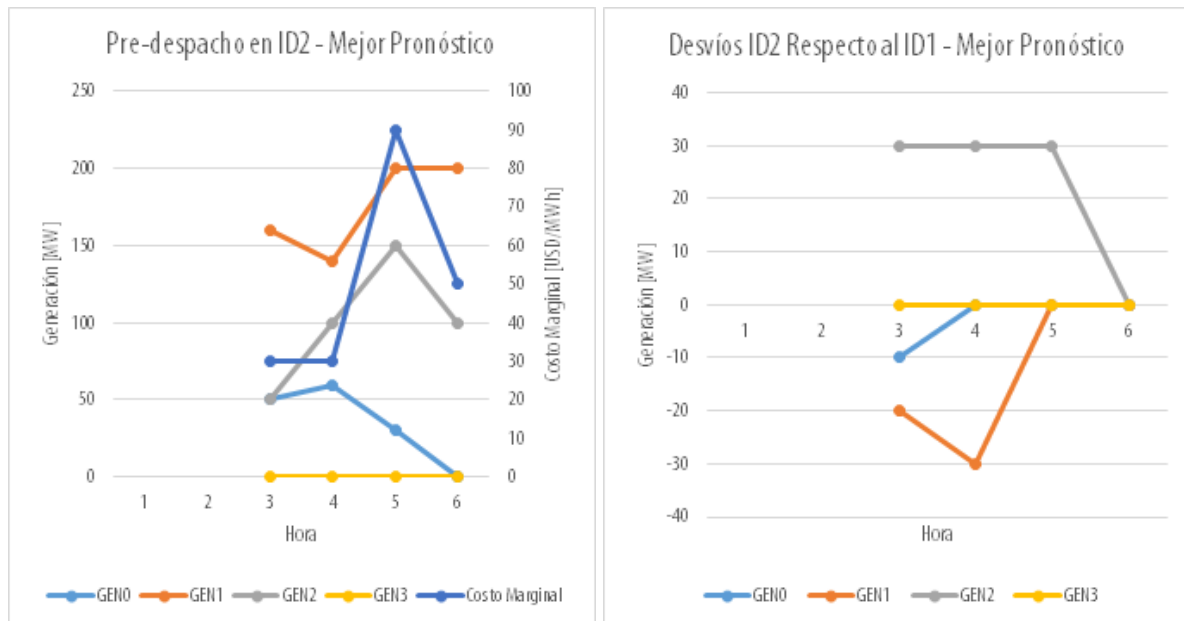


Figura 6.34. Programa Intradiario Hora 3 en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto al Intradiario Hora 1 y precio marginal de despeje con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

### Mejor Pronóstico - Tiempo Real



Figura 6.35. Despacho en Tiempo Real en base al Esquema 2 y Mejor Pronóstico, diferencias respecto a etapas Intradiarias previas y precio marginal de despeje con restricciones de rampa (arriba) y balance de pagos (abajo) en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

A partir de los resultados obtenidos, en los gráficos a continuación se presentan los costos totales de operación del sistema y pagos totales de la demanda bajo los distintos esquemas propuestos en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda. A partir de estos, se puede apreciar cómo los costos totales de operación disminuyen progresivamente entre el Esquema Actual, el Esquema 1 y el Esquema 2 en función de la calidad de los pronósticos realizados, lo que adicionalmente se traduce en una reducción de los pagos realizados por la demanda, en primer lugar a partir de la vinculación entre etapas, lo que permite asignar el impacto de las desviaciones a los agentes responsables; y en segundo lugar, a la posibilidad con la que cuenta la demanda de ajustar su posición en etapas previas a la

operación en tiempo real del sistema, y con ello cubrirse frente a condiciones operacionales desfavorables. En este caso, un aumento en los costos marginales de tiempo real, producto de desviaciones no pronosticadas de la generación ERV.

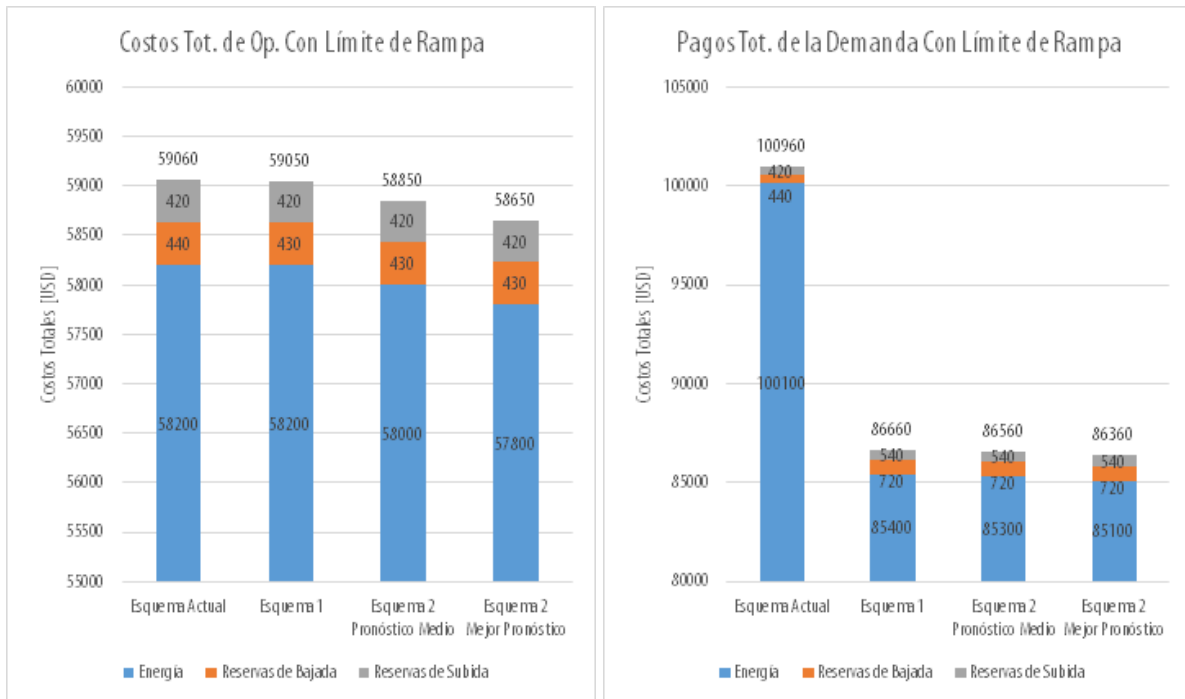


Figura 6.36. Costos totales de operación del sistema (izq.) y pagos totales de la demanda (der.) bajo los distintos esquemas propuestos con restricciones de rampa en el escenario de un pronóstico subestimado de demanda.

## 6.2. Análisis a Escala del Sistema Eléctrico Nacional

En la presente sección se evalúa la operación esperada del SEN bajo los esquemas de liquidación múltiple mercado propuestos. La evaluación se realiza utilizando una modelación detallada del SEN con múltiples consideraciones operacionales asociadas a tecnologías de generación, red de transmisión, sistema hídrico e información asociada al parque de generación actual. Dicho modelo de operación se utiliza como elemento central para la implementación de los distintos esquemas de liquidación múltiple lo que involucra un alto número de tiempos de simulación y manejo de datos. Los resultados permiten apreciar los impactos de los distintos elementos de diseño propuestos en contraste con la situación actual. Para esta evaluación, resulta relevante reiterar el mensaje de que un mecanismo de liquidación múltiple, para su implementación efectiva, debe entregar algún grado de libertad a los agentes, ya sea a través de decidir en qué etapa participar, entregar información sobre disponibilidad u otro tipo de ofertas (precio, capacidad disponible, etc.).

A partir de los resultados obtenidos es posible apreciar cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tiene impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales. En particular es relevante destacar las ventajas de la Propuesta 2 que incluye etapas intradiarias y despachos económicos con ventanas futuras frente a una alta penetración de energías renovables variables donde rampas intradiarias podrían ser un elemento relevante durante la operación. En base a lo anterior, los resultados tomando en consideración los aspectos reales y escala actual del SEN respecto a penetración de energías variables, muestran que dadas las tecnologías actualmente presentes las diferencias a nivel sistémico de los diversos esquemas no es tan marcado como en el caso de un sistema ilustrativo de baja escala, lo que es esperado ya que las diferencias entre los esquemas son altamente dependientes del nivel de penetración de energías renovables variables. Sin embargo, los resultados sí muestran el impacto de las diferencias entre los distintos esquemas reafirmando los puntos ya mencionados utilizando dicho sistema de baja escala.

### 6.2.1. Modelación de Esquemas de Liquidación Múltiple

Las simulaciones han sido realizadas haciendo uso de la plataforma New Energy (NewEn) Operations para la resolución del problema de pre-despacho de unidades del sistema. Esta plataforma, desarrollada por el equipo consultor, permite la formulación de problemas de optimización utilizados para determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras bajo diferentes escenarios de variación de demanda, generación ERV y otras restricciones operacionales. En particular, en el Anexo A se describe con mayor detalle las propiedades de esta herramienta, mientras que en el Anexo B se especifican las restricciones que considera el modelo a utilizar<sup>134</sup>.

Respecto a los esquemas de liquidación múltiple propuestos, a modo de resumen, la Tabla 6.25 a continuación presenta una visión general de estos, la formación de precios, cantidad y objetivos de las etapas, información provista por los agentes y las restricciones y modificaciones de las posiciones de generación de energía renovable (ER), por ejemplo. Luego, la Tabla 6.26 presenta los antecedentes

---

<sup>134</sup> Entre otras, se incorporan restricciones lógicas de pre-despacho, límites de rampa, tiempos mínimos de encendido y apagado, mínimos y máximos de generación, balance de demanda, flujo DC; restricciones de conectividad hidráulica asociadas a la red hidro del sistema eléctrico chileno, corredores de agua, almacenamiento intra-semanal, acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia; y restricciones asociadas a la provisión de reservas, capacidad de provisión, relación entre productos y requerimientos de reservas.

generales de su modelación, en relación a los problemas de pre-despacho (UC) y despacho económico (DE) en cada una de las etapas de liquidación.

Tabla 6.25. Resumen de las principales características de los esquemas de liquidación múltiple propuestos y su comparación con el esquema actual.

Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
<b>Esquema Actual</b>	Precio uniforme para energía en base a listas de mérito y precio diferenciado (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior no vinculante y en tiempo real (despacho en base a listas de mérito).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual no es vinculante. Agentes no toman posiciones ni gestionan sus riesgos.
<b>Esquema 1</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: Día anterior vinculante y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.
<b>Esquema 2</b>	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Múltiples Etapas: Día anterior e intradiarias vinculantes y en tiempo real.	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

Tabla 6.26. Antecedentes de modelación de los esquemas.

Esquema de Liquidación Múltiple	Día Anterior (DA)	Intradiario (ID) en hora t (*)	Tiempo Real (TR) en hora t (*)
<b>Esquema Actual</b>		N/A	DE con horizonte [t] y realización de demanda y ER para hora t. Optimización solo de energía. Reservas asignadas de DA son respetadas. Respeto UC de DA.
<b>Esquema 1</b>	UC con horizonte [1,T] y pronósticos de demanda y ER para horizonte [1,T]. Co-optimización de energía y reservas.	N/A	DE con horizonte [t] y realización de demanda y ER para hora t. Co-optimización de energía y reservas. Respeto UC de DA.
<b>Esquema 2</b>		UC con horizonte [t,T] y pronósticos de demanda y ER para horizonte [t,T]. Co-optimización de energía y reservas.	DE con horizonte [t,T], realización en hora t y pronósticos de demanda y ER para horizonte [t+1,T]. Co-optimización de energía y reservas. Respeto UC de ID previo.

(\*) Respeto las condiciones de borde de la última hora de operación en TR (t-1).



Para la implementación de los diferentes esquemas de liquidación múltiples propuestos, así como de una aproximación del Esquema Actual utilizado por el CEN en la operación en tiempo real del sistema, se requirió del desarrollo de una arquitectura particular de concatenación de los problemas de pre-despacho (UC) y despacho económico (DE) del sistema, la cual considera la fijación de variables de pre-despacho en la operación en tiempo real, asignación de reservas (bajo el Esquema Actual), condiciones de borde en relación a los puntos de operación de las unidades de generación, entre otras.

Adicionalmente, se requirió del desarrollo de una arquitectura de procesamiento de la información de entrada de los modelos, en torno a las bases de datos del SEN dispuestas por el CEN, realizaciones y pronósticos de generación y demanda para cada etapa de liquidación y esquema propuesto, como se puede apreciar en la Figura 6.37 a continuación; así como de la información de salida de las simulaciones desarrolladas, resultados propios de la simulación y esquema de remuneraciones que permiten analizar los resultados obtenidos. Es importante recalcar que esta herramienta de simulación de los esquemas propuestos es en sí un desarrollo de alta flexibilidad que será utilizada también al evaluar los esquemas de mercado basados en ofertas. De igual manera, dada la generalidad y automatización de la herramienta desarrollada, es posible evaluar otros casos y sensibilidad de interés.

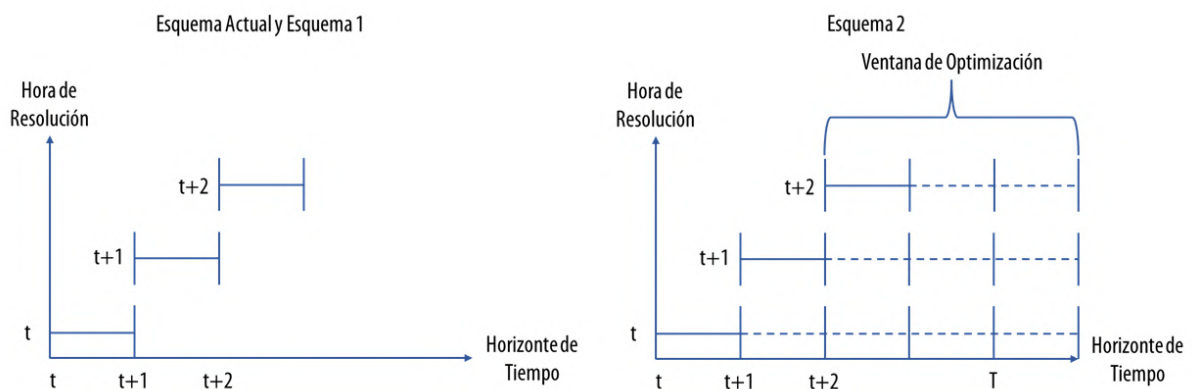


Figura 6.37. Proceso de simulación de esquemas propuestos.

Las simulaciones desarrolladas consideran un horizonte de simulación de 24 horas, en donde el Esquema 2 considera una (1) etapa intradiaria, previa a la hora 1 del día de operación, en donde los agentes pueden ajustar sus posiciones previo a la operación en tiempo real del sistema. En este punto cabe recordar que a diferencia de las etapas del día anterior e intradiarias, la operación en tiempo real considera la resolución de un DE, y no un problema de UC, el que supondría mayores tiempos de resolución así como una serie de desafíos adicionales para su implementación por parte del CEN desde un inicio en su proceso de transición hacia un esquema de liquidación de múltiples etapas. En este contexto, las decisiones de UC que requerirían ser respetadas en etapas posteriores, por ejemplo en tiempo real, se asocian principalmente a aquellas unidades que producto de rampas o tiempos mínimos de encendido/apagado requieren de la modelación detallada del problema de UC, así como horizontes de programación de la operación más extensos. Con todo lo anterior, el criterio bajo el cual se debiera realizar la modelación o fijación de variables de decisión de problemas de UC en etapas posteriores dependerá de la implementación y limitaciones prácticas con las que cuente el CEN.

Tabla 6.27. Antecedentes de la simulación.

Esquema	Etapas/Horizonte de Simulación			
	Día Anterior (DA)	Intradiaria (ID)	Tiempo Real (TR)	
Esquema Actual	UC de DA	N/A	TR 1 (En base a UC de DA)	... TR 24 (En base a UC de DA)
Esquema 1		N/A	TR (En base a UC de DA)	... TR (En base a UC de DA)
Esquema 2		UC de ID, previa a la hora 1 del día de operación. Simulación considera una (1) etapa intradiaria.	TR (En base a UC de ID)	... TR (En base a UC de ID)

En el caso particular de las simulaciones desarrolladas en este estudio, resulta razonable su análisis en base a la simulación de 1 día de operación. Esto, dado que dentro del parque de generación actual, solo un conjunto reducido de unidades cuenta con restricciones en sus tiempos mínimos de encendido/apagado igual o por sobre las 24 horas<sup>135</sup>. Más aún, en vista de los cambios futuros en el parque generador del SEN, la incidencia de este tipo de unidades debería verse reducida. Adicionalmente, se ha considerado que se respetan las decisiones de UC del DA o de la etapa ID de unidades de generación diferentes a aquellas diésel y gas, tecnologías que se mantienen disponibles para su despliegue en el despacho en tiempo real.

Las fuentes de información y supuestos utilizados para la construcción de los escenarios de simulación y base de datos representativa del SEN considerada en el problema de pre-despacho con co-optimización de energía y reservas se desarrollan a partir de la base de datos de Plexos dispuesta de forma pública y utilizada por el CEN en sus procesos de programación de la operación de corto plazo. No obstante lo anterior, a diferencia de los procesos de programación de la operación llevados a cabo por el CEN, las simulaciones presentes a continuación consideran las restricciones de rampa de las diferentes unidades del parque generador. Respecto de las magnitudes de los errores de pronóstico de demanda y generación renovable consideradas, estas se basan en la información dispuesta por el CEN en relación a pronósticos centralizados de demanda y generación<sup>136</sup>.

Con todo lo anterior, cabe destacar la escala de las simulaciones realizadas, donde el modelo cuenta con una representación acabada del SEN de acuerdo al uso de Plexos del CEN en sus programas de operación, con alrededor de:

- 600 unidades de generación (las que incluyen la red hídrica del sistema),
- 212 nodos, y
- 296 líneas de transmisión.

<sup>135</sup> Se contabilizan 6 unidades, 3 unidades pequeñas de biomasa correspondientes a la central Lautaro, totalizando 38 MW; y 3 unidades a carbón, Ventanas 2 (208 MW) y Bocamina 2 (350 MW), las que se espera acaben con su operación entre los años 2021 y 2022, y Guacolda 2 (152 MW).

<sup>136</sup> Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/>

Adicionalmente, la simulación de cada escenario considera un proceso de resolución del problema de pre-despacho y despacho iterativo para las 24 horas de operación del día en curso, lo que supone la resolución de:

- 1 UC del día anterior,
- 24 DE en tiempo real en el Esquema Actual,
- 24 DE en tiempo real en el Esquema 1,
- 1 UC en la etapa intradiaria y 24 DE en tiempo real del Esquema 2 (Pronóstico Medio, según se describe posteriormente), y
- 1 UC en la etapa intradiaria y 24 DE en tiempo real del Esquema 2 (Mejor Pronóstico, según se describe posteriormente).

Lo anterior resulta en un total de 99 corridas de la operación del SEN, donde las 24 simulaciones correspondientes al DE del Esquema Actual, Esquema 1 y Esquema 2 (Pronóstico Medio y Mejor Pronóstico, según se describe posteriormente), corresponden a simulaciones horarias concatenadas con la simulación anterior, lo que supone un importante desafío adicional a la resolución convencional de un problema de pre-despacho del día anterior, ya que utilizan como información de entrada a los datos de salida de la simulación previa<sup>137</sup>.

En específico, las simulaciones se basan en la información dispuesta por el CEN para la programación de la operación del SEN, considerando un día sin restricciones o condiciones operacionales particulares y utilizando como día representativo información correspondiente al día 7 de Abril de 2021, previo al período de escasez hídrica y altos costos de combustible observados en el SEN a mediados del presente año 2021. Por lo demás, este día representativo considera la indisponibilidad de corto plazo de fuentes de generación, combustible y medidas adicionales del CEN, particularmente de aquellas tecnologías de generación despachable, reflejando las condiciones utilizadas por el CEN en el proceso de programación de la operación del día anterior para el día de operación considerado. En particular, en la Tabla 6.28 a continuación se presenta la capacidad instalada del parque de generación del SEN, en donde se destaca una capacidad de generación ERV eólica y solar en torno al 26.3% de la capacidad total del sistema.

---

<sup>137</sup> Estas simulaciones fueron ejecutadas en un servidor local con procesador Intel(R) Xeon(R) CPU E5-2620 v3 @ 2.40GHz de 24 núcleos y 32 GB de memoria RAM. Cada conjunto de corridas fue realizada de manera secuencial, es decir, cada corrida inicia luego de finalizada la anterior, en un proceso cuyo tiempo total es de aproximadamente 90~100 minutos. De todas formas, se realizó paralelización respecto a los escenarios, así por ejemplo, las 99 corridas del escenario base se pueden correr en paralelo con las 99 corridas de una sensibilidad en el mismo servidor.

Tabla 6.28. Capacidad instalada del parque de generación del SEN<sup>138</sup> (MW).

Tecnología	Total Sistema (MW)	Total Sistema (%)
Carbón	4,904	18.21
Gas/GLP	5,088	18.90
Diésel/Fuel Oil	2,468	9.16
Hidro A	4,561	16.93
Hidro B	1,716	6.37
Hidro C	536	1.99
Solar	4,540	16.86
Eólica	2,545	9.45
Biomasa	466	1.73
Otras	111	0.41
Cap. Inst.	26,934	100

Finalmente, se desarrollan 3 escenarios de análisis para comprender los incentivos sobre los pronósticos de demanda (**Pronóstico de Demanda Subestimada**) y generación (**Pronóstico de Generación Sobrestimada** y **Pronóstico de Generación Subestimada**), enfocado en este caso en generación ERV eólica. Con el fin de observar mayores contrastes entre lo que serían pronósticos de menor o mejor calidad, se han definido dos tipos de pronósticos para el Esquema 2: un **Pronóstico Medio** y un **Mejor Pronóstico** (este último supone información perfecta respecto a la realización del parámetro de incertidumbre bajo análisis en tiempo real). Además, se incorporan desviaciones en tiempo real adicionales que permiten incorporar otras fuentes de incertidumbre a la operación en tiempo real del sistema, en el sentido de desvío que mayor impacto se estima tienen a nivel de costos del sistema. Así, cuando se analizan los incentivos sobre los pronósticos de demanda se incorpora una desviación en tiempo real de la generación ERV, y cuando se analizan los incentivos sobre los pronósticos de generación se incorpora una desviación en tiempo real de la demanda. Luego, los escenarios señalados se describen a continuación:

- **Pronóstico de Demanda Subestimada:** El escenario desarrollado cuenta con los siguientes pronósticos/realizaciones de demanda y generación renovable eólica:

<sup>138</sup> Esto, a partir de la información pública disponible dispuesta por el CEN a abril del año 2021. Según su tratamiento en la base de datos de Plexos del CEN, la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema se clasifica como Hidro A, para aquellas unidades cuya gestión está vinculada o conectada a centrales con capacidad de regulación, por lo que sus caudales de entrada dependen también del agua extraída de embalses aguas arriba y del valor del agua correspondiente, determinado en etapas previas de la Programación de la Operación. Por otro lado, las tecnologías de generación Hidro B e Hidro C hacen referencia a fuentes de generación hidráulicas de pasada de mayor y menor tamaño que no dependen de la gestión de un embalse.

1. En la etapa del día anterior (DA) se cuenta con un pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial<sup>139</sup>.
2. Tanto el **Esquema Actual** como el **Esquema 1** no incorporan pronósticos actualizados de demanda o generación, por lo que se ven expuestos directamente a las desviaciones en tiempo real (TR) de la demanda y generación:
  - i. La demanda se desvía en horas 19,20 y 21 en +10.25%.
  - ii. La generación eólica se desvía en horas 19,20 y 21 en -19%.
3. En el caso del **Esquema 2**, previo al inicio del día de operación, se cuenta con un pronóstico actualizado de la **demanda**, la cual se estima ha sido **subestimada**, el cual se incorpora en la etapa intradiaria (ID). Este pronóstico puede ser de dos tipos:
  - a. Un **Pronóstico Medio**, en base al cual se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +5%.
    - i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +5% adicional (total de +10.25% de desviación respecto al pronóstico de demanda del día anterior (DA)).
    - ii. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -19%.
  - b. Un **Mejor Pronóstico**, que supone información perfecta respecto a la realización de la demanda en tiempo real, en base al cual se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +10.25%.
    - i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -19%.

Así, a la subestimación de la demanda en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade una disminución de la generación eólica en las mismas horas.

- **Pronóstico de Generación Sobrestimada:** El escenario desarrollado cuenta con los siguientes pronósticos/realizaciones de demanda y generación renovable eólica:
  1. En la etapa del día anterior (DA) se cuenta con un pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial<sup>140</sup>.
  2. Tanto el **Esquema Actual** como el **Esquema 1** no incorporan pronósticos actualizados de demanda o generación, por lo que se ven expuestos directamente a las desviaciones en tiempo real (TR) de la demanda y generación:
    - i. La demanda se desvía en horas 19,20 y 21 en +10.25%.
    - ii. La generación eólica se desvía en horas 19,20 y 21 en -19%.
  3. En el caso del **Esquema 2**, previo al inicio del día de operación, se cuenta con un pronóstico actualizado de la **generación eólica**, la cual se estima ha sido **sobrestimada**, el cual se incorpora en la etapa intradiaria (ID). Este pronóstico puede ser de dos tipos:
    - a. Un **Pronóstico Medio**, en base al cual se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -10%.

<sup>139</sup> Aquella dispuesta por el CEN para su proceso de programación de la operación.

<sup>140</sup> Aquella dispuesta por el CEN para su proceso de programación de la operación.

- i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +10.25%.
  - ii. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -10% adicional (total de -19% de desviación respecto al pronóstico de generación eólica del día anterior (DA)).
- b. Un **Mejor Pronóstico**, que supone información perfecta respecto a la realización de la generación eólica en tiempo real, en base al cual se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -19%.
- i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +10.25%.

Así, a la sobrestimación de la generación eólica en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade un aumento de la demanda en las mismas horas. En términos de realización de la demanda y generación renovable, este escenario resulta idéntico al escenario de demanda subestimado anteriormente descrito. La diferencia consiste en que es la generación renovable eólica, y no la demanda, la cual corrige su posición bajo el Esquema 2.

- **Pronóstico de Generación Subestimada:** El escenario desarrollado cuenta con los siguientes pronósticos/realizaciones de demanda y generación renovable eólica:
  1. En la etapa del día anterior (DA) se cuenta con un pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial<sup>141</sup>.
  2. Tanto el **Esquema Actual** como el **Esquema 1** no incorporan pronósticos actualizados de demanda o generación, por lo que se ven expuestos directamente a las desviaciones en tiempo real (TR) de la demanda y generación:
    - i. La demanda se desvía en horas 19,20 y 21 en -19%.
    - ii. La generación eólica se desvía en horas 19,20 y 21 en +21%.
  3. En el caso del **Esquema 2**, previo al inicio del día de operación, se cuenta con un pronóstico actualizado de la **generación eólica**, la cual se estima ha sido **subestimada**, el cual se incorpora en la etapa intradiaria (ID). Este pronóstico puede ser de dos tipos:
    - a. Un **Pronóstico Medio**, en base al cual se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en +10%.
      - i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en -19%.
      - ii. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en +10% adicional (total de +21% de desviación respecto al pronóstico de generación eólica del día anterior (DA)).
    - b. Un **Mejor Pronóstico**, que supone información perfecta respecto a la realización de la generación eólica en tiempo real, en base al cual se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en +21%.

---

<sup>141</sup> Aquella dispuesta por el CEN para su proceso de programación de la operación.

- i. En la hora 19 de la operación en tiempo real (TR), se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en -19%.

A la subestimación de la generación eólica en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade una disminución de la demanda en las mismas horas.

A partir de todo lo anterior, a continuación se presenta una tabla resumen que da cuenta para cada escenario bajo análisis de la actualización de pronósticos y realización de los parámetros de incertidumbre, generación ERV y demanda, que se ven modificados para las horas 19, 20 y 21.

Tabla 6.29. Resumen de actualización pronósticos y realización de la demanda y generación ERV eólica de cada escenario analizado<sup>142</sup>.

Esquema	Etapa	Pronóstico de Demanda Subestimada	Pronóstico de Generación Sobrestimada	Pronóstico de Generación Subestimada
		DA	Pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial.	
Esquema Actual	TR	Demanda se desvía en +10.25%	Demanda se desvía en +10.25%	Demanda se desvía en -19%
Esquema 1	TR	Generación eólica se desvía en -19%	Generación eólica se desvía en -19%	Generación eólica se desvía en +21%
Esquema 2 Pronóstico Medio	ID Hora 1	Pronóstico de demanda se actualiza en +5%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en -10%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en +10%
	TR	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en +5% (+10.25%/DA) En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en -19%	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en +10.25% En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en -10% (-19%/DA)	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en -19% En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en +10% (+21%/DA)
Esquema 2 Mejor Pronóstico	ID Hora 1	Pronóstico de demanda se actualiza en +10.25%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en -19%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en +21%
	TR	En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en -19%	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en +10.25%	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en -19%

<sup>142</sup> Corrección de pronósticos y desviaciones de generación y demanda en las horas 19, 20 y 21. Respecto de los errores de pronóstico de demanda y generación renovable considerados, estos corresponden a sobreestimaciones (mayores respecto a las desviaciones comúnmente observadas en el sistema) en el sentido de desvío que mayor impacto se estima tienen a nivel de costos del sistema, y su magnitud se determina con el objetivo de observar impactos a nivel de la escala del SEN, en base a información dispuesta por el CEN en relación a pronósticos centralizados de demanda y generación. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/>

## 6.2.2. Incentivos Sobre los Pronósticos de Demanda

### Pronóstico de Demanda Subestimada

Bajo este escenario, a la subestimación de la demanda en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade una disminución de la generación eólica en las mismas horas.

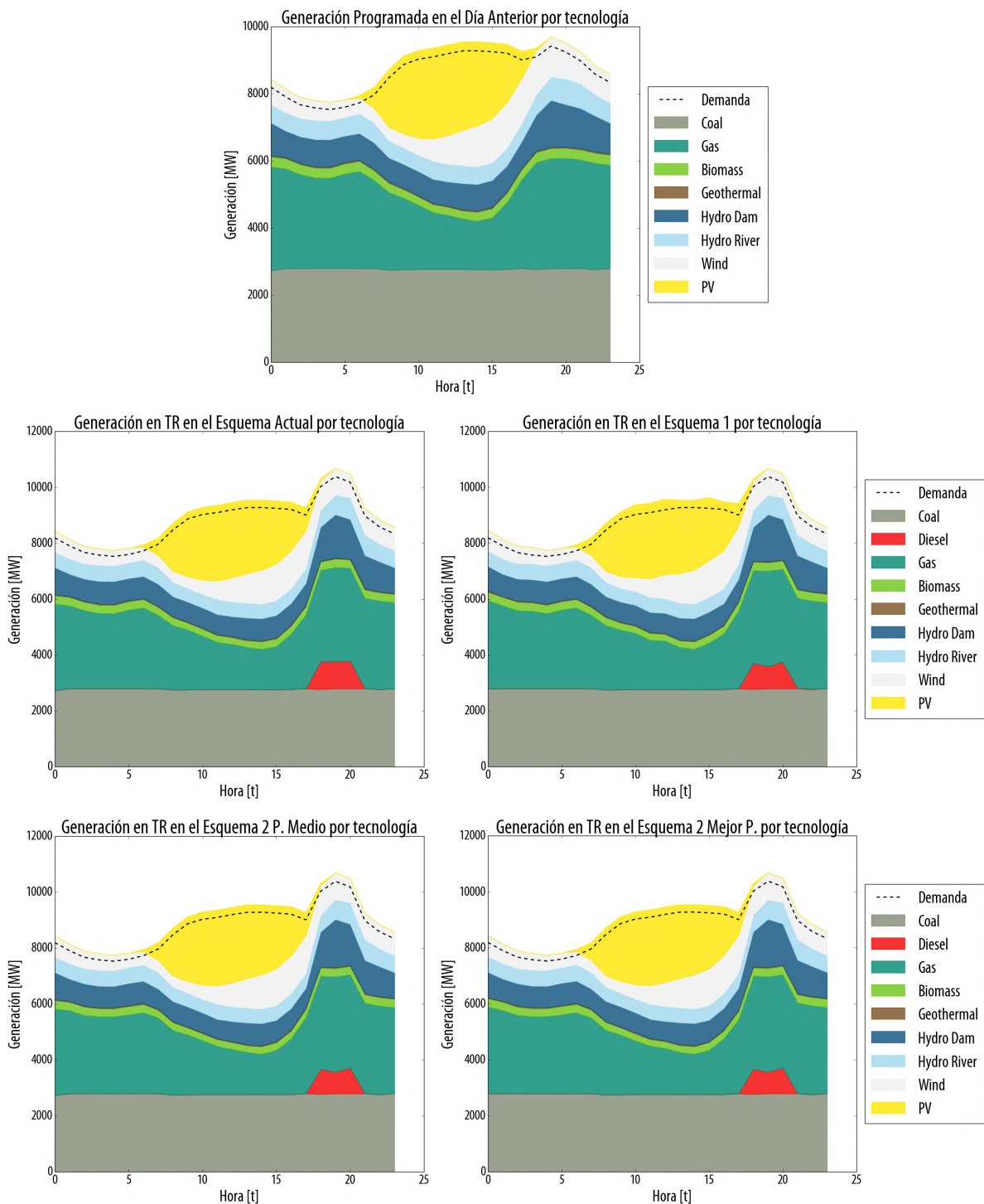


Figura 6.38. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada.



Como consecuencia de lo anterior, y como se puede apreciar en la Figura 6.38, en la operación en tiempo real del sistema se debe recurrir al aumento de la generación del parque generador despachado, necesitando recurrir incluso al despacho de unidades flexibles en base a diésel. No obstante lo anterior, se puede apreciar cómo los Esquemas 1 y 2 deben recurrir a una menor generación diésel que el Esquema Actual para responder a los cambios en las condiciones operacionales del sistema en tiempo real.

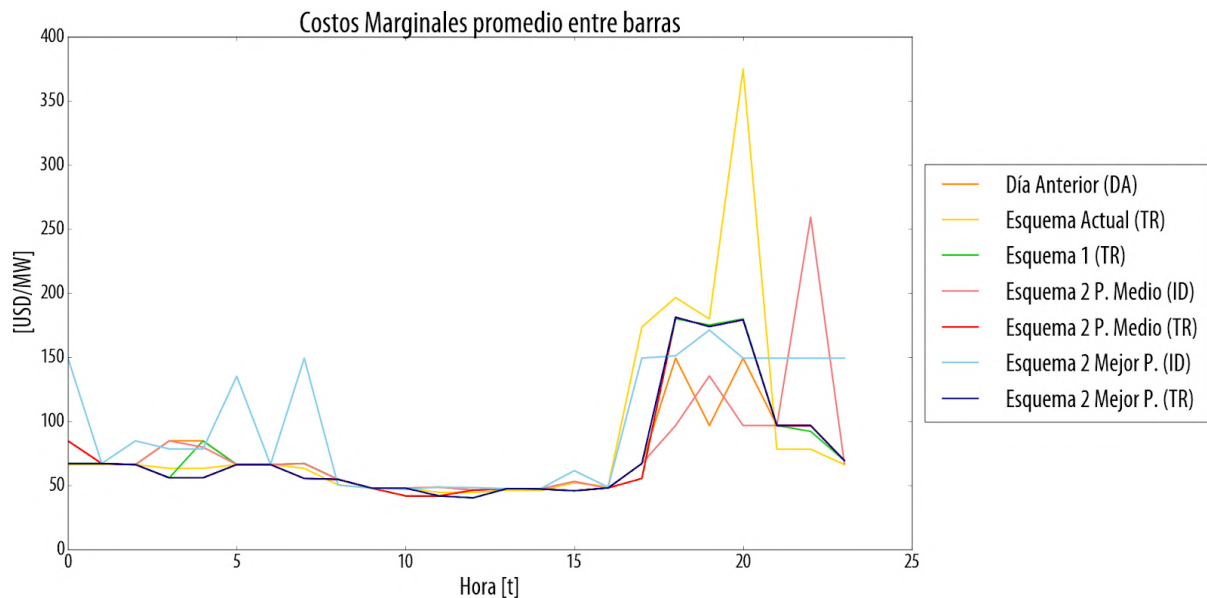


Figura 6.39. Costos marginales promedio de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada.

Al observar los costos marginales promedio entre barras en la Figura 6.39, se observa cómo los costos marginales resultantes en cada uno de los esquemas y etapas tienden a diferenciarse en horas de la mañana, junto al inicio de la generación solar, y al atardecer, junto con el fin de la generación solar, que a su vez coincide con las horas de desviación de demanda y generación renovable (i.e., horas 19, 20 y 21)<sup>143</sup>. En particular, cabe destacar cómo en estas horas el Esquema Actual alcanza costos marginales promedio en la operación en tiempo real superiores a aquellos obtenidos en el Esquema 1 o en el Esquema 2 (escenarios de Pronóstico Medio y Mejor Pronóstico), los que se encuentran superpuestos en la figura. Adicionalmente, cabe destacar cómo las etapas intradiarias en el Esquema 2 son capaces de capturar parte del aumento de los costos marginales de la operación en tiempo real, producto de que este esquema permite la corrección de los pronósticos de demanda, otorgando una oportunidad de ajuste de posición a la demanda, en una instancia previa a la operación en tiempo real del sistema. El aumento en los costos marginales de tiempo real es capturado de mejor manera en la etapa intradiaria bajo un escenario de Mejor Pronóstico, frente a uno de Pronóstico Medio. Esto gracias a que la corrección en los pronósticos supone información perfecta respecto a la realización del parámetro incierto en tiempo real, que en este caso corresponde a la demanda. No obstante, en la operación en tiempo real ocurre una desviación adicional (disminución) no pronosticada de la generación renovable

<sup>143</sup> En este punto cabe señalar que las diferencias observadas en los costos marginales promedio se pueden asociar a una serie de razones, particularmente en relación a la variación de pronósticos y realizaciones de parámetros de incertidumbre en las horas 19, 20 y 21. Adicionalmente, se pueden considerar las desviaciones en el despacho en tiempo real, producto de la co-optimización de energía y reservas en Esquemas 1 y 2, y la consideración de una ventana de optimización con horizonte extendido en el Esquema 2, entre otras posibles fuentes de variación.

eólica, lo que se traduce en aumentos aún mayores en los costos marginales de la operación en tiempo real del sistema, independiente de la corrección de pronóstico de la demanda.

Tabla 6.30. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Mejor Pronóstico (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$7,288,105	\$7,217,049 (-0.97%)	\$7,182,630 (-1.45%)	\$7,181,284 (-1.47%)

Al analizar los costos de la operación en tiempo real, se puede apreciar que estos se reducen desde el caso del Esquema Actual al Esquema 1, y al Esquema 2 con Pronóstico Medio y Mejor Pronóstico, lo que se puede asociar a la posibilidad de co-optimizar energía y reservas, y luego con la capacidad de incorporar pronósticos actualizados de demanda en una ventana de optimización a lo largo del horizonte de operación.

Aunque la magnitud de las desviaciones de demanda y generación ERV consideradas han sido sobreestimadas (mayores respecto a las desviaciones comúnmente observadas en el sistema), con el objetivo de observar impactos a nivel de la escala del SEN, éstas aún así no son suficientes para, por sí mismas, obtener un impacto significativo en los resultados de la operación del sistema. Esto, debido al parque generador actual del SEN, la integración de generación ERV y los niveles de error en pronósticos actuales<sup>144</sup>. No obstante lo anterior, es de esperar que el desarrollo futuro del SEN, con una mucho mayor integración de fuentes de generación ERV, la posibilidad de contar con desviaciones mayores aumente.

Al analizar los pagos de la demanda, se puede apreciar que bajo el Esquema Actual, la demanda se encuentra totalmente expuesta a los costos marginales en tiempo real, lo que se traduce en un aumento importante en los pagos que debe realizar la demanda, en comparación a los pagos definidos en el día anterior<sup>145</sup>. Por otro lado, estos pagos se reducen considerablemente cuando se considera la vinculación de los Esquemas 1 y Esquema 2. Bajo estos esquemas, la demanda solo se ve impactada por sus desviaciones respecto a la casación en etapas anteriores. Más aún, bajo el Esquema 2, la demanda cuenta con una instancia de corrección de pronósticos intradiaria, la cual permite reducir la exposición de esta a los costos marginales de tiempo real, observándose pagos menores en comparación al Esquema 1.

<sup>144</sup> Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/>

<sup>145</sup> Recordar que bajo los esquemas de liquidación múltiple propuestos (Esquemas 1 y 2), los pagos de la demanda y remuneraciones de la generación se calculan en primer lugar en base a la asignación y precios marginales de despeje en la etapa del día anterior, y luego en base a las **desviaciones** respecto de la asignación en la etapa del día anterior y precios marginales de despeje de la **etapa intradiaria** (en el caso del Esquema 2) y desviaciones respecto de la asignación en etapas de liquidación previas y precios marginales de despeje de la **operación en tiempo real**. En el caso del Esquema Actual, pagos de la demanda y remuneraciones de la generación se calculan directamente en base a la asignación y precios marginales de despeje en la operación en tiempo real del sistema.

Tabla 6.31. Pagos de la demanda bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio		Esquema 2 Mejor Pronóstico	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradía	Tiempo Real	Etapa Intradía	Tiempo Real
1	\$714,440	\$558,239	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
2	\$545,325	\$538,446	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
3	\$522,386	\$522,386	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
4	\$660,480	\$493,373	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
5	\$656,406	\$490,330	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
6	\$517,511	\$517,511	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
7	\$526,374	\$526,374	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
8	\$549,536	\$518,733	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
9	\$476,823	\$439,143	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
10	\$436,353	\$436,353	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
11	\$444,243	\$444,243	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
12	\$455,102	\$416,634	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
13	\$437,913	\$421,101	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
14	\$452,825	\$439,985	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
15	\$450,581	\$440,130	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
16	\$504,089	\$494,827	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
17	\$454,745	\$465,537	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
18	\$621,530	\$1,608,472	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
19	\$1,396,544	\$2,027,213	\$172,537	\$45,239	\$89,009	\$140,197	\$0
20	\$937,214	\$1,922,347	\$173,984	\$65,633	\$88,458	\$170,065	\$0
21	\$1,418,895	\$3,929,074	\$175,298	\$45,963	\$89,429	\$145,437	\$0
22	\$893,266	\$722,842	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
23	\$853,766	\$690,879	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
24	\$594,889	\$567,658	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$15,521,237 (206,445.09 MWh) (75.18 \$/MWh)	\$19,631,830 (209,289.16 MWh) (93.8 \$/MWh)	\$521,819 (Desv: 2,844.07 MWh) (183.48 \$/MWh)	\$156,835 (Desv: 1,387.35 MWh) (113.05 \$/MWh)	\$266,897 (Desv: 1,456.72 MWh) (183.22 \$/MWh)	\$455,699 (Desv: 2,844.07 MWh) (160.23 \$/MWh)	\$0 (Desv: 0 MWh)
Pagos de la Demanda del Esquema		\$19,631,830	\$16,043,056 (-18.28%/ Esquema Actual)		\$15,944,969 (-18.78%/ Esquema Actual)		\$15,976,936 (-18.62%/ Esquema Actual)

Adicionalmente, las tablas a continuación muestran las remuneraciones y compensaciones por la provisión de energía y reservas bajo cada esquema y tecnología para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada.

 Tabla 6.32. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD)<sup>146</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Bid)	Remuneraciones por la Activación de Reservas	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas	Remuneraciones por Costos de Oportunidad de Reservas
Hidro C	\$316,684	\$0	\$90	\$0	\$0	\$0
Diesel	\$738,986	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$973,151	\$0	\$263	\$0	\$0	\$0

<sup>146</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

Solar	\$1,184,979	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$5,803,953	\$0	\$72	\$58	\$0	\$28
Hidro A	\$2,180,931	\$173,047	\$13,277	\$112,244	\$27,088	\$176,731
Biomasa	\$561,100	\$10	\$1,150	\$7,041	\$68	\$15,711
Gas	\$5,833,071	\$2,204	\$17,106	\$30,617	\$697	\$26,774
Wind	\$1,804,644	\$0	\$1,018	\$0	\$0	\$0
Geotermica	\$63,882	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$49,809	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GLP	\$32,174	\$159	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$33,429	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total	\$19,576,794	\$175,420	\$32,976	\$149,960	\$27,853	\$219,244

Tabla 6.33. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 1 para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD)<sup>147</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$791	\$0
Diesel	\$481,079	\$1,624	\$25,943	\$56
Hidro B	\$782,526	\$0	\$3,001	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,827,357	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,754,537	\$173,051	\$140,885	\$21,779
Biomasa	\$468,624	\$258	\$7,579	\$45
Gas	\$4,768,031	\$14,750	\$64,202	\$1,447
Wind	\$1,378,208	\$0	\$7,331	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,972	\$135	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,977,473	\$189,819	\$249,883	\$23,326

Tabla 6.34. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Pronóstico Medio para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD)<sup>148</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$1,104	\$0
Diesel	\$459,034	\$1,876	\$32,293	\$62
Hidro B	\$782,526	\$0	\$2,848	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0

<sup>147</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema estas corresponden a \$73.94.

<sup>148</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

Carbon	\$4,826,554	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,679,028	\$176,785	\$118,295	\$19,819
Biomasa	\$465,794	\$123	\$8,024	\$38
Gas	\$4,739,126	\$18,012	\$79,776	\$1,456
Wind	\$1,378,318	\$0	\$7,393	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,944	\$132	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,847,464	\$196,929	\$249,883	\$21,375

Tabla 6.35. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Mejor Pronóstico para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD)<sup>149</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$1,104	\$0
Diesel	\$450,547	\$1,876	\$32,167	\$62
Hidro B	\$782,526	\$0	\$2,848	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,788,001	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,793,489	\$176,867	\$125,554	\$20,212
Biomasa	\$467,726	\$68	\$9,011	\$42
Gas	\$4,691,416	\$15,424	\$71,758	\$1,326
Wind	\$1,378,318	\$0	\$7,291	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,944	\$132	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,869,107	\$194,367	\$249,883	\$21,642

### 6.2.3. Incentivos Sobre los Pronósticos de Generación

#### Pronóstico de Generación Sobrestimada

Bajo este escenario, a la sobrestimación de la generación eólica en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade un aumento de la demanda en las mismas horas. En términos de realización de la demanda y generación renovable, este escenario resulta idéntico al escenario de demanda subestimado anteriormente descrito. La diferencia consiste en que es la generación renovable eólica, y no la demanda, la cual corrige su posición bajo el Esquema 2. En este punto, cabe destacar que si bien el análisis desarrollado se realiza en el caso particular de la generación eólica, este es equivalente para el caso de la generación solar, y generalizable para el caso de cualquier fuente de generación, ERV o despachable, que incurre en desviaciones de generación respecto de su nivel de asignación en etapas de liquidación previas.

<sup>149</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

Como consecuencia de lo anterior, y como se puede apreciar en la Figura 6.40 a continuación, en la operación en tiempo real del sistema se debe recurrir al aumento de la generación del parque generador despachado, necesitando recurrir incluso al despacho de unidades flexibles en base a diésel. No obstante lo anterior, se puede apreciar cómo los Esquemas 1 y 2 deben recurrir a una menor generación diésel que el Esquema Actual para responder a los cambios en las condiciones operacionales del sistema en tiempo real.

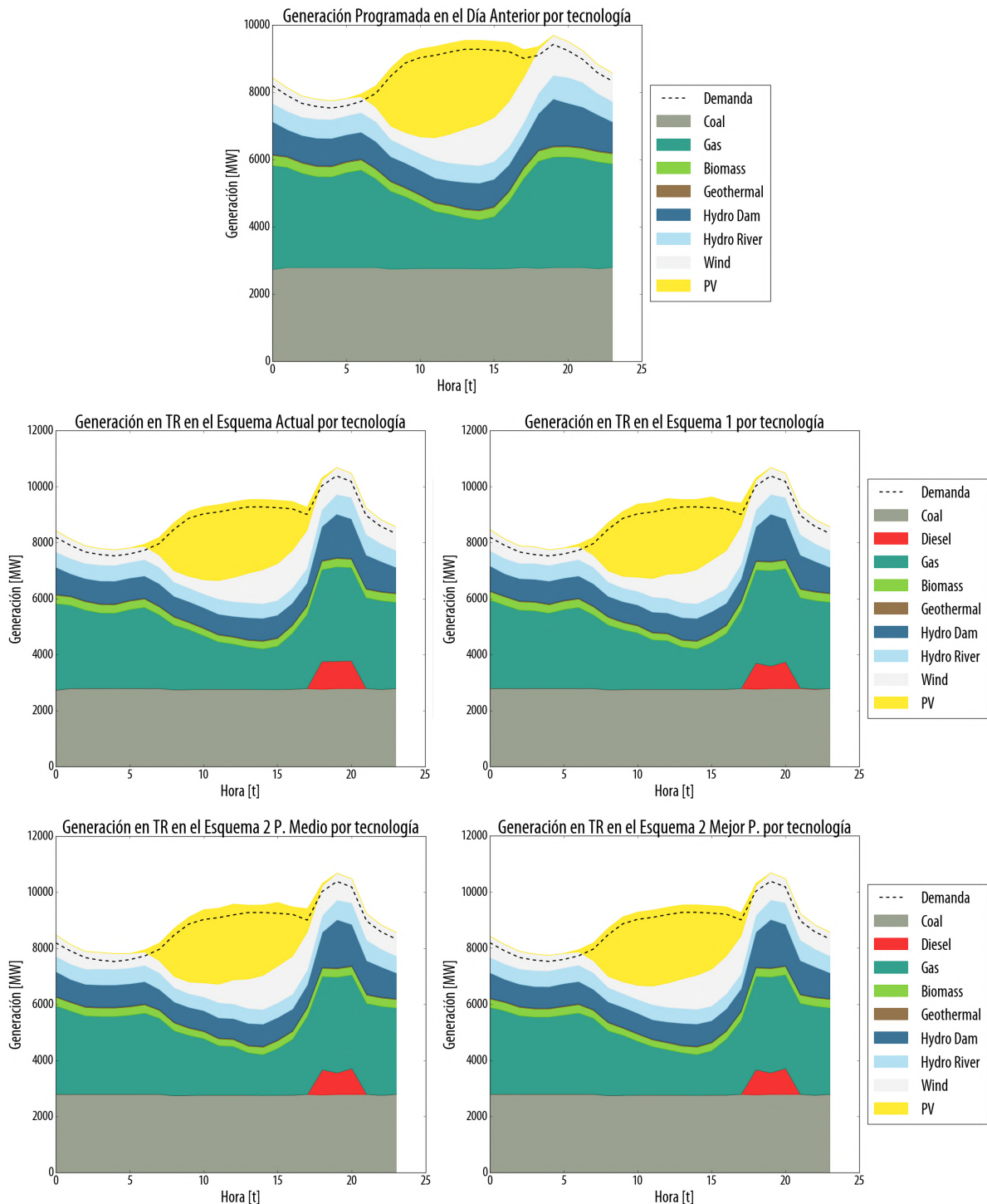


Figura 6.40. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada.

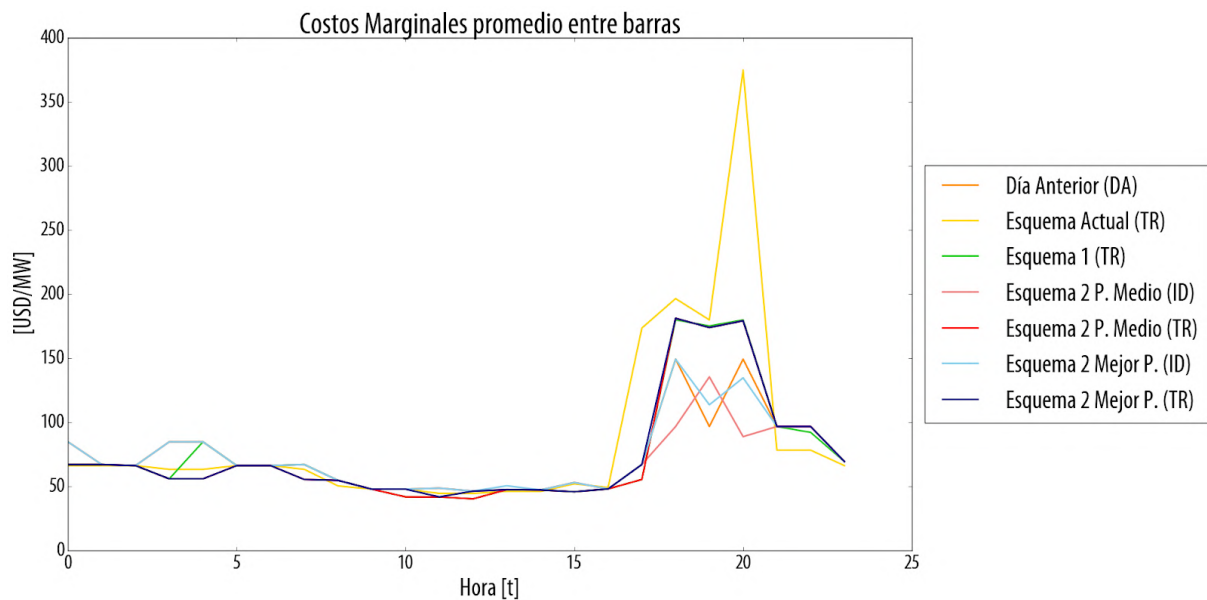


Figura 6.41. Costos marginales promedio de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada.

Al observar los costos marginales en la Figura 6.41, se puede apreciar nuevamente cómo el Esquema Actual alcanza costos marginales promedio superiores a aquellos obtenidos en el Esquema 1 o Esquema 2. Más aún, los costos marginales obtenidos resultan similares a aquellos en el escenario de demanda subestimada anteriormente descrito. Esto, debido en parte a que este escenario consiste en las mismas realizaciones de demanda y generación renovable en la operación en tiempo real.

Por otro lado, al analizar los costos de la operación en tiempo real, se puede apreciar que estos se reducen desde el caso del Esquema Actual al Esquema 1, y al Esquema 2 cuando este considera un Mejor Pronóstico.

Tabla 6.36. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Mejor Pronóstico (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$7,288,105	\$7,217,049 (-0.97%)	\$7,220,301 (-0.93%)	\$7,180,635 (-1.47%)

Al analizar las remuneraciones de la generación eólica, se puede apreciar que bajo el Esquema Actual, la generación eólica se ve remunerada aún por sobre lo que sería en una etapa del día anterior, ya que a pesar de que esta resulta en una menor generación, esta se encuentra expuesta a los costos marginales

en tiempo real, marcados por un aumento en la demanda, lo que se traduce en un aumento importante en sus remuneraciones, en comparación a los pagos definidos en el día anterior<sup>150</sup>.

Por otro lado, estos pagos se reducen considerablemente cuando se considera la vinculación de los Esquemas 1 y Esquema 2. Bajo estos esquemas, la generación eólica se ve impactada por sus desviaciones respecto a la casación en etapas anteriores. Más aún, bajo el Esquema 2, la generación cuenta con una instancia de corrección de pronósticos intradiaria, la cual permite reducir la exposición de esta a los costos marginales de tiempo real, observándose remuneraciones totales mayores en comparación al Esquema 1, tanto bajo un Pronóstico Medio (+1.84%), y menores cuando se trata de un Mejor Pronóstico (+2.16%).

Tabla 6.37. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio		Esquema 2 Mejor Pronóstico	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$64,701	\$50,555	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
2	\$46,797	\$46,206	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
3	\$41,831	\$41,831	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
4	\$50,275	\$37,555	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
5	\$47,317	\$35,346	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
6	\$34,259	\$34,259	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
7	\$31,653	\$31,653	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
8	\$29,014	\$27,388	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
9	\$21,812	\$20,088	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
10	\$20,074	\$20,074	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
11	\$24,156	\$24,156	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
12	\$32,110	\$29,396	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
13	\$39,804	\$38,276	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
14	\$45,133	\$44,612	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
15	\$51,262	\$51,264	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
16	\$63,330	\$68,385	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
17	\$60,685	\$63,754	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
18	\$91,163	\$235,922	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
19	\$195,071	\$208,039	-\$44,673	-\$12,638	-\$21,314	-\$37,063	\$0
20	\$115,298	\$173,749	-\$39,692	-\$16,149	-\$18,666	-\$26,654	\$0
21	\$159,401	\$324,293	-\$36,505	-\$9,483	-\$17,223	-\$27,333	\$0
22	\$91,541	\$74,076	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
23	\$83,487	\$67,559	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
24	\$58,904	\$56,208	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64 MWh) (74.76 \$/MWh)	\$1,804,644 (19,373.60 MWh) (93.15 \$/MWh)	-\$120,870 (Desv: -678.04 MWh) (178.26 \$/MWh)	-\$38,270 (Desv: -356.86 MWh) (107.24 \$/MWh)	-\$57,202 (Desv: -321.18 MWh) (178.10 \$/MWh)	-\$91,051 (Desv: -678.04 MWh) (134.29 \$/MWh)	\$0 (Desv: 0 MWh)
Remuneración de la		\$1,804,644	\$1,378,208 (-23.63%/		\$1,403,606 (+1.84%/		\$1,408,028 (+2.16%/

<sup>150</sup> Recordar que bajo los esquemas de liquidación múltiple propuestos (Esquemas 1 y 2), los pagos de la demanda y remuneraciones de la generación se calculan en primer lugar en base a la asignación y precios marginales de despeje en la etapa del día anterior, y luego en base a las **desviaciones** respecto de la asignación en la etapa del día anterior y precios marginales de despeje de la **etapa intradiaria** (en el caso del Esquema 2) y desviaciones respecto de la asignación en etapas de liquidación previas y precios marginales de despeje de la **operación en tiempo real**. En el caso del Esquema Actual, pagos de la demanda y remuneraciones de la generación se calculan directamente en base a la asignación y precios marginales de despeje en la operación en tiempo real del sistema.



Generación Eólica del Esquema			Esquema Actual)		Esquema 1)		Esquema 1)
-------------------------------	--	--	-----------------	--	------------	--	------------

Las tablas a continuación muestran las remuneraciones y compensaciones por la provisión de energía y reservas bajo cada esquema y tecnología para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada.

Tabla 6.38. Remuneraciones/compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD)<sup>151</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Bid)	Remuneraciones por la Activación de Reservas	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas	Remuneraciones por Costos de Oportunidad de Reservas
Hidro C	\$316,684	\$0	\$90	\$0	\$0	\$0
Diesel	\$738,986	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$973,151	\$0	\$263	\$0	\$0	\$0
Solar	\$1,184,979	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$5,803,953	\$0	\$72	\$58	\$0	\$28
Hidro A	\$2,180,931	\$173,047	\$13,277	\$112,244	\$27,088	\$176,731
Biomasa	\$561,100	\$10	\$1,150	\$7,041	\$68	\$15,711
Gas	\$5,833,071	\$2,204	\$17,106	\$30,617	\$697	\$26,774
Wind	\$1,804,644	\$0	\$1,018	\$0	\$0	\$0
Geotermica	\$63,882	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$49,809	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GLP	\$32,174	\$159	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$33,429	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total	\$19,576,794	\$175,420	\$32,976	\$149,960	\$27,853	\$219,244

Tabla 6.39. Remuneraciones/compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 1 para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD)<sup>152</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$791	\$0
Diesel	\$481,079	\$1,624	\$25,943	\$56
Hidro B	\$782,526	\$0	\$3,001	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,827,357	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,754,537	\$173,051	\$140,885	\$21,779
Biomasa	\$468,624	\$258	\$7,579	\$45
Gas	\$4,768,031	\$14,750	\$64,202	\$1,447

<sup>151</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

<sup>152</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema estas corresponden a \$73.94.

Wind	\$1,378,208	\$0	\$7,331	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,972	\$135	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,977,473	\$189,819	\$249,883	\$23,326

Tabla 6.40. Remuneraciones/compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Pronóstico Medio para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD)<sup>153</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$1,104	\$0
Diesel	\$459,034	\$1,876	\$32,293	\$62
Hidro B	\$782,526	\$0	\$2,848	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,826,266	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,744,326	\$186,560	\$131,985	\$22,032
Biomasa	\$468,297	\$340	\$7,940	\$45
Gas	\$4,779,388	\$20,891	\$66,253	\$1,754
Wind	\$1,403,606	\$0	\$7,309	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,944	\$132	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,980,526	\$209,800	\$249,883	\$23,893

Tabla 6.41. Remuneraciones/compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Mejor Pronóstico para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD)<sup>154</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$1,104	\$0
Diesel	\$459,034	\$1,876	\$32,293	\$62
Hidro B	\$782,526	\$0	\$2,848	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,827,626	\$0	\$150	\$0
Hidro A	\$1,734,611	\$175,127	\$127,885	\$21,009
Biomasa	\$466,692	\$67	\$7,807	\$35
Gas	\$4,744,755	\$14,183	\$70,342	\$1,335
Wind	\$1,408,028	\$0	\$7,454	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0

<sup>153</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

<sup>154</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$22,944	\$132	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,940,354	\$191,386	\$249,883	\$22,441

Por último, la Tabla 6.42 a continuación presenta las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo los distintos esquemas. A partir de las tablas presentadas, se puede apreciar cómo aumentan las remuneraciones por la provisión de reservas desde el Esquema Actual (pay-as-bid) a los Esquemas 1 o Esquema 2 (pay-as-clear), lo cual es esperado al tener un esquema precio uniforme. Por otro lado, las remuneraciones por la activación de reservas, así como los costos de oportunidad por reservas de subida se eliminan por diseño, lo cual mejora las señales e incentivos a nuevos agentes a participar del mercado, respecto al Esquema Actual.

Adicionalmente, las remuneraciones totales por la provisión de reservas en los Esquemas 1 y Esquema 2, al consistir en un sistema del tipo pay-as-clear, son las mismas, según el despeje de este mercado en la etapa del día anterior. Esto ya que el requerimiento no varía en la etapa intradiaria o la operación en tiempo real, y que el costo marginal por la provisión de reservas es único y sistémico. Así, cualquier reasignación de reservas solo conlleva la reasignación de remuneraciones entre las unidades del sistema en base al despeje de la etapa de liquidación en cuestión, y no varían las remuneraciones totales recibidas por el parque generador.

Tabla 6.42. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo los distintos esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva	Remuneraciones por la Activación de Reservas	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas	Remuneraciones por Costos de Oportunidad de Reservas	Total
Esquema Actual	\$19,576,794	\$175,420	\$32,976 (Pay-as-Bid)	\$149,960	\$27,853	\$219,244	\$20,182,247
Esquema 1	\$15,977,473	\$189,819	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$23,326	N/A	\$16,440,501
Esquema 2 Pronóstico Medio	\$15,980,526	\$209,800	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$23,893	N/A	\$16,464,102
Esquema 2 Mejor Pronóstico	\$15,940,354	\$191,386	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$22,441	N/A	\$16,404,064

### Pronóstico de Generación Subestimada

Bajo este escenario, a la subestimación de la generación eólica en las horas 19, 20 y 21 (la cual se ve corregida bajo el Esquema 2 con un Pronóstico Medio y luego con un Mejor Pronóstico que asume información perfecta), se añade una disminución de la demanda en las mismas horas. Como consecuencia de lo anterior, y como se puede apreciar en la Figura 6.42 a continuación, en la operación en tiempo real del sistema se reduce la generación del parque generador despachado. Más aún, en la Figura 6.43, se puede apreciar como la disminución de la demanda resulta adicionalmente en la caída de

los costos marginales en tiempo real del sistema. Adicionalmente, se observa una reducción en los costos totales de operación en tiempo real, los que no varían mayormente entre cada esquema.

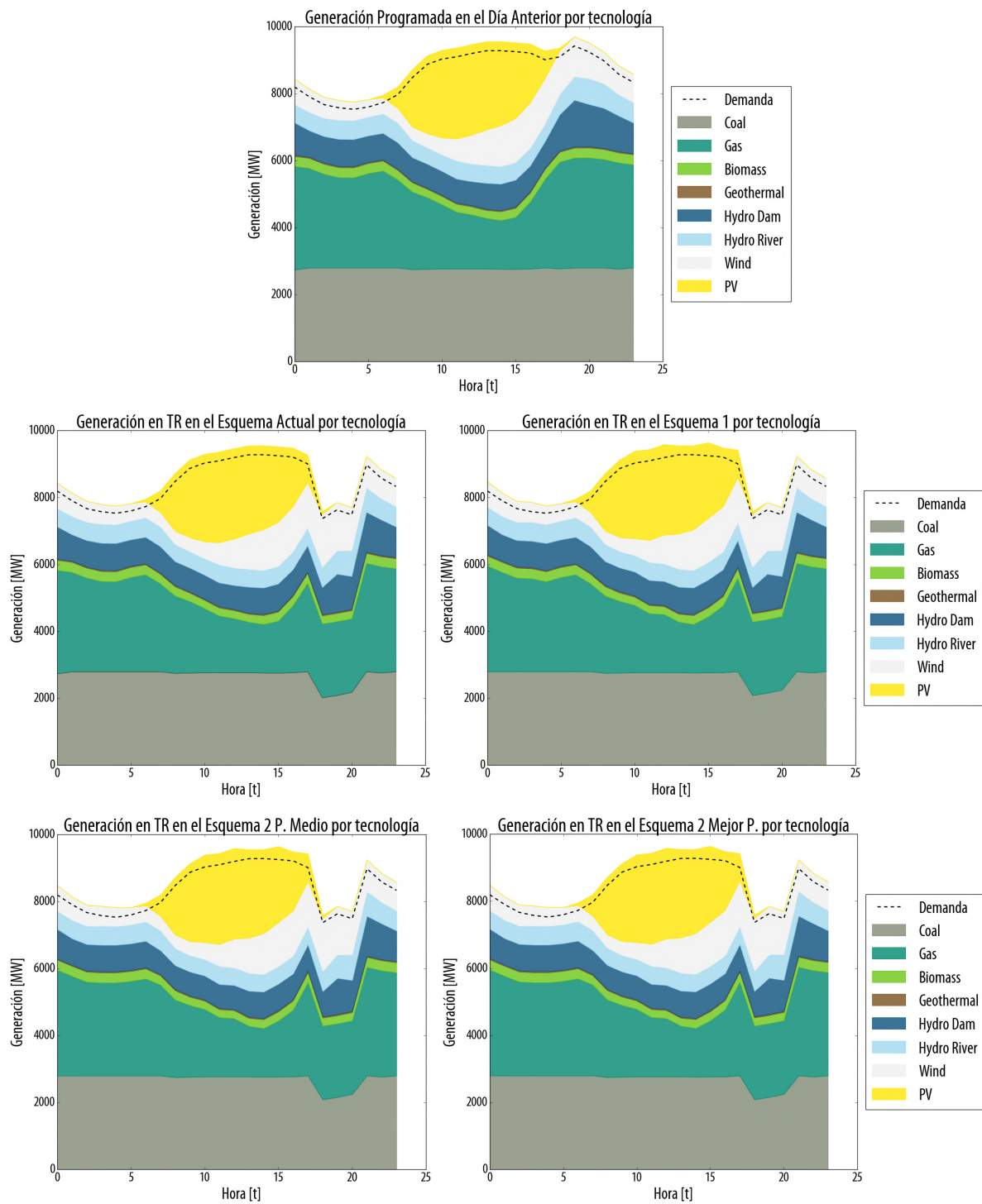


Figura 6.42. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada.

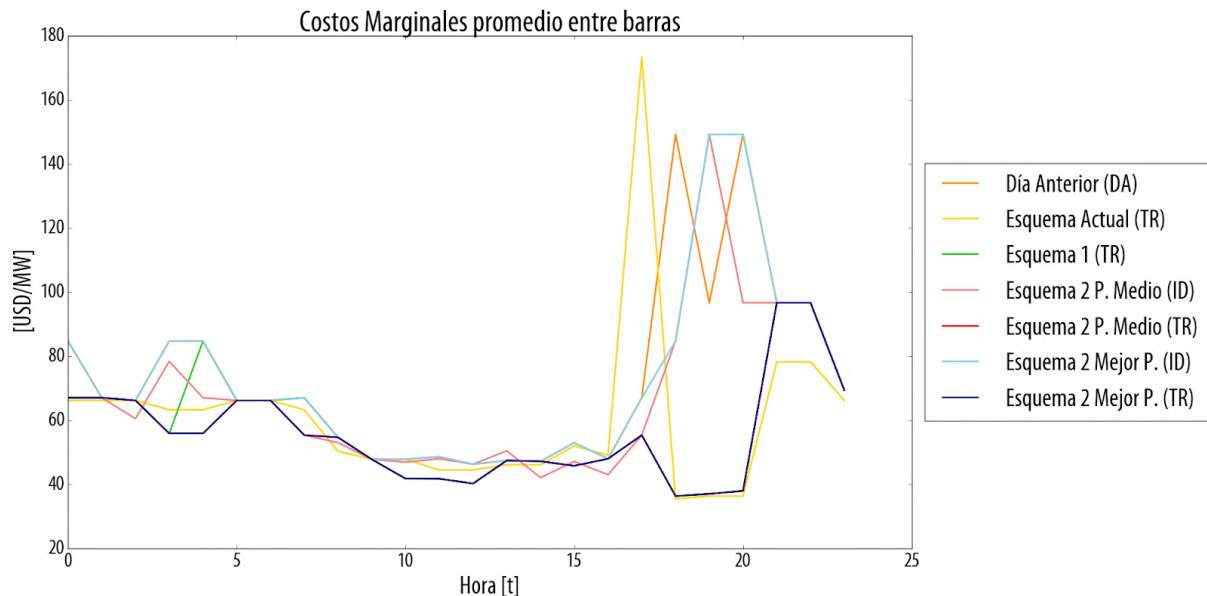


Figura 6.43. Costos marginales promedio de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada.

Tabla 6.43. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Mejor Pronóstico (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$6,323,271	\$6,333,122 (+0.15%)	\$6,338,281 (+0.24%)	\$6,338,281 (+0.24%)

Al analizar las remuneraciones de la generación eólica, se puede apreciar que bajo el Esquema Actual, la generación eólica se ve remunerada por debajo de lo que sería en una etapa del día anterior, ya que a pesar de que esta resulta en una mayor generación, se encuentra expuesta a los costos marginales en tiempo real, marcados adicionalmente por una disminución en la demanda, lo que se traduce en una disminución en sus remuneraciones, en comparación a los pagos definidos en el día anterior. Es relevante notar que este resultado es dependiente de los supuestos respecto a las variaciones en la demanda.

Por otro lado, estas remuneraciones aumentan cuando se considera la vinculación de los Esquemas 1 y Esquema 2. Bajo estos esquemas, la generación eólica se ve impactada positivamente por sus mayores pronósticos de generación respecto a la casación en etapas anteriores. Más aún, bajo el Esquema 2, la generación cuenta con una instancia de corrección de pronósticos intradiaria, la cual permite reducir la exposición de esta a los costos marginales de tiempo real, menores producto de la reducción de la demanda, observándose mayores remuneraciones totales en comparación al Esquema 1, tanto bajo un Pronóstico Medio, y mayores cuando se trata de un Mejor Pronóstico. De igual manera, estos resultados se ven impactados por el supuesto en el comportamiento de la demanda.

Tabla 6.44. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio		Esquema 2 Mejor Pronóstico	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$64,701	\$50,555	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
2	\$46,797	\$46,206	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
3	\$41,831	\$41,831	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
4	\$50,275	\$37,555	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
5	\$47,317	\$35,346	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
6	\$34,259	\$34,259	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
7	\$31,653	\$31,653	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
8	\$29,014	\$27,388	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
9	\$21,812	\$20,088	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
10	\$20,074	\$20,074	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
11	\$24,156	\$24,156	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
12	\$32,110	\$29,396	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
13	\$39,804	\$38,276	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
14	\$45,133	\$44,612	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
15	\$51,262	\$51,264	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
16	\$63,330	\$68,385	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
17	\$60,685	\$63,754	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
18	\$91,163	\$235,922	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
19	\$195,071	\$56,123	\$9,979	\$11,075	\$5,227	\$23,257	\$0
20	\$115,298	\$52,440	\$9,277	\$17,797	\$4,859	\$37,373	\$0
21	\$159,401	\$46,983	\$8,520	\$10,327	\$4,463	\$33,474	\$0
22	\$91,541	\$74,076	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
23	\$83,487	\$67,559	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
24	\$58,904	\$56,208	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64 MWh) (74.76 \$/MWh)	\$1,254,110 (20,801.06 MWh) (60.29 \$/MWh)	\$27,776 (Desv: 749.41 MWh) (37.06 \$/MWh)	\$39,198 (Desv: 356.86 MWh) (109.84 \$/MWh)	\$14,549 (Desv: 392.55 MWh) (37.06 \$/MWh)	\$94,104 (Desv: 749.41 MWh) (125.57 \$/MWh)	\$0 (Desv: 0 MWh)
Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,254,110	\$1,526,854 (+21.75%/ Esquema Actual)		\$1,552,826 (+23.82%/ Esquema Actual)		\$1,593,182 (+27.04%/ Esquema Actual)

Adicionalmente, las tablas a continuación muestran las remuneraciones y compensaciones por la provisión de energía y reservas bajo cada esquema y tecnología para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada, a partir de las cuales se desprenden observaciones similares a las descritas previamente.

Tabla 6.45. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD)<sup>155</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Bid)	Remuneraciones por la Activación de Reservas	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas	Remuneraciones por Costos de Oportunidad de Reservas
Hidro C	\$216,607	\$0	\$90	\$0	\$0	\$0
Diesel	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$616,360	\$0	\$263	\$0	\$0	\$0
Solar	\$1,170,879	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$3,937,212	\$2,809	\$72	\$58	\$0	\$28
Hidro A	\$1,241,281	\$265,599	\$13,277	\$64,372	\$44,840	\$26,136
Biomasa	\$378,373	\$736	\$1,150	\$2,036	\$2,077	\$729
Gas	\$3,615,791	\$62,234	\$17,106	\$27,565	\$1,538	\$15,718
Wind	\$1,254,110	\$0	\$1,055	\$0	\$0	\$0
Geotermica	\$44,153	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$34,573	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GLP	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$23,105	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total	\$12,532,444	\$331,378	\$33,012	\$94,031	\$48,455	\$42,611

Tabla 6.46. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 1 para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD)<sup>156</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$805	\$0
Diesel	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$782,526	\$0	\$2,994	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,757,244	\$1,649	\$150	\$0
Hidro A	\$1,611,191	\$251,716	\$141,486	\$22,153
Biomasa	\$462,577	\$933	\$6,396	\$114
Gas	\$4,619,676	\$71,031	\$90,538	\$2,716
Wind	\$1,526,854	\$0	\$7,515	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,254,207	\$325,330	\$249,883	\$24,982

<sup>155</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema no existen sobrecostos asociados.

<sup>156</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema estas corresponden a \$9,011.

Tabla 6.47. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Pronóstico Medio para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD)<sup>157</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$945	\$0
Diesel	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$782,526	\$0	\$3,018	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,756,054	\$1,649	\$150	\$0
Hidro A	\$1,596,058	\$264,914	\$134,179	\$22,040
Biomasa	\$462,817	\$1,015	\$6,518	\$114
Gas	\$4,613,499	\$77,173	\$97,654	\$3,023
Wind	\$1,552,826	\$0	\$7,418	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,257,919	\$344,751	\$249,883	\$25,177

Tabla 6.48. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo el Esquema 2 Mejor Pronóstico para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD)<sup>158</sup>.

Tecnología	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas
Hidro C	\$265,732	\$0	\$945	\$0
Diesel	\$0	\$0	\$0	\$0
Hidro B	\$782,526	\$0	\$3,018	\$0
Solar	\$1,105,930	\$0	\$0	\$0
FuelOil	\$0	\$0	\$0	\$0
Carbon	\$4,754,858	\$1,649	\$150	\$0
Hidro A	\$1,565,180	\$264,914	\$138,672	\$22,040
Biomasa	\$462,250	\$1,015	\$5,486	\$114
Gas	\$4,605,844	\$77,173	\$94,278	\$3,023
Wind	\$1,593,182	\$0	\$7,334	\$0
Geotermica	\$52,987	\$0	\$0	\$0
Biogas	\$41,761	\$0	\$0	\$0
GLP	\$0	\$0	\$0	\$0
Otros	\$27,728	\$0	\$0	\$0
Total	\$15,257,979	\$344,751	\$249,883	\$25,177

<sup>157</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema estas corresponden a \$16,213.

<sup>158</sup> Compensaciones por concepto de sobrecostos asociados a la partida y detención de unidades se asocian a firmas. Bajo este esquema estas corresponden a \$16,213.



Tabla 6.49. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas bajo los distintos esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema	Remuneraciones Totales de Energía	Pagos Laterales (Sobrecostos) de Generación	Remuneraciones Totales de Reserva	Remuneraciones por la Activación de Reservas	Pagos Laterales (Sobrecostos) por la Activación de Reservas	Remuneraciones por Costos de Oportunidad de Reservas	Total
Esquema Actual	\$12,532,444	\$331,378	\$33,012 (Pay-as-Bid)	\$94,031	\$48,455	\$42,611	\$13,081,931
Esquema 1	\$15,254,207	\$325,330	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$24,982	N/A	\$15,854,402
Esquema 2 Pronóstico Medio	\$15,257,919	\$344,751	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$25,177	N/A	\$15,877,730
Esquema 2 Mejor Pronóstico	\$15,257,979	\$344,751	\$249,883 (Pay-as-Clear)	N/A	\$25,177	N/A	\$15,877,790

#### 6.2.4. Análisis Independiente de Incentivos

Con el propósito de analizar de forma independiente los efectos e incentivos generados sobre los pronósticos de demanda y generación, se desarrollaron los siguientes casos de estudio:

- **Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)**<sup>159</sup>.
- **Pronóstico de Demanda Subestimada (I).**
- **Pronóstico de Generación Sobrestimada (I).**
- **Pronóstico de Generación Subestimada (I).**

A diferencia de los escenarios analizados en las secciones previas, los análisis presentes en esta sección analizan de forma independiente el efecto de cuando se presentan desviaciones que afectan solo a la demanda, o solo a la generación (i.e., no se considera la desviación de otras fuentes de incertidumbre en la operación en tiempo real del sistema). En este contexto, solo se analiza el caso de un Pronóstico Medio para el Esquema 2, con lo que persiste una desviación del parámetro de incertidumbre de interés, sea éste demanda o generación ERV, en la operación en tiempo real del sistema. A partir de todo lo anterior, a continuación se presenta una tabla resumen que da cuenta, para cada escenario bajo análisis, de la actualización de pronósticos y realización de los parámetros de incertidumbre, demanda y generación ERV eólica, que se ven modificados para las horas 19, 20 y 21. En términos de la actualización de pronósticos y realizaciones, estos escenarios son homólogos a los ya presentados, con la salvedad de que estos no combinan de manera simultánea desviaciones de demanda y generación ERV.

<sup>159</sup> (I): Independiente

Tabla 6.50. Resumen de actualización pronósticos y realización de la demanda y generación ERV eólica de cada escenario analizado<sup>160</sup>.

Esquema	Etapa	Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)	Pronóstico de Demanda Subestimada (I)	Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)	Pronóstico de Generación Subestimada (I)
	DA	Pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial.			
Esquema Actual	TR	Demanda se desvía en -9.75%	Demanda se desvía en +10.25%	Generación eólica se desvía en -19%	Generación eólica se desvía en +21%
Esquema 1	TR				
Esquema 2 Pronóstico Medio	ID Hora 1	Pronóstico de demanda se actualiza en -5%	Pronóstico de demanda se actualiza en +5%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en -10%	Pronóstico de generación eólica se actualiza en +10%
	TR	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en -5% (-9.75%/DA)	En hora 19 pronóstico de demanda se actualiza en +5% (+10.25%/DA)	En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en -10% (-19%/DA)	En hora 19 pronóstico de generación eólica se actualiza en +10% (+21%/DA)

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 6.51 y 6.52 a continuación, desprendiéndose observaciones similares a las ya presentadas en las secciones anteriores. Al analizar los costos totales de programación y operación del sistema, se observa que cuando las desviaciones de demanda o generación ERV reducen la demanda neta del sistema en la operación en tiempo real (**Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)** y **Pronóstico de Generación Subestimada (I)**), el despacho miope del Esq Actual y Esquema 1 resulta beneficiado por la reducción de la demanda y aumento de la generación renovable, en comparación con el despacho realizado por el Esquema 2, cuya ventana de optimización guía las decisiones de despacho de los generadores y prepara al sistema en función de los mejores pronósticos de demanda y generación ERV que surgen a lo largo del horizonte de operación. Por otro lado, cuando las desviaciones de demanda o generación ERV aumentan la demanda neta del sistema en la operación en tiempo real (**Pronóstico de Demanda Subestimada (I)** y **Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)**), el contar con la co-optimización de energía y reservas, así como con ventanas de optimización y pronósticos corregidos, se traduce en una operación más eficiente del sistema.

Tabla 6.51. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema y escenario de análisis independiente (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)</b>	\$6,609,454	\$6,455,921	\$6,471,892 (+0.25%)	\$6,477,051 (+0.33%)
<b>Pronóstico de Demanda Subestimada (I)</b>	\$6,609,454	\$7,086,658	\$7,097,405 (+0.15%)	\$7,065,699 (-0.30%)
<b>Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)</b>	\$6,609,454	\$6,781,268	\$6,736,307 (-0.66%)	\$6,737,363 (-0.65%)
<b>Pronóstico de Generación Subestimada (I)</b>	\$6,609,454	\$6,556,665	\$6,584,842 (+0.43%)	\$6,590,001 (+0.51%)

<sup>160</sup> Corrección de pronósticos y desviaciones de generación y demanda en las horas 19, 20 y 21.

Al analizar los pagos de la demanda bajo cada esquema y escenario independiente analizado, nuevamente se observa el valor de la vinculación en el Esquema 1 y Esquema 2, en los que los agentes, ya sea la demanda o la generación, se ven impactados por sus desvíos respecto de etapas de liquidación previas. Cuando se presenta un **Pronóstico de Demanda Subestimada (I)** o **Pronóstico de Generación Subestimada (I)**, la vinculación permite a la demanda y generación eólica (respectivamente) cubrirse respecto de las variaciones de costos marginales en la operación en tiempo real del sistema. Cuando se presenta un **Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)** o **Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)**, la vinculación impacta los pagos de la demanda (aumentan) y remuneraciones de la generación eólica (disminuyen), dadas las asignaciones y costos marginales de despeje resultantes de la liquidación del mercado en la etapa del día anterior.

Por otro lado, se observa el valor de contar con etapas intradiarias de mercado y mejores pronósticos en el Esquema 2, los que permiten a los agentes corregir sus posiciones de mejor forma respecto de etapas previas, y con ello reducir su exposición a impactos producto de desviaciones en etapas posteriores, lo que se refleja en las magnitudes de penalización (\$/MWh) entre la etapa intradiaria y de tiempo real, dependiendo de si la demanda (quien realiza pagos) o la generación (quien recibe remuneraciones) realiza pronósticos sobre o subestimados.

Tabla 6.52. Pagos de la demanda bajo cada esquema y escenario de análisis independiente (en \$USD).

Escenario	Concepto	Día Anterior	Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
			Tiempo Real	Tiempo Real	Etapas Intradiarias	Tiempo Real
<b>Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)</b>	Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$15,521,237 (206,445.1MWh) (75.18 \$/MWh)	\$12,830,597 (203,739.8MWh) (62.98 \$/MWh)	-\$131,760 (Desv: -2,705.33 MWh) (-48.7 \$/MWh)	-\$110,219 (Desv: -1,387.35 MWh) (-79.45 \$/MWh)	-\$64,191 (Desv: -1,317.98 MWh) (-48.7 \$/MWh)
	Pagos de la Demanda del Esquema		\$12,830,597	\$15,389,476 <b>(+19,94%/ Esquema Actual)</b>		\$15,346,827 <b>(-0.28%/ Esquema 1)</b>
<b>Pronóstico de Demanda Subestimada (I)</b>	Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$15,521,237 (206,445.1MWh) (75.18 \$/MWh)	\$21,751,700 (209,289.2MWh) (103.93 \$/MWh)	\$522,636 (Desv: 2,844.07 MWh) (183.76 \$/MWh)	\$156,835 (Desv: 1,387.35 MWh) (113.05 \$/MWh)	\$299,675 (Desv: 1,456.72 MWh) (205.71 \$/MWh)
	Pagos de la Demanda del Esquema		\$21,751,700	\$16,043,873 <b>(-26,24%/ Esquema Actual)</b>		\$15,977,747 <b>(-26,54%/ Esquema Actual)</b>
<b>Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)</b>	Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64MWh) (72.27 \$/MWh)	\$1,526,753 (19,373.60MWh) (78.81 \$/MWh)	-\$93,206 (Desv: -678.04 MWh) (-137.46\$/MWh)	-\$38,270 (Desv: -356.86 MWh) (-107.24\$/MWh)	-\$47,007 (Desv: -321.18 MWh) (-146.36\$/MWh)
	Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,526,753	\$1,405,872 <b>(-7,92%/ Esquema Actual)</b>		\$1,413,801 <b>(+0,56%/ Esquema 1)</b>
<b>Pronóstico de Generación Subestimada (I)</b>	Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64MWh) (72.27 \$/MWh)	\$1,375,547 (20,801.06MWh) (66.13 \$/MWh)	\$51,013 (Desv: 749.41 MWh) (68.07 \$/MWh)	\$39,198 (Desv: 356.86 MWh) (109.84 \$/MWh)	\$26,721 (Desv: 392.55 MWh) (68.07 \$/MWh)
	Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,375,547	\$1,550,091 <b>(+12,69%/ Esquema Actual)</b>		\$1,564,998 <b>(+13,77%/ Esquema Actual)</b>

### Pronóstico de Demanda Sobrestimada (I)

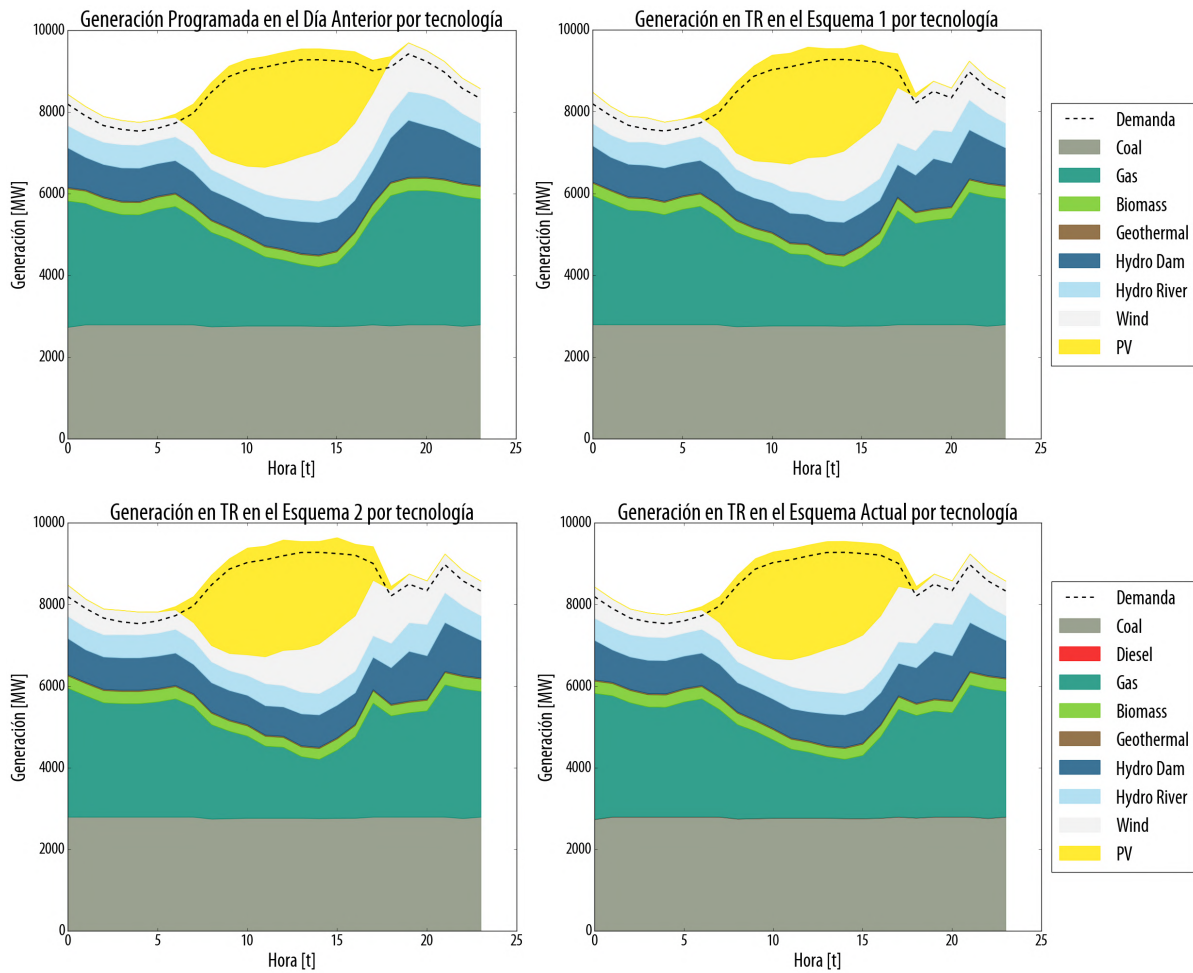


Figura 6.44. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (efecto independiente).

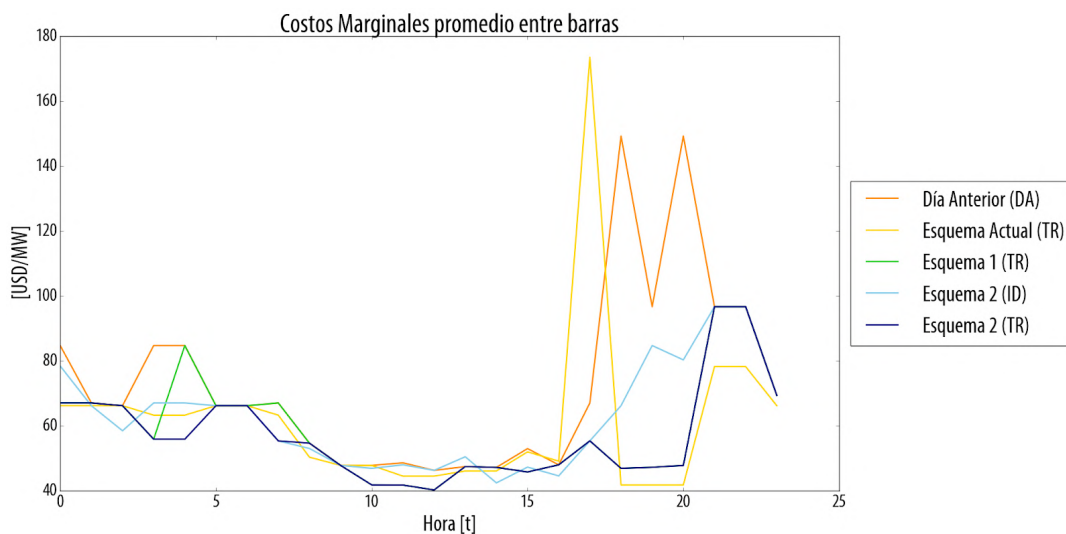


Figura 6.45. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (efecto independiente).

Tabla 6.53. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$6,455,921	\$6,471,892 (+0.25%)	\$6,477,051 (+0.33%)

Tabla 6.54. Pagos de la demanda bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$714,440	\$558,239	\$0	\$0	\$0
2	\$545,325	\$538,446	\$0	\$0	\$0
3	\$522,386	\$522,386	\$0	\$0	\$0
4	\$660,480	\$493,373	\$0	\$0	\$0
5	\$656,406	\$490,330	\$0	\$0	\$0
6	\$517,511	\$517,511	\$0	\$0	\$0
7	\$526,374	\$526,374	\$0	\$0	\$0
8	\$549,536	\$518,733	\$0	\$0	\$0
9	\$476,823	\$439,143	\$0	\$0	\$0
10	\$436,353	\$436,353	\$0	\$0	\$0
11	\$444,243	\$444,243	\$0	\$0	\$0
12	\$455,102	\$416,634	\$0	\$0	\$0
13	\$437,913	\$421,101	\$0	\$0	\$0
14	\$452,825	\$439,985	\$0	\$0	\$0
15	\$450,581	\$440,130	\$0	\$0	\$0
16	\$504,089	\$494,827	\$0	\$0	\$0
17	\$454,745	\$465,537	\$0	\$0	\$0
18	\$621,530	\$1,608,472	\$0	\$0	\$0
19	\$1,396,544	\$353,032	-\$42,797	-\$30,976	-\$20,850
20	\$937,214	\$365,687	-\$44,639	-\$41,064	-\$21,747
21	\$1,418,895	\$358,682	-\$44,324	-\$38,179	-\$21,594
22	\$893,266	\$722,842	\$0	\$0	\$0
23	\$853,766	\$690,879	\$0	\$0	\$0
24	\$594,889	\$567,658	\$0	\$0	\$0
Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$15,521,237 (206,445.09 MWh) (75.18 \$/MWh)	\$12,830,597 (203,739.75 MWh) (62.98 \$/MWh)	-\$131,760 (Desv: -2,705.33 MWh) (-48.7 \$/MWh)	-\$110,219 (Desv: -1,387.35 MWh) (-79.45 \$/MWh)	-\$64,191 (Desv: -1,317.98 MWh) (-48.7 \$/MWh)
Pagos de la Demanda del Esquema		\$12,830,597	\$15,389,476 (+19,94%/ Esquema Actual)		\$15,346,827 (-0.28%/ Esquema 1)

### Pronóstico de Demanda Subestimada (I)

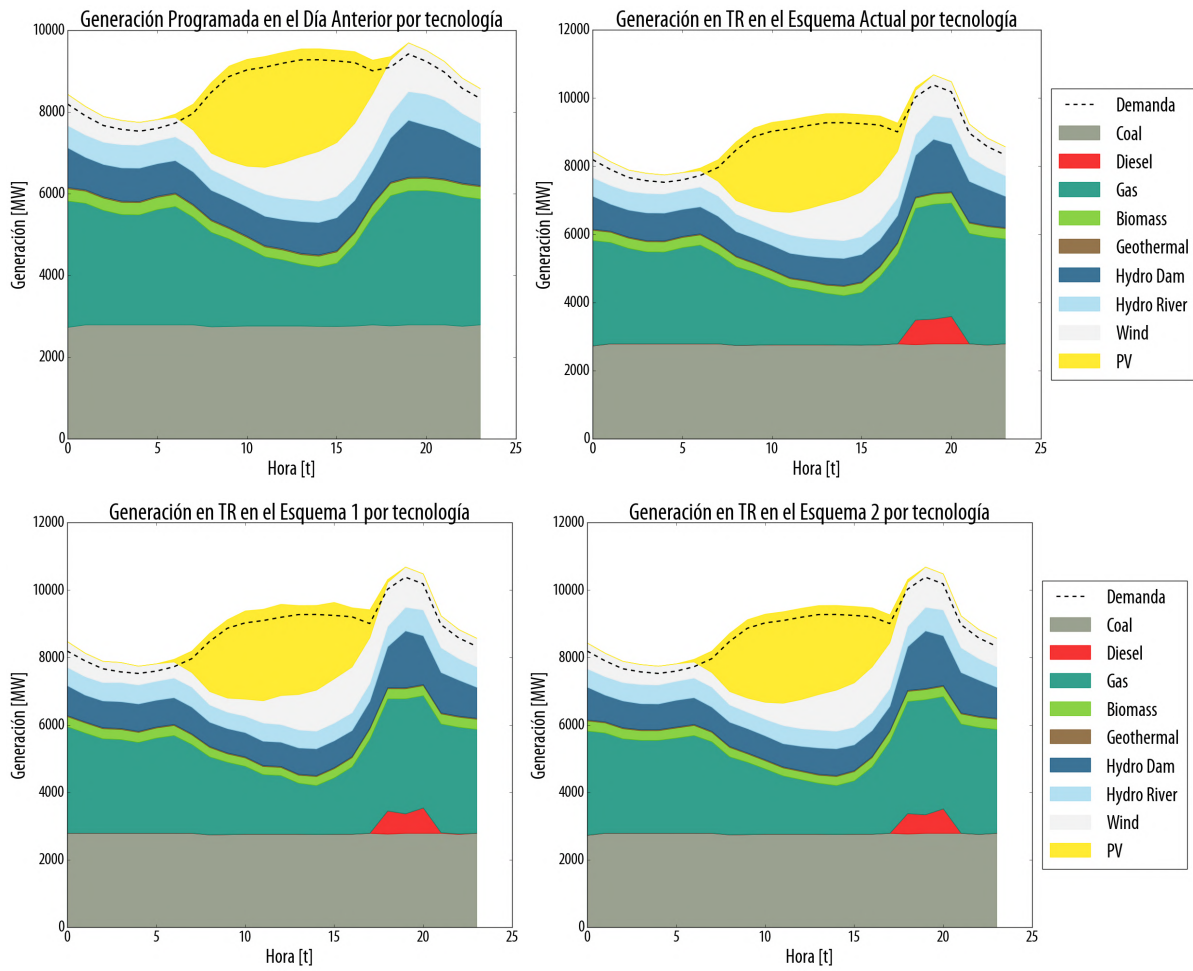


Figura 6.46. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (efecto independiente).

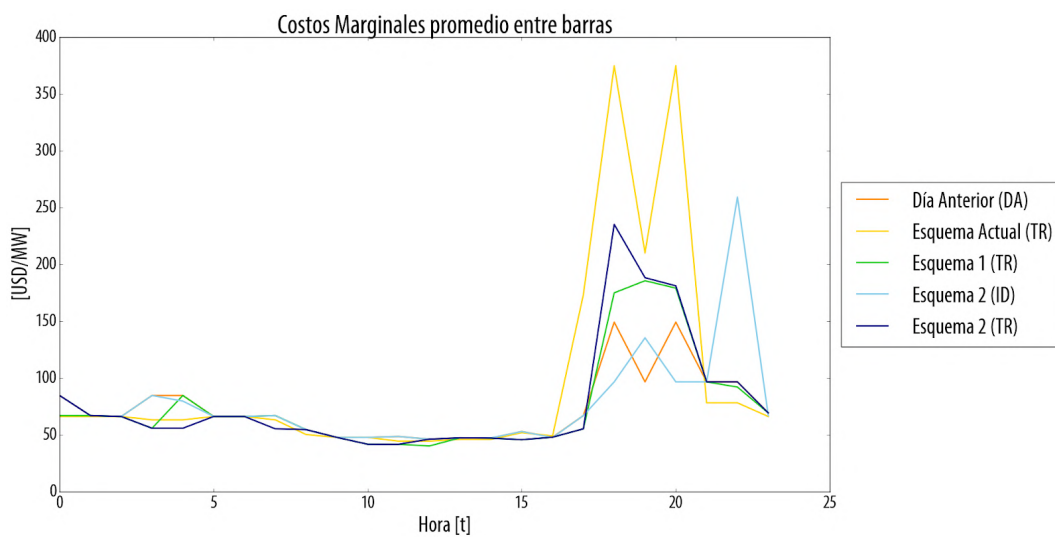


Figura 6.47. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (efecto independiente).

Tabla 6.55. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$7,086,658	\$7,097,405 (+0.15%)	\$7,065,699 (-0.30%)

Tabla 6.56. Pagos de la demanda bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$714,440	\$558,239	\$0	\$0	\$0
2	\$545,325	\$538,446	\$0	\$0	\$0
3	\$522,386	\$522,386	\$0	\$0	\$0
4	\$660,480	\$493,373	\$0	\$0	\$0
5	\$656,406	\$490,330	\$0	\$0	\$0
6	\$517,511	\$517,511	\$0	\$0	\$0
7	\$526,374	\$526,374	\$0	\$0	\$0
8	\$549,536	\$518,733	\$0	\$0	\$0
9	\$476,823	\$439,143	\$0	\$0	\$0
10	\$436,353	\$436,353	\$0	\$0	\$0
11	\$444,243	\$444,243	\$0	\$0	\$0
12	\$455,102	\$416,634	\$0	\$0	\$0
13	\$437,913	\$421,101	\$0	\$0	\$0
14	\$452,825	\$439,985	\$0	\$0	\$0
15	\$450,581	\$440,130	\$0	\$0	\$0
16	\$504,089	\$494,827	\$0	\$0	\$0
17	\$454,745	\$465,537	\$0	\$0	\$0
18	\$621,530	\$1,608,472	\$0	\$0	\$0
19	\$1,396,544	\$3,867,180	\$167,871	\$45,239	\$115,591
20	\$937,214	\$2,202,251	\$180,164	\$65,633	\$93,650
21	\$1,418,895	\$3,929,074	\$174,600	\$45,963	\$90,434
22	\$893,266	\$722,842	\$0	\$0	\$0
23	\$853,766	\$690,879	\$0	\$0	\$0
24	\$594,889	\$567,658	\$0	\$0	\$0
Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$15,521,237 (206,445.09 MWh) (75.18 \$/MWh)	\$21,751,700 (209,289.16 MWh) (103.93 \$/MWh)	\$522,636 (Desv: 2,844.07 MWh) (183.76 \$/MWh)	\$156,835 (Desv: 1,387.35 MWh) (113.05 \$/MWh)	\$299,675 (Desv: 1,456.72 MWh) (205.71 \$/MWh)
Pagos de la Demanda del Esquema		\$21,751,700	\$16,043,873 (-26,24%/ Esquema Actual)		\$15,977,747 (-26,54%/ Esquema Actual)

### Pronóstico de Generación Sobrestimada (I)

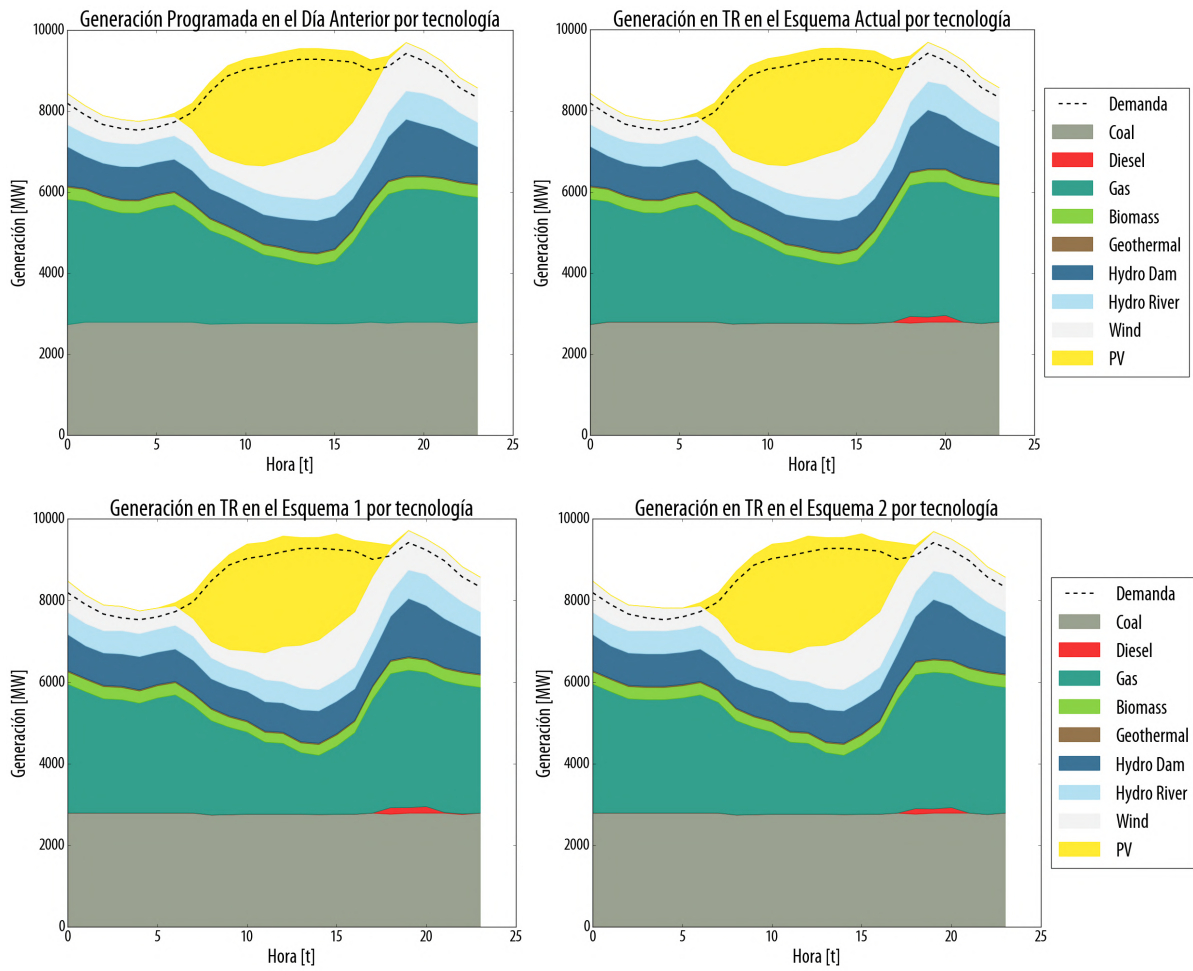


Figura 6.48. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (efecto independiente).

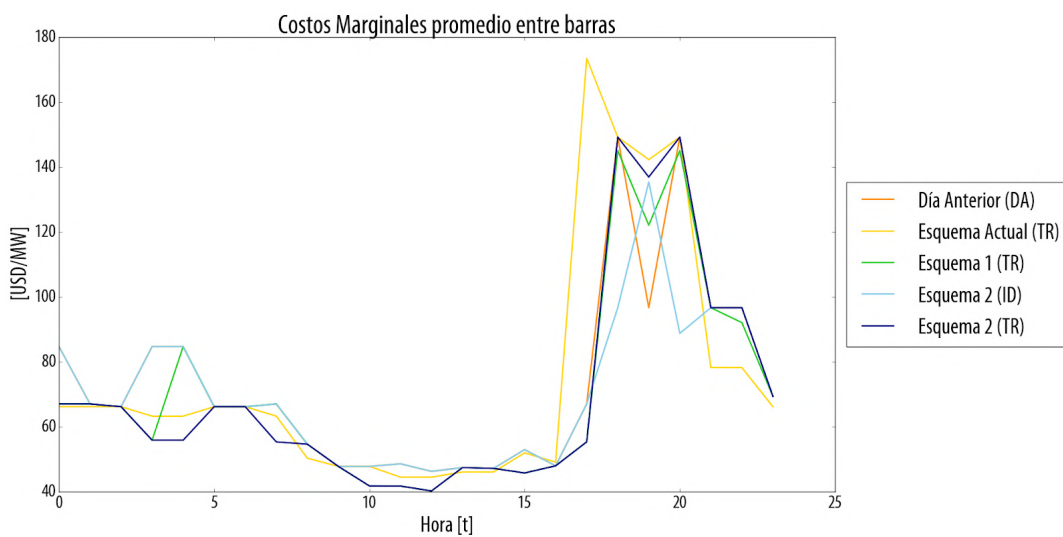


Figura 6.49. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (efecto independiente).



Tabla 6.57. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$6,781,268	\$6,736,307 (-0.66%)	\$6,737,363 (-0.65%)

Tabla 6.58. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$64,701	\$50,555	\$0	\$0	\$0
2	\$46,797	\$46,206	\$0	\$0	\$0
3	\$41,831	\$41,831	\$0	\$0	\$0
4	\$50,275	\$37,555	\$0	\$0	\$0
5	\$47,317	\$35,346	\$0	\$0	\$0
6	\$34,259	\$34,259	\$0	\$0	\$0
7	\$31,653	\$31,653	\$0	\$0	\$0
8	\$29,014	\$27,388	\$0	\$0	\$0
9	\$21,812	\$20,088	\$0	\$0	\$0
10	\$20,074	\$20,074	\$0	\$0	\$0
11	\$24,156	\$24,156	\$0	\$0	\$0
12	\$32,110	\$29,396	\$0	\$0	\$0
13	\$39,804	\$38,276	\$0	\$0	\$0
14	\$45,133	\$44,612	\$0	\$0	\$0
15	\$51,262	\$51,264	\$0	\$0	\$0
16	\$63,330	\$68,385	\$0	\$0	\$0
17	\$60,685	\$63,754	\$0	\$0	\$0
18	\$91,163	\$235,922	\$0	\$0	\$0
19	\$195,071	\$158,007	-\$36,030	-\$12,638	-\$17,556
20	\$115,298	\$141,068	-\$27,734	-\$16,149	-\$15,104
21	\$159,401	\$129,115	-\$29,442	-\$9,483	-\$14,346
22	\$91,541	\$74,076	\$0	\$0	\$0
23	\$83,487	\$67,559	\$0	\$0	\$0
24	\$58,904	\$56,208	\$0	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64 MWh) (72.27 \$/MWh)	\$1,526,753 (19,373.60 MWh) (78.81 \$/MWh)	-\$93,206 (Desv: -678.04 MWh) (-137.46 \$/MWh)	-\$38,270 (Desv: -356.86 MWh) (-107.24 \$/MWh)	-\$47,007 (Desv: -321.18 MWh) (-146.36 \$/MWh)
Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,526,753	\$1,405,872 (-7,92%/ Esquema Actual)		\$1,413,801 (+0,56%/ Esquema 1)

### Pronóstico de Generación Subestimada (I)

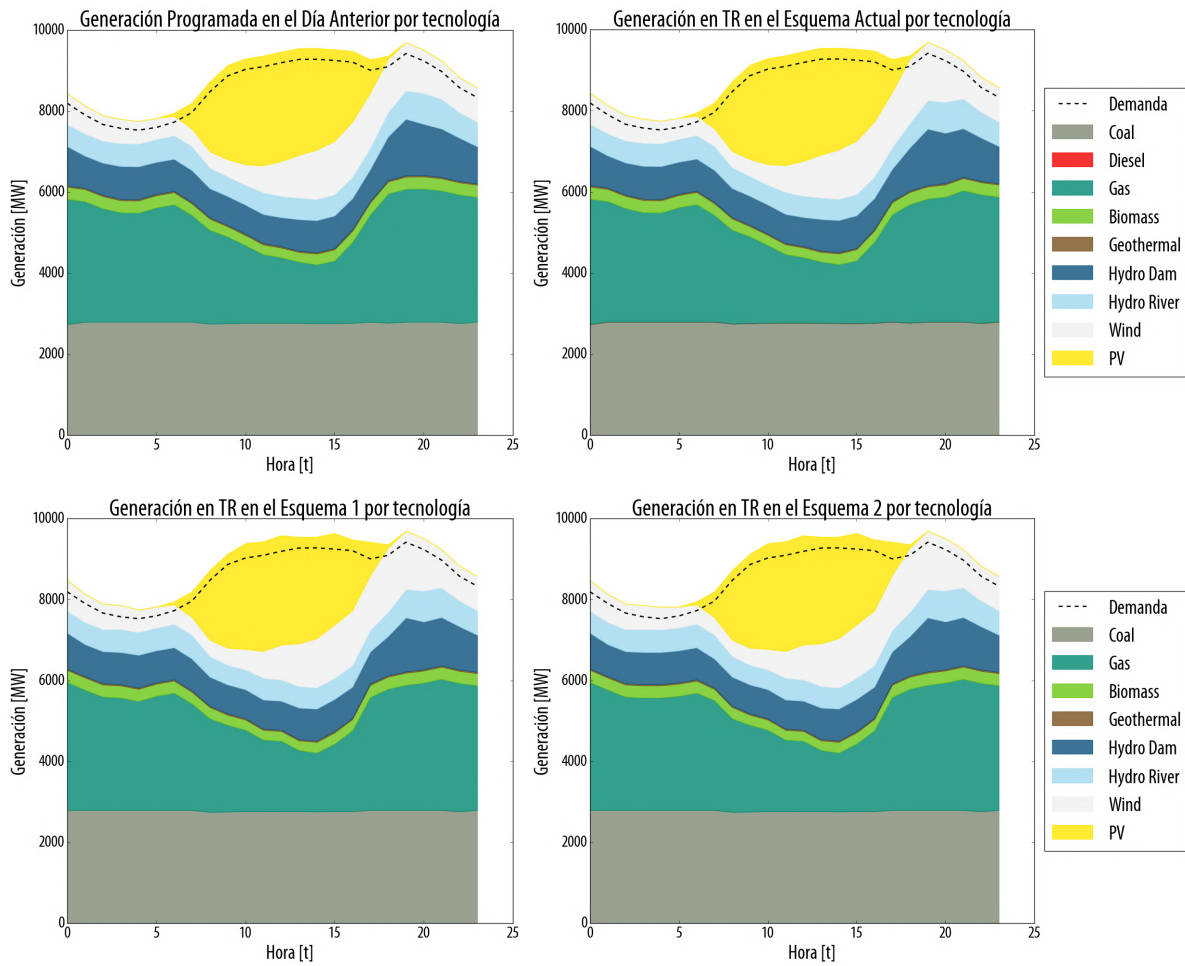


Figura 6.50. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (efecto independiente).

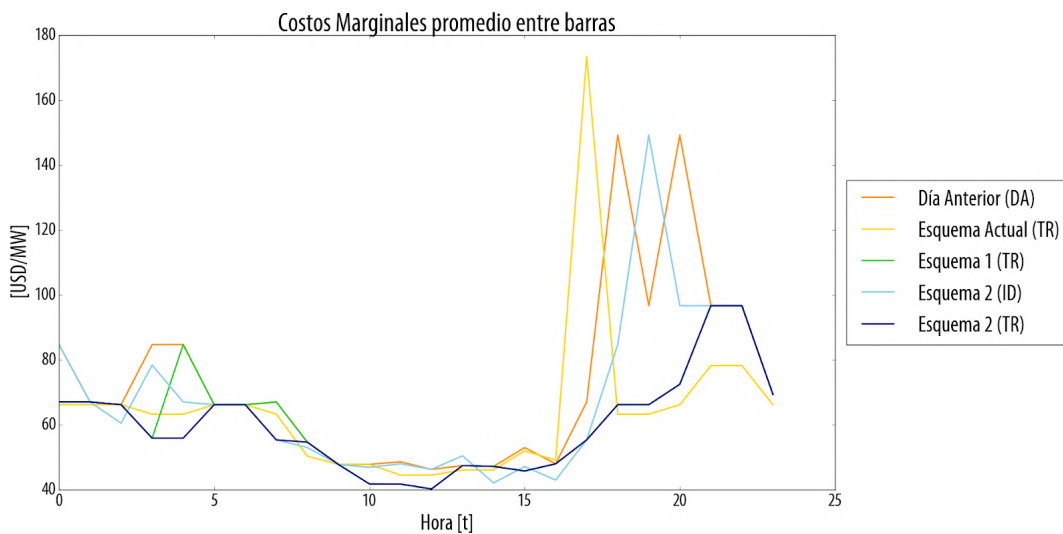


Figura 6.51. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (efecto independiente).

Tabla 6.59. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$6,609,454	\$6,556,665	\$6,584,842 (+0.43%)	\$6,590,001 (+0.51%)

Tabla 6.60. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$64,701	\$50,555	\$0.00	\$0	\$0
2	\$46,797	\$46,206	\$0.00	\$0	\$0
3	\$41,831	\$41,831	\$0.00	\$0	\$0
4	\$50,275	\$37,555	\$0.00	\$0	\$0
5	\$47,317	\$35,346	\$0.00	\$0	\$0
6	\$34,259	\$34,259	\$0.00	\$0	\$0
7	\$31,653	\$31,653	\$0.00	\$0	\$0
8	\$29,014	\$27,388	\$0.00	\$0	\$0
9	\$21,812	\$20,088	\$0.00	\$0	\$0
10	\$20,074	\$20,074	\$0.00	\$0	\$0
11	\$24,156	\$24,156	\$0.00	\$0	\$0
12	\$32,110	\$29,396	\$0.00	\$0	\$0
13	\$39,804	\$38,276	\$0.00	\$0	\$0
14	\$45,133	\$44,612	\$0.00	\$0	\$0
15	\$51,262	\$51,264	\$0.00	\$0	\$0
16	\$63,330	\$68,385	\$0.00	\$0	\$0
17	\$60,685	\$63,754	\$0.00	\$0	\$0
18	\$91,163	\$235,922	\$0.00	\$0	\$0
19	\$195,071	\$100,101	\$18,172	\$11,075	\$9,519
20	\$115,298	\$91,323	\$16,578	\$17,797	\$8,684
21	\$159,401	\$85,560	\$16,262	\$10,327	\$8,518
22	\$91,541	\$74,076	\$0.00	\$0	\$0
23	\$83,487	\$67,559	\$0.00	\$0	\$0
24	\$58,904	\$56,208	\$0.00	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,499,078 (20,051.64 MWh) (72.27 \$/MWh)	\$1,375,547 (20,801.06 MWh) (66.13 \$/MWh)	\$51,013 (Desv: 749.41 MWh) (68.07 \$/MWh)	\$39,198 (Desv: 356.86 MWh) (109.84 \$/MWh)	\$26,721 (Desv: 392.55 MWh) (68.07 \$/MWh)
Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,375,547	\$1,550,091 (+12,69%/ Esquema Actual)		\$1,564,998 (+13,77%/ Esquema Actual)

### 6.2.5. Análisis Independiente de Incentivos (Reemplazo de Generación al 2030)

Con el propósito de analizar el desempeño que tendrían los esquemas de liquidación de múltiples etapas propuestos a futuro, se incorpora el análisis independiente de los efectos e incentivos generados sobre los pronósticos de demanda y generación bajo un escenario de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV al año 2030. En particular, se desarrollaron los siguientes casos de estudio:

- **Pronóstico de Demanda Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030).**
- **Pronóstico de Demanda Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030).**
- **Pronóstico de Generación Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030).**
- **Pronóstico de Generación Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030).**

En términos de la actualización de pronósticos y realizaciones, estos escenarios son idénticos a los presentados en la sección previa, enfocada en el análisis independiente de incentivos. La diferencia en este conjunto de escenarios dice relación con la modificación de la curva de oferta en base a un escenario de descarbonización de la matriz de generación en función del calendario de retiro programado de este tipo de centrales a la fecha<sup>161</sup>, a la vez que dicha capacidad de generación es reemplazada por tecnologías de generación ERV.

A partir de lo anterior, se ha definido un escenario de reemplazo para el año 2030. Para esto, modificando solo el parque generador, se reemplazan las centrales de generación en base a carbón que se pronostica sean retiradas al año 2030. La capacidad de generación retirada del sistema es reemplazada por capacidad de generación ERV solar y eólica<sup>162</sup>, suponiendo el reemplazo tecnológico con una proporción de instalación de capacidad de generación solar y eólica, y distribución geográfica igual a la presente en la actualidad<sup>163</sup>.

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 6.61 y 6.62 a continuación. A diferencia de los escenarios de la sección anterior que consideran el parque de generación actual, al analizar los costos totales de programación y operación del sistema, se observa que tanto cuando las desviaciones de demanda o generación ERV reducen o aumentan la demanda neta del sistema en la operación en tiempo real, el contar con la co-optimización de energía y reservas, así como con ventanas de optimización y pronósticos corregidos se traduce en una operación más eficiente del sistema, observándose reducciones progresivas de los costos totales de programación y operación del sistema desde los observados bajo el Esquema Actual, el Esquema 1 y el Esquema 2. Al analizar los pagos de la demanda bajo cada esquema y escenario de análisis independiente, nuevamente se observa el valor de la vinculación en el Esquema 1 y Esquema 2, en los que los agentes, ya sea la demanda o la generación, se ven impactados por sus desvíos respecto de etapas de liquidación previas.

---

<sup>161</sup> Ver Anexo D. Programa de Descarbonización.

<sup>162</sup> Esto, en base a la capacidad efectiva de fuentes de generación ERV, en consideración de los factores de planta del año representativo en cuestión.

<sup>163</sup> No obstante lo anterior, un análisis más acabado de escenarios futuros debiese considerar un proceso de planificación de largo plazo del sistema, donde tanto los desarrollos en generación y transmisión, así como sus respectiva distribución geográfica, sean en función de los resultados obtenidos de este problema de optimización.

Tabla 6.61. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema y escenario de análisis independiente en el Escenario de Reemplazo de Generación al 2030 (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Pronóstico de Demanda Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	\$4,678,631	\$4,535,779	\$4,509,450 (-0.58%)	\$4,497,487 (-0.84%)
<b>Pronóstico de Demanda Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	\$4,678,631	\$5,126,609	\$5,113,368 (-0.26%)	\$5,093,945 (-0.64%)
<b>Pronóstico de Generación Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	\$4,678,631	\$4,978,312	\$4,824,116 (-3.10%)	\$4,810,949 (-3.36%)
<b>Pronóstico de Generación Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	\$4,678,631	\$4,661,544	\$4,643,972 (-0.38%)	\$4,632,009 (-0.63%)

Tabla 6.62. Pagos de la demanda bajo cada esquema y escenario de análisis independiente en el Escenario de Reemplazo de Generación al 2030 (en \$USD).

Escenario	Concepto	Día Anterior	Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
			Tiempo Real	Tiempo Real	Etapas Intradiarias	Tiempo Real
<b>Pronóstico de Demanda Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$14,919,929 (206,445.1MWh) (72.27 \$/MWh)	\$13,271,194 (203,739.8MWh) (65.14 \$/MWh)	-\$133,948 (Desv: -2,705.33 MWh) (49.51 \$/MWh)	-\$165,643 (Desv: -1,387.35 MWh) (119.40 \$/MWh)	-\$65,257 (Desv: -1,317.98 MWh) (49.51 \$/MWh)
	Pagos de la Demanda del Esquema		\$13,271,194	\$14,785,981 <b>(+11,41%/ Esquema Actual)</b>		\$14,689,029 <b>(-0.66%/ Esquema 1)</b>
<b>Pronóstico de Demanda Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$14,919,929 (206,445.1MWh) (72.27 \$/MWh)	\$16,212,421 (209,289.2MWh) (77.46 \$/MWh)	\$673,665 (Desv: 2,844.07 MWh) (236.87 \$/MWh)	\$113,715 (Desv: 1,387.35 MWh) (81.97 \$/MWh)	\$237,130 (Desv: 1,456.72 MWh) (162.78 \$/MWh)
	Pagos de la Demanda del Esquema		\$16,212,421	\$15,593,593 <b>(-3,82%/ Esquema Actual)</b>		\$15,270,774 <b>(-5,81%/ Esquema Actual)</b>
<b>Pronóstico de Generación Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,980,897 (45,346.68MWh) (43.68 \$/MWh)	\$2,771,362 (43,809.80MWh) (63.26 \$/MWh)	-\$206,339 (Desv: -1,382.98 MWh) (149.20 \$/MWh)	-\$35,604 (Desv: -724.17 MWh) (49.16 \$/MWh)	-\$102,662 (Desv: -658.81 MWh) (155.82 \$/MWh)
	Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$2,771,362	\$1,774,557 <b>(-35,97%/ Esquema Actual)</b>		\$1,842,630 <b>(+3,84%/ Esquema 1)</b>
<b>Pronóstico de Generación Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)</b>	Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,980,897 (45,346.68MWh) (43.68 \$/MWh)	\$1,986,722 (47,085.32MWh) (42.19 \$/MWh)	\$31,356 (Desv: 1,600.51 MWh) (19.59 \$/MWh)	\$27,226 (Desv: 763.96 MWh) (35.64 \$/MWh)	\$15,858 (Desv: 836.56 MWh) (18.96 \$/MWh)
	Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,986,722	\$2,012,252 <b>(+1,29%/ Esquema Actual)</b>		\$2,023,980 <b>(+1,88%/ Esquema Actual)</b>

### Pronóstico de Demanda Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)

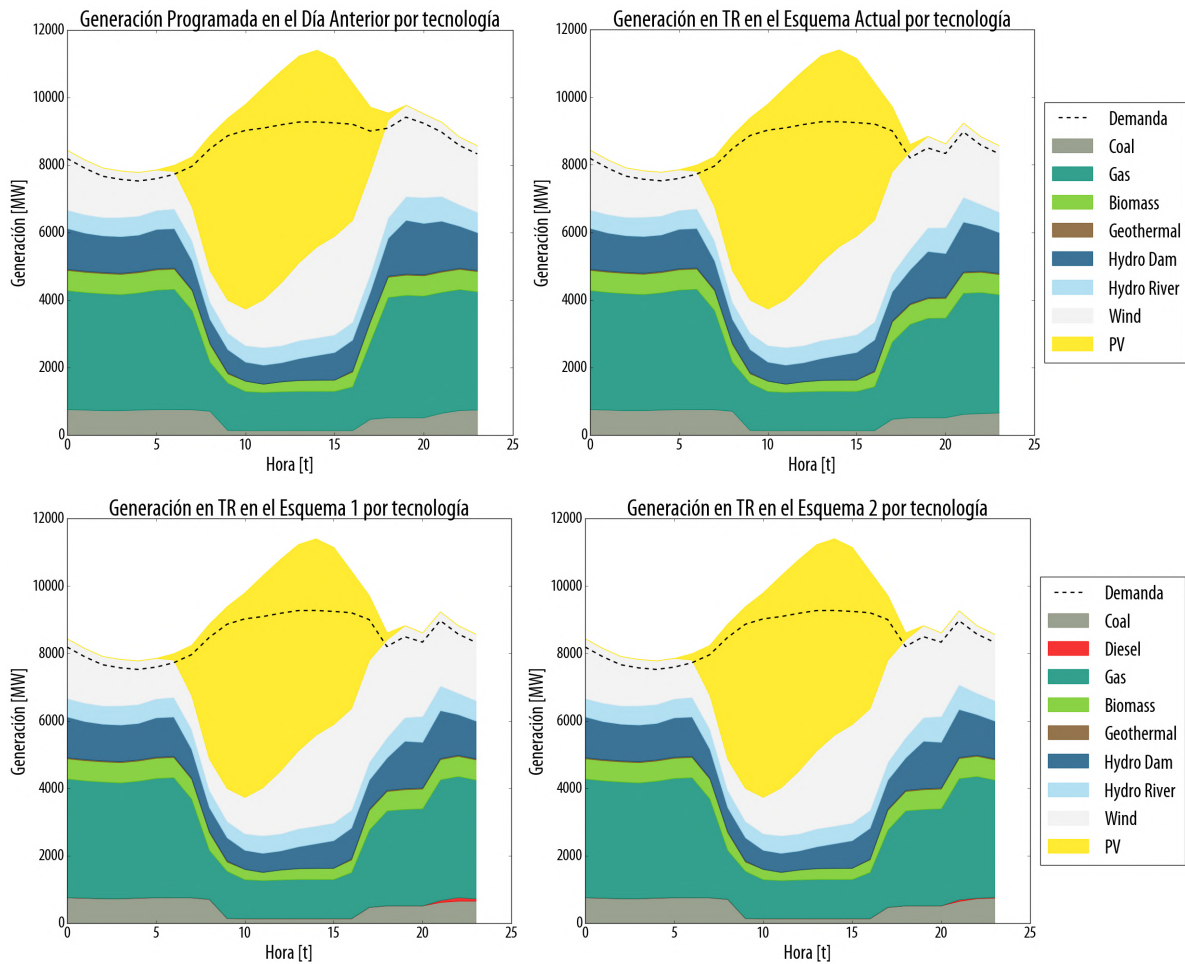


Figura 6.52. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

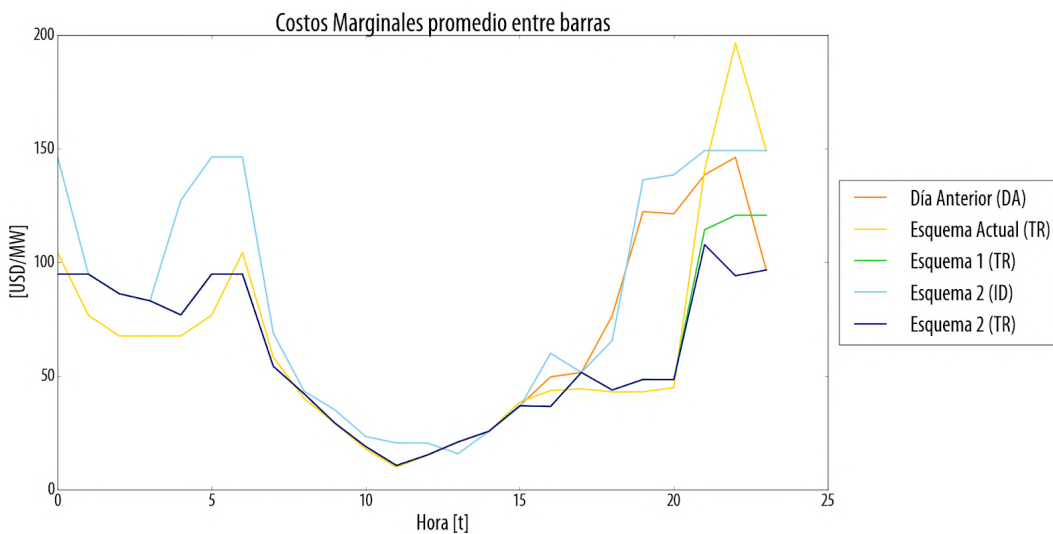


Figura 6.53. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tabla 6.63. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$4,678,631	\$4,535,779	\$4,509,450 (-0.58%)	\$4,497,487 (-0.84%)

Tabla 6.64. Pagos de la demanda bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda sobrestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$810,194	\$891,644	\$0	\$0	\$0
2	\$781,500	\$632,400	\$0	\$0	\$0
3	\$689,361	\$540,829	\$0	\$0	\$0
4	\$656,473	\$534,337	\$0	\$0	\$0
5	\$603,741	\$531,040	\$0	\$0	\$0
6	\$751,282	\$607,947	\$0	\$0	\$0
7	\$764,058	\$840,869	\$0	\$0	\$0
8	\$450,956	\$485,049	\$0	\$0	\$0
9	\$376,133	\$357,551	\$0	\$0	\$0
10	\$278,358	\$278,358	\$0	\$0	\$0
11	\$180,171	\$169,637	\$0	\$0	\$0
12	\$103,748	\$96,564	\$0	\$0	\$0
13	\$149,555	\$149,555	\$0	\$0	\$0
14	\$203,166	\$203,166	\$0	\$0	\$0
15	\$248,463	\$248,463	\$0	\$0	\$0
16	\$354,814	\$370,673	\$0	\$0	\$0
17	\$490,985	\$433,391	\$0	\$0	\$0
18	\$498,593	\$428,939	\$0	\$0	\$0
19	\$744,702	\$377,852	-\$41,621	-\$31,942	-\$20,277
20	\$1,217,675	\$385,760	-\$47,211	-\$67,491	-\$23,000
21	\$1,160,041	\$387,372	-\$45,115	-\$66,210	-\$21,979
22	\$1,285,033	\$1,305,081	\$0	\$0	\$0
23	\$1,291,878	\$1,735,068	\$0	\$0	\$0
24	\$829,048	\$1,279,649	\$0	\$0	\$0
Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$14,919,929 (206,445.09 MWh) (72.27 \$/MWh)	\$13,271,194 (203,739.75 MWh) (65.14 \$/MWh)	-\$133,948 (Desv: -2,705.33 MWh) (49.51 \$/MWh)	-\$165,643 (Desv: -1,387.35 MWh) (119.40 \$/MWh)	-\$65,257 (Desv: -1,317.98 MWh) (49.51 \$/MWh)
Pagos de la Demanda del Esquema		\$13,271,194	\$14,785,981 (+11,41%/ Esquema Actual)		\$14,689,029 (-0.66%/ Esquema 1)

### Pronóstico de Demanda Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)

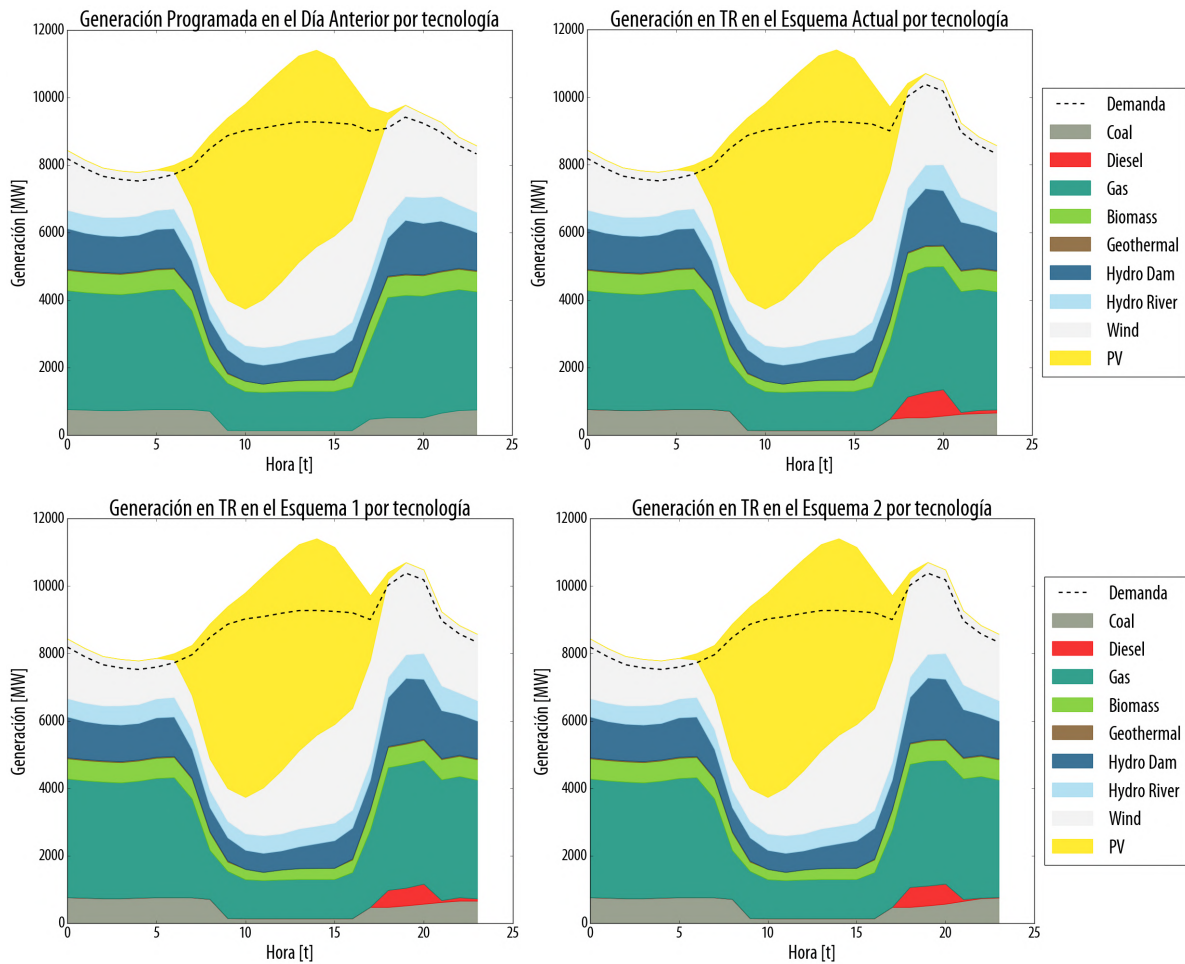


Figura 6.54. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

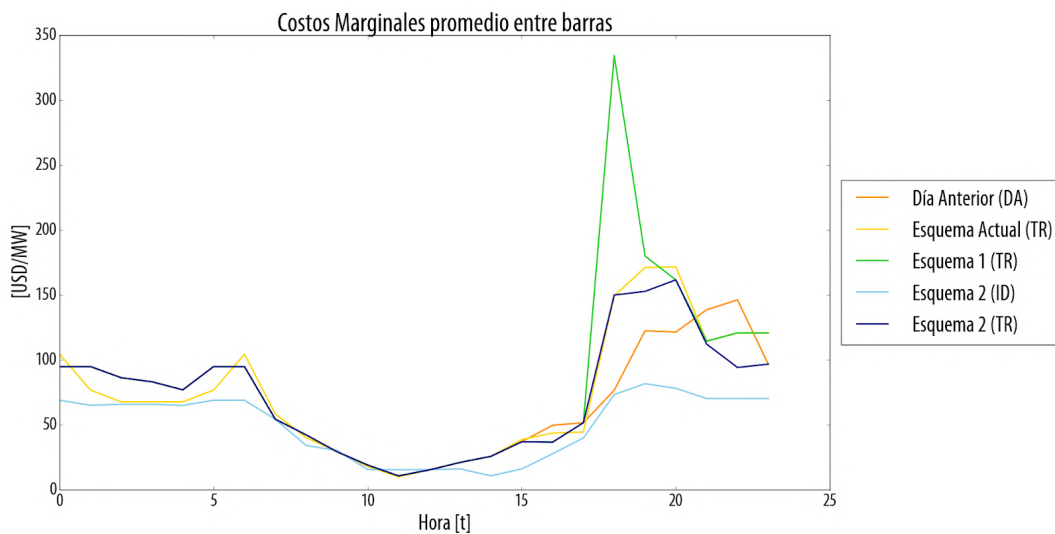


Figura 6.55. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).



Tabla 6.65. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$4,678,631	\$5,126,609	\$5,113,368 (-0.26%)	\$5,093,945 (-0.64%)

Tabla 6.66. Pagos de la demanda bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de demanda subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$810,194	\$891,644	\$0	\$0	\$0
2	\$781,500	\$632,400	\$0	\$0	\$0
3	\$689,361	\$540,829	\$0	\$0	\$0
4	\$656,473	\$534,337	\$0	\$0	\$0
5	\$603,741	\$531,040	\$0	\$0	\$0
6	\$751,282	\$607,947	\$0	\$0	\$0
7	\$764,058	\$840,869	\$0	\$0	\$0
8	\$450,956	\$485,049	\$0	\$0	\$0
9	\$376,133	\$357,551	\$0	\$0	\$0
10	\$278,358	\$278,358	\$0	\$0	\$0
11	\$180,171	\$169,637	\$0	\$0	\$0
12	\$103,748	\$96,564	\$0	\$0	\$0
13	\$149,555	\$149,555	\$0	\$0	\$0
14	\$203,166	\$203,166	\$0	\$0	\$0
15	\$248,463	\$248,463	\$0	\$0	\$0
16	\$354,814	\$370,673	\$0	\$0	\$0
17	\$490,985	\$433,391	\$0	\$0	\$0
18	\$498,593	\$428,939	\$0	\$0	\$0
19	\$744,702	\$1,603,563	\$333,354	\$35,663	\$76,558
20	\$1,217,675	\$1,840,554	\$182,211	\$40,809	\$79,595
21	\$1,160,041	\$1,806,232	\$158,100	\$37,242	\$80,978
22	\$1,285,033	\$1,059,866	\$0	\$0	\$0
23	\$1,291,878	\$1,066,334	\$0	\$0	\$0
24	\$829,048	\$1,035,461	\$0	\$0	\$0
Pagos de la Demanda Asociado a la Etapa	\$14,919,929 (206,445.09 MWh) (72.27 \$/MWh)	\$16,212,421 (209,289.16 MWh) (77.46 \$/MWh)	\$673,665 (Desv: 2,844.07 MWh) (236.87 \$/MWh)	\$113,715 (Desv: 1,387.35 MWh) (81.97 \$/MWh)	\$237,130 (Desv: 1,456.72 MWh) (162.78 \$/MWh)
Pagos de la Demanda del Esquema		\$16,212,421	\$15,593,593 (-3,82%/ Esquema Actual)		\$15,270,774 (-5,81%/ Esquema Actual)

### Pronóstico de Generación Sobrestimada (Reemplazo de Generación al 2030)

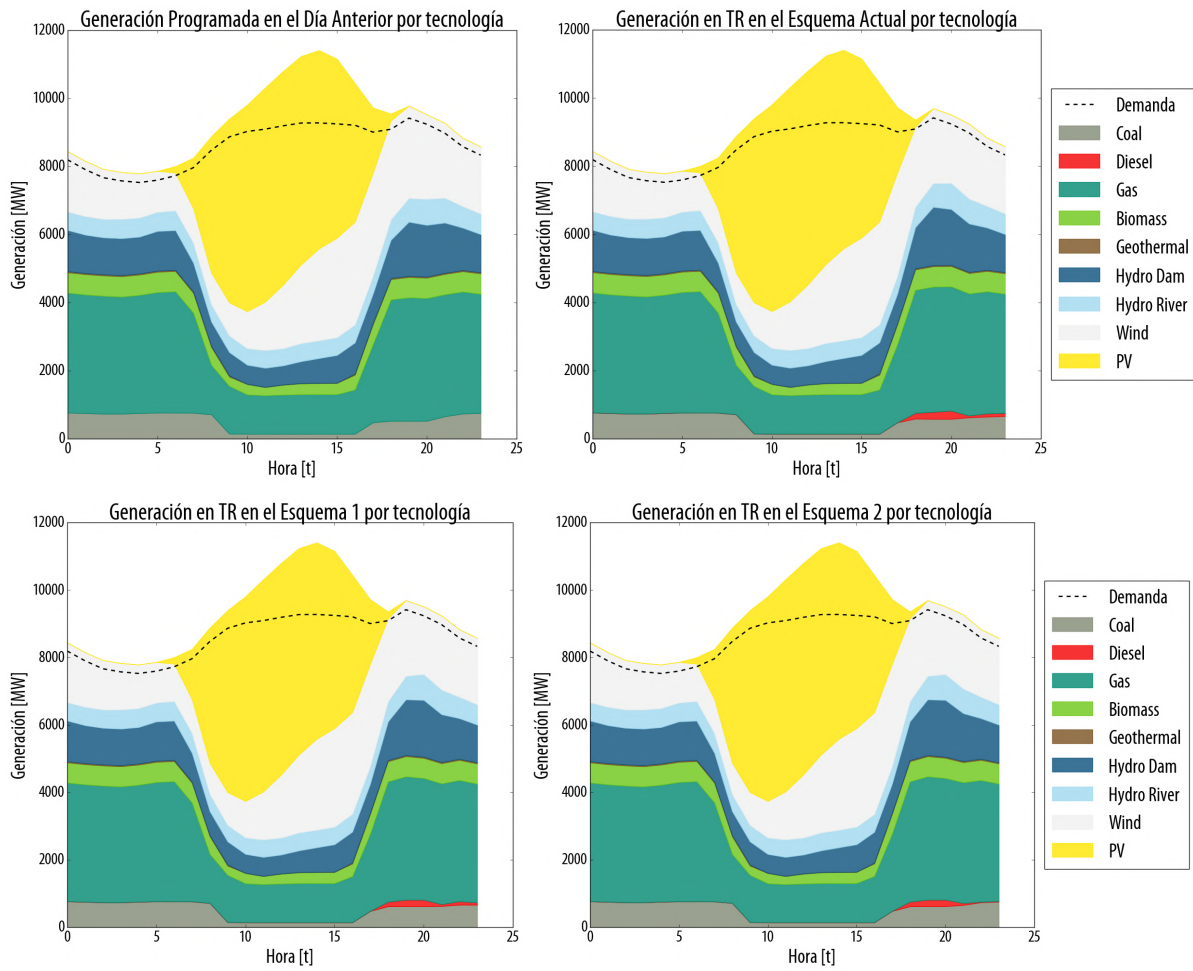


Figura 6.56. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

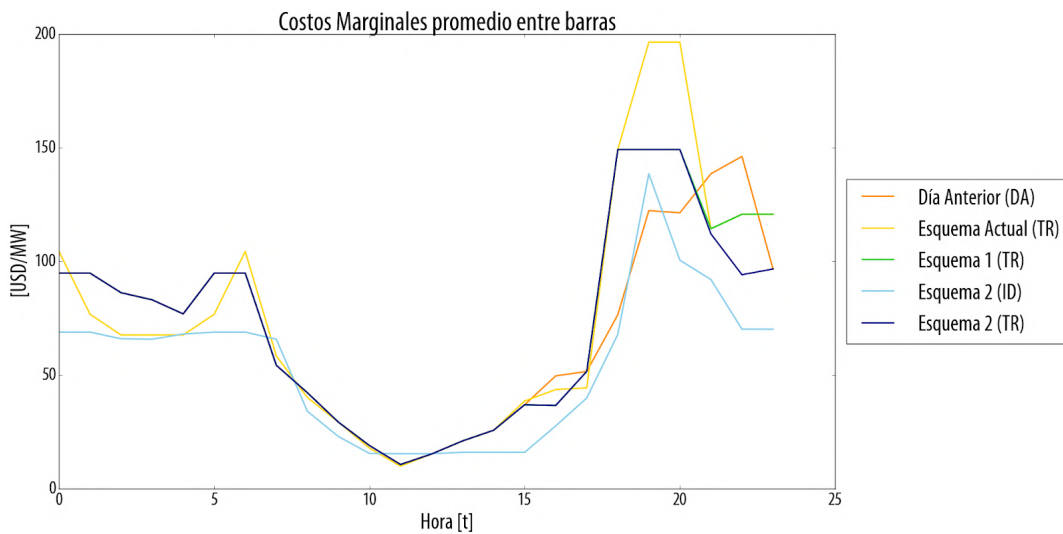


Figura 6.57. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tabla 6.67. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$4,678,631	\$4,978,312	\$4,824,116 (-3.10%)	\$4,810,949 (-3.36%)

Tabla 6.68. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$156,927	\$172,703	\$0	\$0	\$0
2	\$141,364	\$114,394	\$0	\$0	\$0
3	\$114,491	\$89,822	\$0	\$0	\$0
4	\$102,244	\$83,221	\$0	\$0	\$0
5	\$87,893	\$77,309	\$0	\$0	\$0
6	\$98,674	\$79,848	\$0	\$0	\$0
7	\$89,086	\$98,042	\$0	\$0	\$0
8	\$44,988	\$48,389	\$0	\$0	\$0
9	\$32,386	\$30,786	\$0	\$0	\$0
10	\$24,653	\$24,653	\$0	\$0	\$0
11	\$10,490	\$9,876	\$0	\$62	-\$170
12	\$4,143	\$3,856	\$0	\$0	\$0
13	\$5,844	\$5,844	\$0	\$0	\$0
14	\$12,644	\$12,644	\$0	\$0	\$0
15	\$14,471	\$14,471	\$0	\$0	\$0
16	\$19,241	\$20,101	\$0	\$0	\$0
17	\$30,061	\$27,120	\$0	\$0	\$0
18	\$46,071	\$39,635	\$0	\$0	\$0
19	\$61,226	\$350,873	-\$66,591	-\$5,849	-\$32,049
20	\$124,063	\$430,771	-\$69,484	-\$13,075	-\$37,159
21	\$158,031	\$394,394	-\$70,264	-\$16,743	-\$33,283
22	\$155,755	\$162,830	\$0	\$0	\$0
23	\$255,702	\$241,914	\$0	\$0	\$0
24	\$190,448	\$237,865	\$0	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,980,897 (45,346.68 MWh) (43.68 \$/MWh)	\$2,771,362 (43,809.80 MWh) (63.26 \$/MWh)	-\$206,339 (Desv: -1,382.98 MWh) (149.20 \$/MWh)	-\$35,604 (Desv: -724.17 MWh) (49.16 \$/MWh)	-\$102,662 (Desv: -658.81 MWh) (155.82 \$/MWh)
Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$2,771,362	\$1,774,557 (-35.97%/ Esquema Actual)		\$1,842,630 (+3.84%/ Esquema 1)

### Pronóstico de Generación Subestimada (Reemplazo de Generación al 2030)

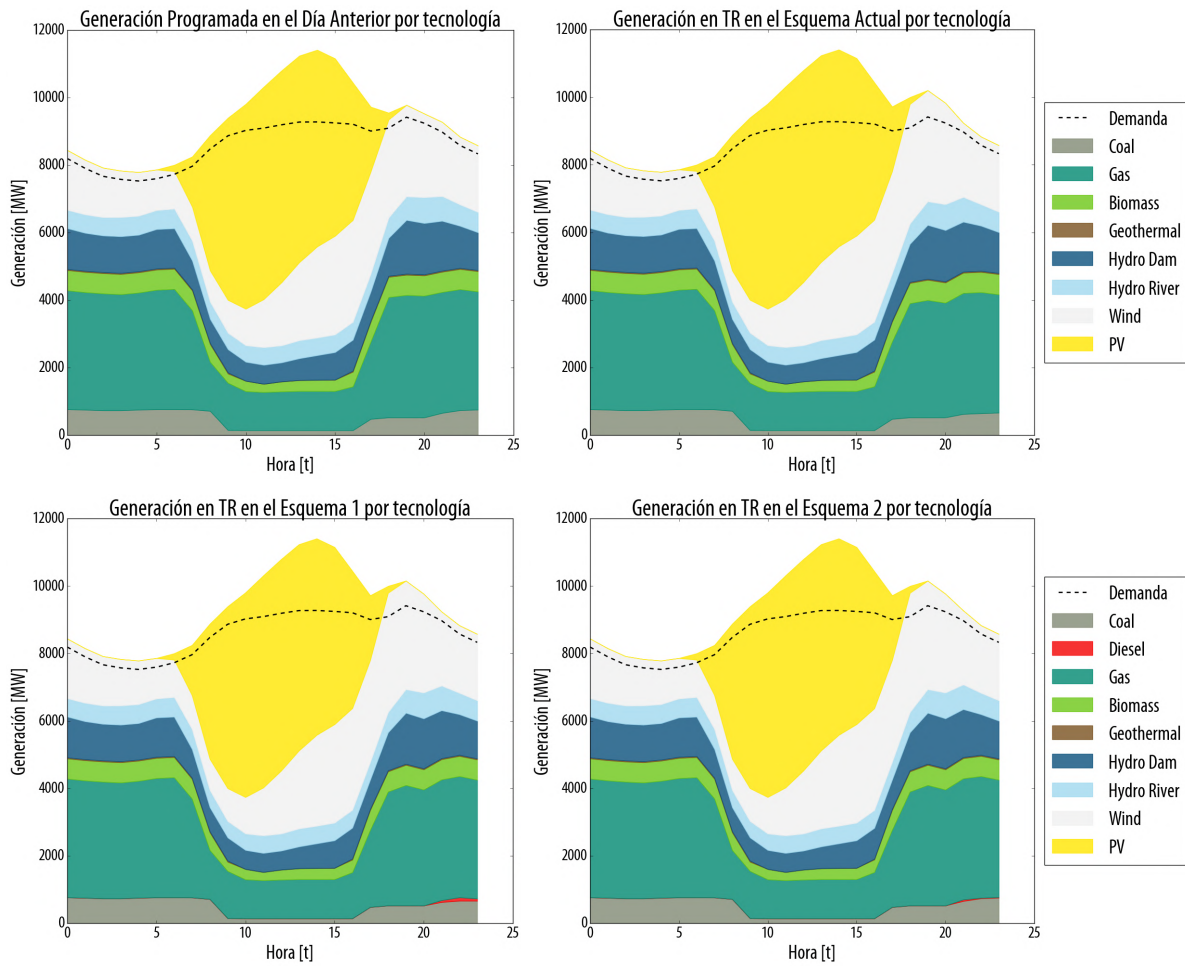


Figura 6.58. Generación programada y en la operación en tiempo real del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

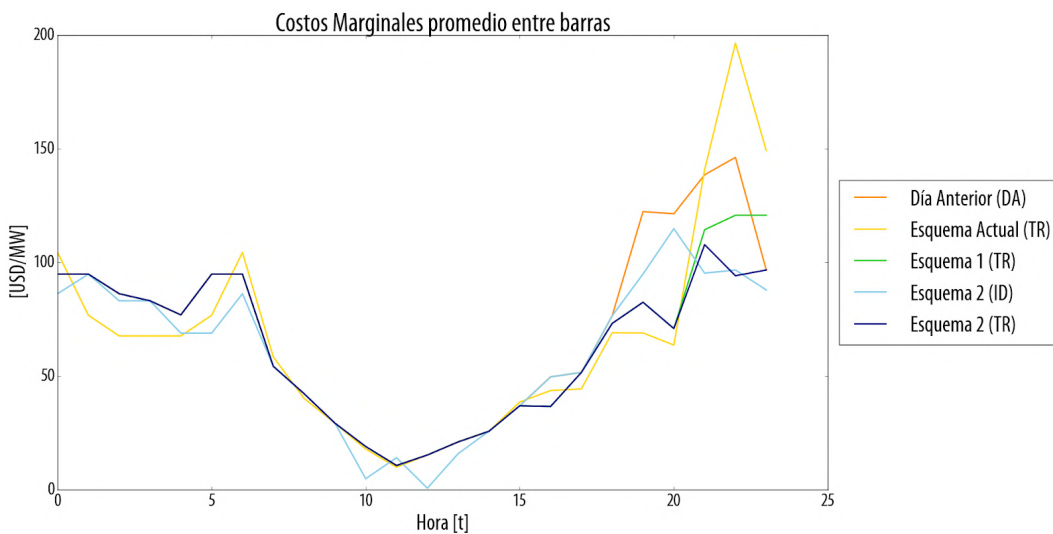


Figura 6.59. Costos marginales promedio entre barras de la programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tabla 6.69. Costos totales de programación y operación del sistema bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema	Día Anterior (Costos Totales de la Programación)	Esquema Actual	Esquema 1 (±%/Esquema Actual)	Esquema 2 Pronóstico Medio (±%/Esquema Actual)
<b>Costos Totales de Operación del Sistema</b>	\$4,678,631	\$4,661,544	\$4,643,972 (-0.38%)	\$4,632,009 (-0.63%)

Tabla 6.70. Remuneraciones de la generación eólica bajo cada esquema para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (en \$USD).

Esquema		Esquema Actual	Esquema 1	Esquema 2 Pronóstico Medio	
Hora y Etapa	Día Anterior	Tiempo Real	Tiempo Real	Etapa Intradiaria	Tiempo Real
1	\$156,927	\$172,703	\$0	\$0	\$0
2	\$141,364	\$114,394	\$0	\$0	\$0
3	\$114,491	\$89,822	\$0	\$0	\$0
4	\$102,244	\$83,221	\$0	\$0	\$0
5	\$87,893	\$77,309	\$0	\$0	\$0
6	\$98,674	\$79,848	\$0	\$0	\$0
7	\$89,086	\$98,042	\$0	\$0	\$0
8	\$44,988	\$48,389	\$0	\$0	\$0
9	\$32,386	\$30,786	\$0	\$0	\$0
10	\$24,653	\$24,653	\$0	\$0	\$0
11	\$10,490	\$9,876	\$0	\$0	\$0
12	\$4,143	\$3,856	\$0	\$0	\$0
13	\$5,844	\$5,844	\$0	\$0	\$0
14	\$12,644	\$12,644	\$0	\$0	\$0
15	\$14,471	\$14,471	\$0	\$0	\$0
16	\$19,241	\$20,101	\$0	\$0	\$0
17	\$30,061	\$27,120	\$0	\$0	\$0
18	\$46,071	\$39,635	\$0	\$0	\$0
19	\$61,226	\$65,034	\$11,957	\$6,154	\$6,263
20	\$124,063	\$55,537	\$11,370	\$6,120	\$6,051
21	\$158,031	\$33,297	\$8,029	\$14,952	\$3,543
22	\$155,755	\$192,552	\$0	\$0	\$0
23	\$255,702	\$393,626	\$0	\$0	\$0
24	\$190,448	\$293,959	\$0	\$0	\$0
Remuneración de la Generación Eólica Asociada a la Etapa	\$1,980,897 (45,346.68 MWh) (43.68 \$/MWh)	\$1,986,722 (47,085.32 MWh) (42.19 \$/MWh)	\$31,356 (Desv: 1,600.51 MWh) (19.59 \$/MWh)	\$27,226 (Desv: 763.96 MWh) (35.64 \$/MWh)	\$15,858 (Desv: 836.56 MWh) (18.96 \$/MWh)
Remuneración de la Generación Eólica del Esquema		\$1,986,722	\$2,012,252 (+1,29%/ Esquema Actual)		\$2,023,980 (+1,88%/ Esquema Actual)

### 6.3. Análisis de la Señal de Largo Plazo

El análisis de la señal de largo plazo producto del esquema de liquidación de mercado considera aspectos cuantitativos y cualitativos. El aspecto cuantitativo se basa en el análisis del balance de costos e ingresos anualizados totales estimativos correspondientes a cada tecnología bajo el Esquema Actual y los distintos esquemas de liquidación múltiple propuestos. De esta manera, es posible dimensionar los impactos económicos que tienen los distintos esquemas propuestos sobre las distintas tecnologías que componen el parque de generación del SEN. La dimensión cualitativa considera el análisis de elementos del diseño de mercado actual y los propuestos en lo referente al esquema de formación de precios, pagos laterales y otras dimensiones.

El análisis descrito requiere de una serie de supuestos y simplificaciones para su desarrollo respecto de información representativa para cada tipo de tecnología. En particular, se requiere la determinación de costos de inversión referenciales, estimaciones de la vida útil de los proyectos, costos fijos de operación y mantenimiento (O&M), costos de operación e ingresos por la provisión de energía, SSCC y potencia de suficiencia.

En primer lugar, respecto de los costos de inversión anualizados  $C$  asociados a cada tecnología, su cálculo se basa en costos de inversión referenciales  $c^{164}$ , y un factor de recuperación de capital  $frc$  que considera una tasa de descuento  $r$  del 3%<sup>165</sup> para todas las tecnologías y la estimación de la vida útil de proyectos correspondiente a cada tecnología particular  $\tau$ , según se describe en las ecuaciones y Tabla 6.71 a continuación.

$$C = frc * c \qquad frc = \frac{r(1+r)^\tau}{(1+r)^\tau - 1}$$

Tabla 6.71. Estimación de costos de inversión y fijos de O&M anualizados del sistema<sup>166</sup>.

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Costos de Inversión Referencial (US\$/kW)	Vida Útil de Proyectos (años)	Costos de Inversión Anualizados (MM US\$)	Costos Fijos de O&M Anualizados (MM US\$)
Carbón	4,904	2,950	40	626	145
Gas/GLP	5,088	675	30	175	34
Diésel/Fuel Oil	2,468	448	30	56	11
Hidro A	4,561	4,439	80	670	202
Hidro B	1,716	3,923	80	223	67
Hidro C	536	3,263	80	58	17
Solar	4,540	871	25	227	40
Eólica	2,545	1,266	25	185	32
Biomasa	466	3,170	40	64	15

<sup>164</sup> Disponibles en: [CNE: INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN](#)

<sup>165</sup> La estimación de la tasa de descuento de un 3% refleja un ambiente de mercado estable con una alta seguridad en las inversiones. Tasas de descuento mayores, en torno a un 7% o 10%, reflejan ambientes económicos más riesgosos. En base a [IEA: Projected Costs of Generating Electricity 2020](#)

<sup>166</sup> En el caso de tecnologías de generación térmica a carbón se considera información de costos de inversión referencial en base a: [Lazard: LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 15.0](#). La estimación de vida útil de proyectos se basa en [IEA: Projected Costs of Generating Electricity 2020](#). Se consideran costos fijos de O&M de un 1% del valor de la inversión.

Respecto de los costos de operación e ingresos por concepto de generación de energía y reservas para la provisión de SSCC anualizados, estos se basan en aquellos determinados en los escenarios de análisis independiente de incentivos. En particular, se analizan los escenarios de pronóstico de generación sobrestimada y subestimada bajo el escenario actual y un escenario de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV al año 2030.

Finalmente, respecto de los pagos por potencia de suficiencia, estos se basan en una estimación de la potencia de suficiencia definitiva reconocida para los distintos tipos de tecnologías de generación que componen el SEN<sup>167</sup> y del precio nudo de potencia al cual se valorizan dichos aportes a la potencia de suficiencia del sistema<sup>168</sup>, según se detalla en la Tabla 6.72 a continuación.

Tabla 6.72. Estimación de pagos por potencia de suficiencia anualizados del sistema.

Tecnología	Capacidad Instalada (MW) (Pmax)	Razón Psuf Prel/Pmax	Potencia de Suficiencia Definitiva (MW) (Psuf Def)	Pagos por Potencia de Suficiencia (MM US\$)
Carbón	4,904	0.79	2,553	244
Gas/GLP	5,088	0.79	2,649	254
Diésel/Fuel Oil	2,468	0.79	1,285	123
Hidro A	4,561	0.67	2,014	193
Hidro B	1,716	0.41	464	44
Hidro C	536	0.53	187	18
Solar	4,540	0.23	688	66
Eólica	2,545	0.25	419	40
Biomasa	466	0.79	243	23

El análisis de la señal de largo plazo es una tarea particularmente desafiante, debido a la cantidad de supuestos, simplificaciones e información requerida. Entre otros factores, por ejemplo, costos de inversión representativos por tecnología son dependientes de la tecnología particular desarrollada (e.g., en el caso de la generación en base a gas, costos de inversión varían entre tecnologías de ciclo combinado y ciclo abierto), ubicación geográfica, punto en la curva de madurez en la que se desarrolló un proyecto en particular, etc. Por otro lado, diferentes centrales que cuentan con una extensa vida de operación ya pueden haber recuperado sus costos de inversión.

### 6.3.1. Resultados del Análisis

En las tablas a continuación se presenta la estimación de costos e ingresos anualizados bajo el Esquema Actual para el caso de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (Tabla 6.73) y subestimada (Tabla 6.74) (efecto independiente)<sup>169</sup> bajo el escenario actual.

<sup>167</sup> Razón Psuf Def/Pmax estimada en base a: [ISCI: Metodología para la Determinación de Potencia de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Chileno vía ELCC/ECP.](#)

<sup>168</sup> Pagos por potencia de suficiencia estimados en base al precio nudo potencia 7.9781 US\$/kW/mes para la barra Nogales 220 kV (factor de penalización potencia 1,0) del Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Enero de 2021. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/02/ITD-PNCP-Ene21.pdf>.

<sup>169</sup> Escenarios según se presentan en la sección 6.2.4.

La diferencia en el balance de anualidades entre un esquema de liquidación múltiple y otro radica en los costos de operación e ingresos por energía y reservas anualizados. A partir de los resultados obtenidos, es posible apreciar cómo el balance de anualidades por tecnología puede variar entre balances positivos y negativos para diferentes tecnologías cuando estas se ven expuestas a la incertidumbre y desviaciones en la operación de tiempo real del sistema.

Tabla 6.73. Estimación de costos e ingresos anualizados por tecnología bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Costos de Inversión Anualizados (MM US\$)	Costos Fijos de O&M Anualizados (MM US\$)	Costos de Operación Anualizados (MM US\$)	Ingresos por Energía y Reservas Anualizados (MM US\$)	Pagos por Potencia de Suficiencia (MM US\$)	Balance Anualidades (MM US\$)	Balance Anualidades (US\$/kW)
Carbón	4,904	626	145	1,135	1,787	244	126	25.8
Gas/GLP	5,088	175	34	611	1,782	254	1,215	238.8
Diésel/ Fuel Oil	2,468	56	11	22	24	123	58	23.4
Hidro A	4,561	670	202	69	782	193	33	7.3
Hidro B	1,716	223	67	1	287	44	40	23.2
Hidro C	536	58	17	0	97	18	39	73.6
Solar	4,540	227	40	0	431	66	231	50.8
Eólica	2,545	185	32	3	558	40	378	148.6
Biomasa	466	64	15	59	175	23	60	129.0

Tabla 6.74. Estimación de costos e ingresos anualizados del sistema por tecnología bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Costos de Inversión Anualizados (MM US\$)	Costos Fijos de O&M Anualizados (MM US\$)	Costos de Operación Anualizados (MM US\$)	Ingresos por Energía y Reservas Anualizados (MM US\$)	Pagos por Potencia de Suficiencia (MM US\$)	Balance Anualidades (MM US\$)	Balance Anualidades (US\$/kW)
Carbón	4,904	626	145	1,135	1,551	244	-109	-22.3
Gas/GLP	5,088	175	34	588	1,485	254	940	184.8
Diésel/ Fuel Oil	2,468	56	11	0	0	123	56	22.5
Hidro A	4,561	670	202	69	637	193	-112	-24.5
Hidro B	1,716	223	67	1	242	44	-5	-3.0
Hidro C	536	58	17	0	84	18	26	48.7
Solar	4,540	227	40	0	429	66	228	50.2
Eólica	2,545	185	32	3	503	40	323	126.9
Biomasa	466	64	15	59	151	23	37	78.3

En las tablas a continuación se presenta el balance de anualidades por tecnología bajo diferentes esquemas para el caso de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (Tabla 6.75) y subestimada (Tabla 6.76) (efecto independiente) bajo el escenario actual.



Al analizar el balance de anualidades bajo los distintos esquemas cuando se considera la corrección de pronósticos de generación sobrestimada y subestimada, se corrobora cómo la consideración de la vinculación en los esquemas de liquidación múltiple propuestos se traduce en la reducción de la incertidumbre asociada a la operación en tiempo real del sistema, observándose anualidades similares para el Esquema 1 y 2 tanto en el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada como subestimada. No obstante, se destaca cómo aún en consideración de los supuestos realizados (entre otros, de costos de inversión y tasas de descuento), tecnologías como la generación hidroeléctrica de embalse resultan con anualidades negativas. Sin embargo, cabe destacar que parte de la capacidad de generación de este tipo de tecnología se estima ya ha recuperado sus costos de inversión, por lo que el análisis desarrollado sobrestima los costos que deben enfrentar por dicho concepto.

Tabla 6.75. Balance de anualidades por tecnología bajo diferentes esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Balance Anualidades Esquema Actual (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 1 (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 2 (US\$/kW)
Carbón	4,904	25.8	20.7	20.6
Gas/GLP	5,088	238.8	235.6	235.8
Diésel/ Fuel Oil	2,468	23.4	23.6	24.0
Hidro A	4,561	7.3	-2.3	-1.7
Hidro B	1,716	23.2	23.3	23.3
Hidro C	536	73.6	73.8	73.8
Solar	4,540	50.8	44.8	44.8
Eólica	2,545	148.6	132.2	133.3
Biomasa	466	129.0	127.0	127.5

Tabla 6.76. Balance de anualidades bajo diferentes esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Balance Anualidades Esquema Actual (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 1 (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 2 (US\$/kW)
Carbón	4,904	-22.3	20.8	20.8
Gas/GLP	5,088	184.8	235.9	235.9
Diésel/ Fuel Oil	2,468	22.5	22.5	22.5
Hidro A	4,561	-24.5	-1.4	-1.5
Hidro B	1,716	-3.0	23.3	23.3
Hidro C	536	48.7	73.8	73.8
Solar	4,540	50.2	44.8	44.8
Eólica	2,545	126.9	152.9	155.0
Biomasa	466	78.3	127.3	128.2

Por otro lado, en las tablas a continuación se presenta la estimación de costos e ingresos anualizados bajo el Esquema Actual para el caso de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (Tabla 6.77) y subestimada (Tabla 6.78) (efecto independiente) bajo el escenario de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV al año 2030 (Reemplazo de Generación al 2030). A partir de los resultados obtenidos, se desprenden observaciones similares a las expuestas anteriormente.

Tabla 6.77. Estimación de costos e ingresos anualizados por tecnología bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Costos de Inversión Anualizados (MM US\$)	Costos Fijos de O&M Anualizados (MM US\$)	Costos de Operación Anualizados (MM US\$)	Ingresos por Energía y Reservas Anualizados (MM US\$)	Pagos por Potencia de Suficiencia (MM US\$)	Balance Anualidades (MM US\$)	Balance Anualidades (US\$/kW)
Carbón	1,362	174	40	207	406	68	53	39.1
Gas/GLP	5,465	188	37	703	2,154	273	1,499	274.2
Diésel/ Fuel Oil	2,468	56	11	41	51	123	66	26.8
Hidro A	4,561	670	202	58	982	193	243	53.4
Hidro B	1,716	223	67	1	322	44	75	44.0
Hidro C	536	58	17	0	108	18	50	93.7
Solar	10,522	526	92	0	288	153	-177	-16.8
Eólica	5,899	429	75	4	1,025	93	610	103.4
Biomasa	808	111	26	124	382	40	162	200.9

Tabla 6.78. Estimación de costos e ingresos anualizados del sistema por tecnología bajo el Esquema Actual para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Costos de Inversión Anualizados (MM US\$)	Costos Fijos de O&M Anualizados (MM US\$)	Costos de Operación Anualizados (MM US\$)	Ingresos por Energía y Reservas Anualizados (MM US\$)	Pagos por Potencia de Suficiencia (MM US\$)	Balance Anualidades (MM US\$)	Balance Anualidades (US\$/kW)
Carbón	1,362	174	40	205	351	68	0.12	0.09
Gas/GLP	5,465	188	37	682	1,880	273	1,246	227.9
Diésel/ Fuel Oil	2,468	56	11	0	0	123	56	22.6
Hidro A	4,561	670	202	58	867	193	129	28.3
Hidro B	1,716	223	67	1	283	44	37	21.4
Hidro C	536	58	17	0	97	18	40	74.1
Solar	10,522	526	92	0	282	153	-183	-17.4
Eólica	5,899	429	75	5	727	93	312	53.0
Biomasa	808	111	26	124	338	40	118	146.3

Finalmente, en las tablas a continuación se presenta el balance de anualidades por tecnología bajo diferentes esquemas para el caso de corrección de pronósticos de generación sobrestimada (Tabla 6.79) y subestimada (Tabla 6.80) (efecto independiente) bajo el escenario de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV al año 2030 (Reemplazo de Generación al 2030).

Bajo el escenario de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV al año 2030 (Reemplazo de Generación al 2030), se puede apreciar cómo independiente del esquema de mercado, actual o de liquidación múltiple propuestos, bajo los supuestos considerados las tecnologías de generación solar resultan con un balance de anualidades negativas, similares en todos los casos considerados. No obstante los múltiples supuestos considerados en el desarrollo de este análisis,

particularmente asociados a expectativas de costos de desarrollo, estos resultados ilustran los impactos potenciales de la reducción de los precios de energía en las horas de mayor integración de generación solar, lo que repercute directamente en los ingresos que este tipo de tecnologías reciben por concepto de energía; y por otro lado, con la forma en que se reconoce y remunera la potencia de suficiencia del sistema. Esto supone importantes desafíos en la forma en que se remuneran los diferentes segmentos del mercado requiriendo la necesidad de evaluar, frente a escenarios de alta penetración de tecnologías solares o de bajos costos de operación, particularmente modificaciones al mecanismo de formación de precios (e.g., consideración de esquemas de *scarcity pricing*, internalización de costos no-convexos, o similares), los mecanismos de suficiencia y otras señales de largo plazo, y la consideración de nuevos productos (Villalobos et al., 2021).

Tabla 6.79. Balance de anualidades por tecnología bajo diferentes esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación sobrestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Balance Anualidades Esquema Actual (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 1 (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 2 (US\$/kW)
Carbón	1,362	39.1	14.2	-32.5
Gas/GLP	5,465	274.2	246.5	250.4
Diésel/ Fuel Oil	2,468	26.8	24.9	24.9
Hidro A	4,561	53.4	37.0	42.3
Hidro B	1,716	44.0	33.3	33.3
Hidro C	536	93.7	84.6	84.6
Solar	10,522	-16.8	-16.7	-16.7
Eólica	5,899	103.4	39.7	44.3
Biomasa	808	200.9	171.0	177.9

Tabla 6.80. Balance de anualidades bajo diferentes esquemas para el escenario de corrección de pronósticos de generación subestimada bajo el escenario de reemplazo de generación al 2030 (efecto independiente).

Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Balance Anualidades Esquema Actual (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 1 (US\$/kW)	Balance Anualidades Esquema 2 (US\$/kW)
Carbón	1,362	0.09	6.2	9.6
Gas/GLP	5,465	227.9	246.9	247.2
Diésel/ Fuel Oil	2,468	22.6	22.5	22.5
Hidro A	4,561	28.3	34.5	33.3
Hidro B	1,716	21.4	33.3	33.3
Hidro C	536	74.1	84.6	84.6
Solar	10,522	-17.4	-16.7	-16.7
Eólica	5,899	53.0	55.6	56.3
Biomasa	808	146.3	171.0	174.1

### 6.3.2. Conclusiones del Análisis

El análisis de la señal de largo plazo es una tarea particularmente desafiante, debido a la cantidad de supuestos, simplificaciones e información requerida. En principio, la señal de mercado generada por un

esquema de liquidación múltiple es idéntica a aquella generada en el despeje del mercado del día anterior, actualmente el proceso de programación de la operación, bajo el supuesto de que: (i) no existen desviaciones de la demanda, generación, contingencias, etc., que no puedan ser resueltas mediante la activación de reservas asignadas en el día anterior; y (ii) de que los modelos de co-optimización de energía y reservas utilizados en etapas posteriores a aquella del día anterior, etapas intradiarias y en tiempo real, cuentan con ventanas de optimización extendidas que no resultan en desviaciones del despacho producto de una resolución míope del problema de despacho económico.

En este sentido, los beneficios de una transición a un esquema de liquidación múltiple, con etapas intradiarias de corrección de pronósticos y modelos de co-optimización de la operación del sistema más avanzados, se relacionan con: (i) la asignación de responsabilidades por las desviaciones respecto a asignaciones en etapas de liquidación anteriores; (ii) los incentivos a entregar mejores pronósticos y con mayor antelación; y (iii) mayor certidumbre respecto de los pagos y remuneraciones de la demanda y generación, ante la incertidumbre respecto de las condiciones de corto plazo del sistema. Lo anterior debiera a su vez tender a una reducción en las bandas de desvíos propuesta y una reducción de los requerimientos de reserva.

Es debido a lo anterior y en base a los resultados obtenidos del análisis que, en contraste con el esquema de liquidación actual, el efecto que tiene un esquema de liquidación múltiple en la señal de largo plazo del mercado resulta de primer orden, frente a otro tipo de desafíos en la definición de señales de mercado y que aún no han sido resueltos en sistemas de referencia. Por ejemplo, y a pesar del completo diseño de mercado de PJM, la evolución de su matriz de generación ha resultado en una cada vez mayor dependencia de los mercados de capacidad, por sobre los mercados de energía y de SSCC, tal y como se aprecia en la Figura 6.60 a continuación.

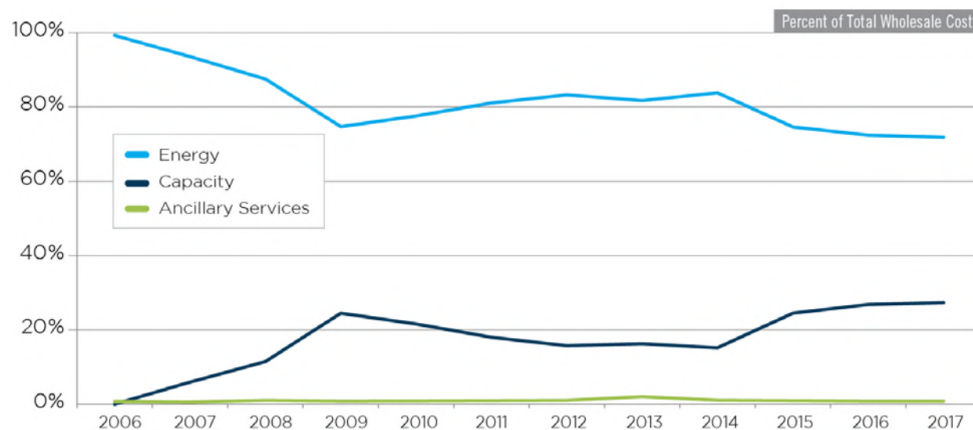


Figura 6.60. Evolución de costos de los mercados de energía, SSCC y capacidad<sup>170</sup>.

Sin embargo lo anterior, se observa que el mercado de capacidad no provee los incentivos de inversión necesarios a las fuentes de flexibilidad requeridas para cumplir con las futuras necesidades del sistema, lo que ha vuelto patente la necesidad de desarrollar mecanismos de formación de precios más sofisticados<sup>171</sup>. La existencia de condiciones operativas no convexas provoca que actualmente los precios de energía y reservas no reflejen de forma adecuada las señales de escasez, no incentiven un

<sup>170</sup> Disponible en: [PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>171</sup> Fuente: [Redesigning Capacity Markets 2019](#)

comportamiento eficiente por parte de los agentes del mercado, y no reflejen de forma correcta los costos, con lo que se no asegura la recuperación de los costos fijos<sup>172</sup>.

Ante esto, en PJM se evalúan mecanismos de precio más sofisticados que el actual modelo basado en *Locational Marginal Prices* (LMP) como los *Extended LMP* (ELMP), que internalizan la no convexidad de los costos en la señal de precio, y permiten minimizar los pagos de *side-payments* en la operación del sistema. Sin embargo, la mayor dificultad que presentan los ELMP se encuentra en su implementación, ya que estos implican formulaciones del tipo convex-hull, que reducen drásticamente su implementabilidad computacional. La Figura 6.61 a continuación presenta una comparación cualitativa de los métodos alternativos planteados.

Design Criteria	Restricted LMP Method (Current Method)	Extended LMP Method (Integer relaxation – Proposed Method)	Extended LMP Method (Convex hull relaxation)
Efficient commitment and dispatch	High	High	High
Solutions supported by prices and settlements	Medium	High	High
Incentive-compatible conditions	Low	High	High
Minimized uplift payments	Low	Medium	High
Computationally feasible	High	Medium	Low

Figura 6.61. Evaluación cualitativa de métodos alternativos a los actuales LMP<sup>173</sup>.

En línea con lo anterior, se han discutido las oportunidades de mejora del *scarcity pricing*, el cual hace referencia a las reglas de mercado que definen cómo son calculados los precios de energía y reservas cuando no existe la oferta suficiente para cumplir con ambos requerimientos<sup>174</sup>.

La experiencia de PJM destaca la necesidad de contar con una revisión permanente del diseño y reglas del mercado. Respecto al actual mecanismo de suficiencia, transitar desde uno basado en pagos administrativos como en el caso chileno, a uno basado en el desarrollo de mercados en los que los requerimientos de suficiencia se encuentran definidos en base a métricas y estándares de confiabilidad determinados, y el precio del servicio resulta consecuencia de la competencia entre los agentes del mercado. Adicionalmente, modificar la forma en que se remunera la provisión de reservas de SSCC, transitando desde un esquema de remuneración del tipo pay-as-bid a uno del tipo pay-as-clear que genere las señales de inversión requeridas para el desarrollo de tecnologías de generación flexibles que puedan responder a las necesidades de integración de fuentes ERV al SEN en el futuro. En base a lo anterior, y con el objetivo de corregir las señales de largo plazo que produce el mercado de corto plazo del sistema eléctrico chileno, se recalca la necesidad de considerar, en el corto plazo, un **esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos**. No obstante lo anterior, y reconociendo las desventajas que posee un esquema de pagos laterales, se sugiere en una siguiente etapa, la **evaluación de esquemas de internalización de dichos costos**, así como estudios de evaluación del impacto de este tipo de esquemas más sofisticados en los procesos de programación y operación del sistema por parte del CEN, los que requieren de un importante período de internalización y desarrollo

<sup>172</sup> Disponible en: <https://www.newton.ac.uk/files/seminar/20190107160017001-1481148.pdf>

<sup>173</sup> Fuente: [PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>174</sup> Disponible en: [PJM Reserve Markets: Operating Reserve Demand Curve Enhancements, Hogan 2019](#) y [PJM: Simplified Operating Reserve Demand Curve \(ORDC\) Enhancements](#).

por parte tanto del propio operador como de los agentes de mercado que se verán enfrentados a estos, de forma previa a su implementación y adopción.

## 6.4. Conclusiones del Análisis de Desempeño

A partir de los resultados obtenidos es posible apreciar cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tienen impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales. En particular, es relevante destacar las ventajas que entrega el Esquema 2, que incluye etapas intradiarias y despachos económicos con ventanas futuras, frente a una alta penetración de energías renovables variables, donde rampas intradiarias podrían ser un elemento relevante durante la operación.

En base a lo anterior y tomando en consideración aspectos reales de la operación y escala actual del SEN respecto a penetración de energías variables, los resultados muestran que, con las tecnologías de generación actualmente presentes en el sistema, las diferencias a nivel sistémico entre los distintos esquemas no son tan marcadas como en el caso de un sistema ilustrativo de baja escala, lo que resulta esperable ya que las diferencias entre los esquemas son altamente dependientes del nivel de penetración de energías renovables variables que posea el sistema. Sin embargo, los resultados sí muestran un impacto en las diferencias entre los distintos esquemas que reafirma los puntos ya mencionados y evidenciados con el uso de dicho sistema de baja escala.

Se observa que bajo un esquema vinculante existen incentivos para la realización de mejores pronósticos, ya que de lo contrario es factible verse expuestos a la incertidumbre de la demanda y el resto del parque de generación en tiempo real. Los resultados también reafirman el punto de que un diseño con mayores grados de libertad para mejorar los pronósticos permiten adaptar la información a los agentes con recursos variables a medida que se aproxima la operación en tiempo real, lo cual se ve alineado con los incentivos asociados en términos de las remuneraciones recibidas.

Por otro lado, los resultados muestran cómo, en términos de SSCC, un esquema de co-optimización con precio uniforme genera mejores señales de incentivo a nuevos participantes y tecnologías, pues así los costos de oportunidad por la provisión de estos productos son internalizados en las señales de precio que entrega el mercado. Lo anterior difiere del esquema actual donde los costos de oportunidad son compensados de manera discriminatoria a través de pagos laterales en base a los costos de operación individuales de cada agente.

Adicionalmente, los resultados obtenidos ilustran que, respecto a señales de largo plazo, las alternativas de mercados de corto plazo presentadas en lo referente a vinculación y etapas intradiarias continúan teniendo los desafíos conocidos de mercados marginalistas, respecto a la necesidad de evaluar cambios adicionales para generar señales de inversión adecuadas. Lo anterior mediante modificaciones de corto plazo (i.e., esquemas de scarcity pricing, internalización de costos no convexos, etc) como de largo plazo (i.e., diseño de mecanismos de capacidad) que todavía están bajo ajuste y discusión en los sistemas de referencia y en la literatura científica especializada. Reafirmando el mensaje que el diseño de mercado es algo en constante iteración y evaluación. Sin embargo, los atributos antes mencionados respecto a la vinculación y etapas intradiarias consisten en un mejor punto de partida para implementar dichas modificaciones.

Finalmente, cabe destacar que una implementación de este tipo de esquemas de mercado, incluso bajo el actual esquema basado en costos, requiere de un monitoreo constante del comportamiento de los

agentes con grados de libertad en la participación en el mercado, con el fin de asegurar un entorno de mercado competitivo y eficiente.



## 7. Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas

Tal como se ha descrito, la propuesta de mercados de liquidación múltiple con vinculación requiere entregar algún grado de libertad para los agentes participantes. En este contexto, la estructura de mercado más alineada con este tipo de diseños es un mercado basado en ofertas. La operación de los sistemas eléctricos requiere información para su ejecución. Dos mecanismos para recopilar información son:

- Esquema centralizado (ingenieril) a través de auditorías (costos combustibles, parámetros operacionales, etc.).
- Esquema descentralizado (mercado) a través de ofertas (donde ofertas se entiende como un vector de información bajo alguna estructura precio, precio/cantidad, precio/cantidad y parámetros adicionales).

Ambos esquemas presentan pros y contras. En particular, un esquema de auditorías puede resultar costoso e incluso infactible de implementar particularmente con tecnologías donde costos de oportunidad son relevantes (almacenamiento, demanda, GNL, DERs, etc.). Por otro lado, un esquema de ofertas requiere para su correcta implementación condiciones de competencia, un apropiado diseño de los mecanismos de mercado, monitoreo y otras medidas que incentiven una participación honesta de los agentes y mitigar los riesgos asociados al abuso de poder de mercado.

Una de las principales razones para la implementación de mercado corresponde a la imposibilidad de contar con toda la información necesaria para realizar una operación totalmente centralizada. En este sentido, la diversidad de tecnologías y agentes que se espera integrarán el sistema eléctrico (e.g., ESS, agregadores de recursos distribuidos y de demanda, etc.) volverá poco práctico e incluso infactible la operación totalmente centralizada con costos y parámetros de operación auditados. No obstante lo anterior, requerimientos de coordinación necesarios en el SEN requerirán contar con elementos de una operación centralizada similares al esquema actual (e.g., coordinación recursos hídricos en cuencas complejas).

El uso de costos auditados tiene como principal motivación elementos asociados a la competitividad del mercado. Se podría suponer que en este caso por diseño es posible restringir el ejercicio de poder mercado (e.g., estrategias de retención económica/física) y resulta en una alternativa natural al momento de liberalizar los mercados mientras no se confirmen condiciones de competencia. Sin embargo, no es del todo claro que un esquema de mercado basado en costos evite el potencial ejercicio de poder de mercado pues agentes de todas formas deben entregar información y podría existir comportamiento estratégico en inversiones (McRae, 2019; Muñoz et al. 2020). Adicionalmente muchas veces, como existe la premisa que se elimina por diseño, no existe un monitoreo del mercado implementado y desarrollado. En contraste, un mecanismo de mercado basado en ofertas requiere monitoreo de mercado efectivo, con niveles de competencia y un diseño de mercado apropiado, teóricamente, se revelarán los verdaderos costos y parámetros de operación del parque de generación. En este contexto, cabe señalar que el monitoreo del mercado puede ser realizado tanto por unidades internas pertenecientes a cada ISO (e.g., CAISO), como externas independientes que también monitorean de forma crítica la operación y gestión del ISO (e.g., PJM) (Corredor et al., 2020).

El correcto funcionamiento de las estructuras de mercado requiere de la reducción de barreras de entrada para la participación de todos aquellos agentes que cuenten con los atributos necesarios para participar en todas las instancias de mercado disponibles. Un esquema basado en costos requiere de diseño de procedimientos de auditoración de costos altamente ad-hoc y difíciles de implementar, debido a las importantes asimetrías de información (e.g., costos de oportunidad, gestión de almacenamiento de gas, gestión de la demanda, nuevas tecnologías distribuidas, etc.). En contraste, un esquema basado en ofertas facilita la integración de nuevas tecnologías y agentes ya que supone la simplificación de una serie de procesos vinculados a la operación del sistema.

Sin embargo, un mercado basado en ofertas no debe considerarse como la solución a todos los problemas. Su implementación requiere ponderar los beneficios y riesgos, un diseño adecuado, y lo más importante una correcta ejecución con expectativas claras de plazos y recursos asociados. Un ejemplo de lo anterior es el rol de las unidades de monitoreo del mercado el cual es crítico para una correcta operación mediante acciones de mitigación y corrección de corto plazo. De igual manera, como se ha comentado, elementos particulares del SEN hacen el diseño de un mercado de ofertas desafiante y probablemente esquemas con distintos tipos de estructuras de ofertas (e.g., híbridos) es una opción a evaluar como se describe a continuación.

El esquema propuesto del diseño de mercado basado en ofertas se basa en el Esquema 2 de la sección 5.3 el cual considera una etapa del día anterior, etapas intradiarias y etapa en tiempo real como se aprecia en la Figura 7.1. De manera general es una versión similar en modelación y etapas con la diferencia que la información de entrada se basa en una estructura de ofertas. Es importante recalcar que el diseño de mercados eléctricos es un proceso iterativo. Por lo tanto, este diseño debe entenderse como una primera versión de un diseño para un mercado de ofertas en el sistema chileno el cual permite realizar las simulaciones operacionales para evaluar su desempeño. Sin embargo, existen una serie de detalles de diseño por ejemplo respecto a número de etapas intradiarias, frecuencia de despeje, medidas específicas de mitigación de poder de mercado como cálculo de precios máximos, estructura específica de ofertas para distintas tecnologías como las tecnologías hídricas que en este diseño se proponen bajo un esquema centralizado, y otros elementos que se deben ir definiendo en etapas posteriores. Particularmente en función de los recursos asociados para su implementación y la respuesta de los agentes a las etapas de simulación del mercado descritas en la sección de transición.

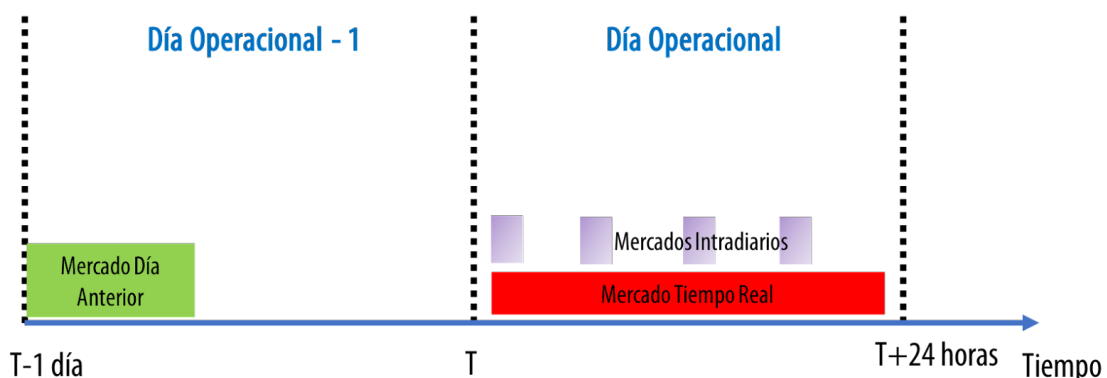


Figura 7.1. Estructura esquema de ofertas.

El mercado del día anterior se encuentra basado en un **pre-despacho** co-optimizado de energía y reservas, considerando la operación detallada del sistema en los modelos de despeje del mercado. Considera precio uniforme para energía y capacidad de productos de reserva.

La programación se basa en **ofertas simples de precio fijas durante el período de operación y cantidad máxima variable, para todas las tecnologías a excepción de los recursos hídricos los cuales seguirán bajo un esquema centralizado en energía**<sup>175</sup>. Lo anterior motivado por la necesidad de coordinación del uso del agua en cuencas complejas. Un mercado de ofertas con cuencas complejas requeriría, entre otras cosas, el diseño de un mercado asociado del agua (Lino et al., 2003). Adicionalmente, solamente desde la perspectiva de mercado y asumiendo los desafíos de coordinación se abordan, las condiciones de competencia de corto plazo empeoran tal como lo muestra el estudio (Vinken Dictuc, 2021). En esta dimensión se hace relevante los modelos para el cálculo del valor del agua donde el CEN deberá actualizar dichos modelos y herramientas, y en el contexto de un mercado de ofertas asumir escenarios futuros de un mercado competitivo.

Precios y cantidades despejadas en el mercado del día anterior son vinculantes, esto es, fijan una **posición financiera**. Parámetros operacionales asociados a ofertas complejas como tiempos de encendido y apagado y costos no convexos (e.g., encendido y apagado) se propone que continúen bajo un esquema de auditación de costos debido a que son parámetros usualmente asociados a unidades térmicas, conocidos por el operador del sistema. El uso de ofertas simples se adopta debido a la simplicidad para la implementación y monitoreo del mercado, particularmente en los primeros años de implementación. De todas formas después de un tiempo de implementación se puede evaluar la necesidad de incluir ofertas de naturaleza compleja donde estos parámetros sean parte de la oferta. Para efectos de la implementación del mercado y los modelos asociados es un parámetro de entrada por lo que su consideración no requerirá modificaciones a los modelos y herramientas de despeje del mercado.

En particular la estructura de ofertas simples considera que cada agente debe entregar un vector para el período de interés con un costo variable en \$/MWh fijo para todo el período, y cantidades máximas para cada hora<sup>176</sup>. Ofertas de costo variable fijas por todo el período se proponen en las etapas iniciales de implementación de un potencial mercado basado en ofertas, de tal forma de facilitar el monitoreo del mercado. Por lo que para una periodo de H horas el vector de ofertas simples es del tipo:

$$(CV[\$/MWh], P_{\min}^1[MW], P_{\max}^1[MW], P_{\min}^2[MW], P_{\max}^2[MW], \dots, P_{\min}^H[MW], P_{\max}^H[MW])$$

---

<sup>175</sup> Por ejemplo, la generación hidráulica podría estar sujeta a una banda de desvíos del 100%, toda vez que en la propuesta realizada su coordinación se mantiene centralizada por parte del CEN, lo que supondrá la necesidad de parte del CEN de actualizar sus modelos y herramientas utilizadas para el cálculo del valor del agua y determinación de la política de operación de este tipo de unidades.

<sup>176</sup> Si bien el esquema de ofertas propuesto no considera la realización de ofertas con valores negativos, los modelos de programación y operación con restricciones de transmisión e intertemporales sí podrían resultar en costos marginales de despeje negativos. No obstante, de forma general, diferentes participantes podrían contar con incentivos para ofertar valores negativos en circunstancias particulares. Las razones pueden ser técnicas, por ejemplo, la unidad de generación puede ser demasiado inflexible para cambiar su producción en horas de mayor integración de generación ERV, o la rampa o los costos de apagado y encendido pueden ser demasiado elevados, debido a servicios alternativos asociados a cogeneración, entre otras (Turner, Buckley, & Sinclair, 2015).

Existe un mercado de naturaleza intradiaria, similar al día anterior, con **posibilidad de actualizar ofertas de energía y SSCC**. Los mercados intradiarios también consideran precio uniforme para energía y capacidad de productos de reserva, mientras que los precios y cantidades despejadas del mercado intradiario también son vinculantes, fijando una posición financiera de los agentes.

El mercado en tiempo real considera la información actualizada de pronósticos (i.e., realización) y un despacho económico basado en la co-optimización de energía y reservas, así como precios uniformes en tiempo real para energía y capacidad de reservas basados en modelos de despacho económico. La activación de reservas se valoriza al precio de la energía.

Finalmente, los costos de activación de reservas son asignados en base a las desviaciones respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes, lo que también podría suponer la posibilidad de uso de **bandas reducidas**. Esquemas de pagos laterales se utilizan para la compensación de costos no-convexos. Los detalles de las fórmulas de remuneración se pueden apreciar en la Tabla 5.2.

La implementación del mercado de ofertas requiere medidas de mitigación de poder de mercado las cuales se describen en la sección 9. De igual manera, las modificaciones al mercado de SSCC son similares al esquema vinculante bajo un esquema de costos auditados abordados en la sección 5.4. Similarmente la discusión respecto a mercados de capacidad se aborda en la sección 5.5 donde bajo un esquema de ofertas se hace más relevante evaluar una transición hacia un mercado de capacidad propiamente tal. Finalmente, las tablas a continuación presentan una comparación entre los mercados internacionales revisados, el mercado chileno y la propuesta de mercado descrita.

Tabla 7.1. Resumen de las principales características de los esquemas de mercado internacionales revisados, esquema actual y propuesto en Chile.

Sistema	Proceso General de Mercado	Resolución del Mercado
<b>PJM</b>	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Day-Ahead Market (DAM) y Real-Time Market (RTM). Cuenta con mecanismo de mitigación de poder de mercado local (LMPM).	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas en el DAM y RTM.
<b>España</b>	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Mercado del Día Anterior e Intradiario en 6 sesiones. Casación de oferta y demanda. Las desviaciones son resueltas en Mercado de Gestión de Desvíos.	Subastas se resuelven en base al orden de mérito de ofertas de precio y cantidad.
<b>Nueva Zelanda</b>	Subastas vinculantes en base a ofertas son resueltas en tiempo real para cada periodo (30 minutos, 48 periodos en un día), las ofertas de suministro y demanda deben ser emitidas al menos 71 periodos antes pero pueden ser modificadas hasta una hora antes de la resolución.	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas.
<b>Chile (Esquema Actual)</b>	Esquema híbrido. La programación del Día Anterior (DA) es no vinculante en base a costos auditados de energía, definiendo el pre-despacho de centrales térmicas y niveles de despacho referenciales. El proceso de subasta por reservas se basa en ofertas y se resuelve en la misma programación del DA. Operación en tiempo real se basa en el orden de mérito de costos de operación. Mercado se resuelve <i>ex-post</i> en función de la operación real del sistema.	Programación del DA se resuelve mediante la co-optimización de energía y reservas. Operación en tiempo real se resuelve mediante orden de mérito.

<b>Chile (Esquema Propuesto)</b>	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Mercado del Día Anterior (DA) e Intradía (ID) en diferentes instancias. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos.	Las subastas en el Mercado del DA e ID, así como el despacho en tiempo real del sistema se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas.
----------------------------------	---	--

Tabla 7.2. Resumen de las principales características de los esquemas de mercado internacionales revisados, esquema actual y propuesto en Chile (continuación).

<b>Sistema</b>	<b>Administración del Proceso y Participantes</b>	<b>Determinación de Precios</b>	<b>Pronósticos y Desviaciones</b>
<b>PJM</b>	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (PJM). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Locational Marginal Price (LMP). Los precios de SSCC son determinados por subastas o acuerdos bilaterales.	Hourly Forecast que anticipa 7 días (utilizado en estrategias en el DAM y RTM). Five-Minute Forecast con 6 horas de anticipación (utilizado por Security Constrained Economic Dispatch (SCED)). Uso de Reconstituted Load method para generación BTM. Desviaciones son corregidas en el RTM.
<b>España</b>	Proceso a cargo del gestor de mercado (OMIE) diferente del Operador del Sistema (REE). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Los precios por energía se resuelven mediante acuerdos bilaterales y subastas. Los precios de SSCC se determinan por subastas.	Los desvíos de generación y consumo son gestionados por el Operador de Sistema (Red Eléctrica de España REE). REE ofrece pronósticos centralizados de generación renovable y demanda. Los desvíos al alza en energía son pagados a costo marginal, mientras que la energía en exceso se paga a precio reducido.
<b>Nueva Zelanda</b>	Proceso a cargo del Operador del Sistema (Transpower). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Locational Marginal Price (LMP). Los precios de SSCC son determinados por subastas o acuerdos bilaterales.	Todas las ofertas pueden ser modificadas sin restricciones hasta 2 horas previas al periodo de negociación (30 minutos). Las últimas ofertas realizadas consideran la mejor información disponible hasta dicho momento. Uso de la aplicación Energy Management System (EMS) Load Forecast (LF) para el pronóstico de demanda.
<b>Chile (Esquema Actual)</b>	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (CEN). Solo generadores participan del mercado (inyecciones y retiros).	Esquema Híbrido. Los precios por energía se determinan de forma <i>ex-post</i> en función de la operación real del sistema y costos auditados. Los precios de reservas son del tipo Pay-as-Bid, en función de las ofertas presentadas en la subasta del DA.	Pronósticos definidos por el CEN en función de pronósticos provistos por los propios agentes el DA. Esquema no vinculante no asigna responsabilidades respecto de desvíos.
<b>Chile (Esquema Propuesto)</b>	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (CEN). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Los precios de energía y reservas son determinados a partir de las variables duales de los modelos de co-optimización resueltos.	Pronósticos generados por el CEN y/o provistos por los propios agentes a través de sus ofertas. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos. Desvíos impactan pagos y remuneraciones de los agentes en función de desviaciones respecto de la última etapa de liquidación de mercado.

## 8. Análisis de Desempeño de Esquemas de Mercado de Ofertas

En esta sección se presentan los resultados del análisis cuantitativo del desempeño esperado del esquema de mercado propuesto considerando las características propias del SEN. Para cumplir con lo anterior, se adaptan los desarrollos presentados en la sección 6 para la consideración de un esquema de **mercado basado en ofertas** descrito en la sección 7. De este modo, la metodología para analizar el desempeño del diseño de mercado propuesto consiste en la evaluación de simulaciones que consideran la realización de ofertas por parte de los agentes, bajo distintos escenarios, llevadas a cabo en la plataforma New Energy (NewEn) Operations para la resolución del problema de pre-despacho y operación de unidades del sistema eléctrico chileno, la cual considera todas las restricciones operacionales relevantes, e información pública disponible dispuesta por el CEN.

Para ello, se presentan simulaciones técnico-económicas cuya finalidad consiste en estudiar los distintos tipos de incentivos con los que podrían contar los agentes del mercado para modificar sus ofertas, evaluar los impactos en asignaciones, remuneraciones y costos marginales. Todo lo anterior en el contexto de un mercado de energía basado en ofertas de precio uniforme sin mecanismos explícitos de mitigación de poder de mercado como precios máximos, limitación del valor de ofertas de algunos agentes u otras medidas. Es importante recalcar que el objetivo de estas simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino evaluar y analizar los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas como el descrito, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.

Tabla 8.1. Mix tecnológico de las principales firmas del SEN<sup>177</sup> (MW).

Firma	Enel Gen.	Colbún	AES Gener	Engie	Total Sistema
Cap. Inst.	7.457	3.308	3.299	1.844	26.934
Carbón	350	370	2.860	962	4.904
GAS/GLP	2.040	1.085	0	688	5.088
Diésel/Fuel Oil	106	207	65	93	2.468
Hidro A	3.135	1.391	0	34	4.561
Hidro B	90	246	271	10	1.716
Hidro C	284	0	0	0	536
Solar	810	9	90	9	4.540
Eólica	642	0	0	48	2.545
Biomasa	0	0	13	0	466
Otras	0	0	0	0	111

En específico, el análisis realizado se centra en las principales firmas en el SEN, las que debido a su volumen de recursos disponibles suponen un mayor riesgo de contar con potencial poder de mercado. En la Tabla 8.1 se presenta la composición tecnológica del sistema y de sus 4 compañías principales en

<sup>177</sup> Esto, a partir de la información pública disponible dispuesta por el CEN a abril del año 2021. Según su tratamiento en la base de datos de Plexos del CEN, la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema se clasifica como Hidro A, para aquellas unidades cuya gestión está vinculada o conectada a centrales con capacidad de regulación, por lo que sus caudales de entrada dependen también del agua extraída de embalses aguas arriba y del valor del agua correspondiente, determinado en etapas previas de la Programación de la Operación. Por otro lado, las tecnologías de generación Hidro B e Hidro C hacen referencia a fuentes de generación hidráulicas de pasada de mayor y menor tamaño que no dependen de la gestión de un embalse.

función de su capacidad instalada, las que aglomeran un total de 15,9 GW de capacidad instalada, lo que corresponde a un 59% del actual parque generador.

Para comprender cómo la capacidad instalada por compañía se relaciona con su impacto en la resolución del mercado, se consideran dos conjuntos de escenarios, diferenciados por supuestos respecto de la capacidad del parque generador del sistema:

- **Capacidad Potencial:** Con el fin de obtener resultados en relación a la evaluación de las **condiciones estructurales** actuales del sistema, se decide diseñar un conjunto de escenarios que dan cuenta de la Capacidad Potencial de generación del sistema.

Para ello, se consideró el parque generador actual, correspondiente al mes de abril de 2021, asumiendo una disponibilidad completa de parte de la generación despachable, adaptado a las condiciones operacionales (i.e., disponibilidad de recursos renovables variables y de demanda, recursos hidráulicos y sistema de transporte, etc.) del día de operación considerado. Bajo el mismo criterio, la disponibilidad de GNL se considera al máximo de generación posible y no se consideran condiciones de inflexibilidad, por lo que todo el combustible GNL se encuentra valorizado a su costo real.

- **Capacidad Efectiva:** En segundo lugar, y con el fin de evaluar el impacto de las **condiciones de corto plazo** del sistema, se tomaron en consideración escenarios con la Capacidad Efectiva de generación del sistema.

Estos escenarios consideran (adicionalmente) la **indisponibilidad de corto plazo** de fuentes de generación, combustible y medidas adicionales del CEN, particularmente de aquellas tecnologías de generación despachable. En base a lo anterior, estos reflejan las condiciones utilizadas por el CEN en su proceso de programación de la operación del día anterior para el día de operación considerado.

- **Reemplazo de Generación al 2030:** Con el fin de comprender el desempeño e incentivos que se generan a partir de la propuesta de mercado en un escenario de desarrollo futuro del SEN, se incorpora un análisis bajo los mismos supuestos, en términos de desarrollo del parque de generación, del escenario de reemplazo para el año 2030 desarrollado en simulaciones asociadas a esquemas de liquidación múltiple.

Para esto, modificando solo el parque generador, se reemplazan las centrales de generación en base a carbón que se pronostica sean retiradas al año 2030. La menor capacidad de generación del sistema es reemplazada por capacidad de generación ERV solar y eólica<sup>178</sup>, suponiendo el reemplazo tecnológico con una proporción de instalación de capacidad de generación solar y eólica, y distribución geográfica y concentración de mercado (i.e., las cuatro principales firmas del sistema concentran un 23% de la capacidad de generación solar y eólica) igual a la presente en la actualidad.

---

<sup>178</sup> Esto, en base a la capacidad efectiva de fuentes de generación ERV, en consideración de los factores de planta del año representativo en cuestión.

En términos de la disponibilidad de recursos de generación de este nuevo mix de generación, se consideran los mismos supuestos que bajo los escenarios de Capacidad Efectiva, es decir, estos escenarios consideran la indisponibilidad de corto plazo de fuentes de generación, combustible y medidas adicionales del CEN, particularmente de aquellas tecnologías de generación despachable.

Por otro lado, se han considerado las siguientes estrategias de ofertas posibles para unidades que no dependen de la determinación del valor del agua para su operación (i.e., fuentes de generación hidroeléctrica de embalse, o “Hidro A”), a partir de las cuales se busca comprender los incentivos con los que podrían contar los agentes del sistema, en el contexto de un mercado de ofertas de energía basado en subastas de precio uniforme y con co-optimización de energía y reservas.

- **Ofertas en Base a Costos Variables:** Considera ofertas de energía iguales a los costos variables de producción de las unidades de generación en USD/MWh, los cuales actualmente se encuentran auditados, internalizando la estructura de costos de estos (i.e., heat-rate de las unidades, costos de combustible, costos variables fijos, entre otros). Esto, con el objetivo de contar con un caso de referencia que puede ser considerado competitivo, toda vez que los agentes realizan ofertas en base solo a sus costos variables de producción.
- **Ofertas Duplicadas por Firma:** Considera distintos escenarios, en los que cada una de las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) duplica sus ofertas respecto a las ofertas iniciales basadas en sus costos variables de generación. Esto, con el objetivo de comprender los incentivos con los que contaría una firma en un escenario extremo de oferta, con el propósito de aumentar unilateralmente los costos marginales del sistema y reducir su participación en el mercado de energía.
- **Ofertas Nulas por Firma:** Considera distintos escenarios, en los que cada una de las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) presenta ofertas nulas (0 USD/MWh) para cada una de las unidades que forman parte de su portafolio de generación (a excepción de fuentes de generación hidroeléctrica de embalse, o “Hidro A”). Esto, con el objetivo de comprender los incentivos con los que contaría una firma en un escenario extremo de oferta, con el propósito de reducir unilateralmente los costos marginales del sistema y aumentar su participación en el mercado de energía.
- **Ofertas Colusorias del Cartel:** Considera un escenario colusivo en el que las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) duplican de forma coordinada sus ofertas basadas en sus costos variables de generación. Esto, con el objetivo de comprender los incentivos con los que contarían las principales firmas del sistema en un escenario extremo de oferta, con el propósito de aumentar unilateralmente los costos marginales del sistema, y mediante la colusión aumentar sus remuneraciones en el mercado spot.
- **Ofertas Duplicadas de Capacidad Marginal por Firma:** Considera distintos escenarios, en los que cada una de las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) duplica sus ofertas basadas en sus costos variables de generación, pero solo para su capacidad marginal dentro de su portafolio de generación, esto es, el 20% de su capacidad instalada con mayores costos variables de generación. Lo anterior tiene como objetivo comprender los



incentivos con los que contaría una firma en un escenario extremo de oferta, con el propósito de afectar unilateralmente los costos marginales del sistema y con ello aumentar sus remuneraciones en el mercado spot.

Para cada una de estas estrategias de oferta, se ha considerado la **gestión centralizada de los recursos hidráulicos** asociados a aquellas unidades que dependen de la determinación de un valor del agua. Esto supone que las unidades de generación pertenecientes a la red hídrica del sistema, no participan del mercado de ofertas de energía y su gestión sigue siendo determinada por el CEN; o bien, es equivalente a considerar que el mecanismo de mercado basado en ofertas cuenta con un diseño tal que alinea las estrategias de oferta por esta capacidad con las decisiones que tomaría el CEN bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico.

Luego, a partir de los resultados de la aplicación de la metodología, se analizan los incentivos de los agentes así como la robustez del diseño de esquema de mercado propuesto. Particularmente, el análisis se desarrolla bajo un escenario de **Pronóstico de Generación Sobrestimada**, en el caso de un **Pronóstico Medio**, tal y como se describe en la sección 6.2.1. Esto es, los escenarios desarrollados cuentan con los siguientes pronósticos/realizaciones de demanda y generación renovable eólica:

1. En la etapa del día anterior (DA) se cuenta con un pronóstico de demanda y generación ERV eólica inicial<sup>179</sup>.
2. Previo al inicio del día de operación, se cuenta con un pronóstico actualizado de la generación eólica, la cual se estima ha sido sobrestimada, el cual se incorpora en la etapa intradiaria (ID). En base a este **Pronóstico Medio**, se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -10%.
3. Luego, en la hora 19 de la operación en tiempo real (TR):
  - a. Se actualiza el **pronóstico de demanda** en horas 19,20 y 21 en +10.25%.
  - b. Se actualiza el **pronóstico de generación eólica** en horas 19,20 y 21 en -10% adicional (total de -19% de desviación respecto al pronóstico de generación eólica del día anterior (DA)).

---

<sup>179</sup> Aquella dispuesta por el CEN para su proceso de programación de la operación.

## 8.1. Escenarios con Capacidad Efectiva

La Figura 8.1 presenta la asignación eficiente de energía ante un escenario de ofertas en base a costos variables de generación, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera la Capacidad Efectiva del parque generador.

Bajo el escenario de pronóstico medio sobrestimado de generación descrito, a la sobrestimación de la generación eólica en las horas 19, 20 y 21, se añade un aumento de la demanda en las mismas horas. Como consecuencia de lo anterior, y tal y como se pudo apreciar en los resultados obtenidos en la sección 6.2.3, en la operación en tiempo real del sistema se debe recurrir al aumento de la generación del parque generador despachado, necesitando recurrir incluso al despacho de unidades flexibles en base a diésel.

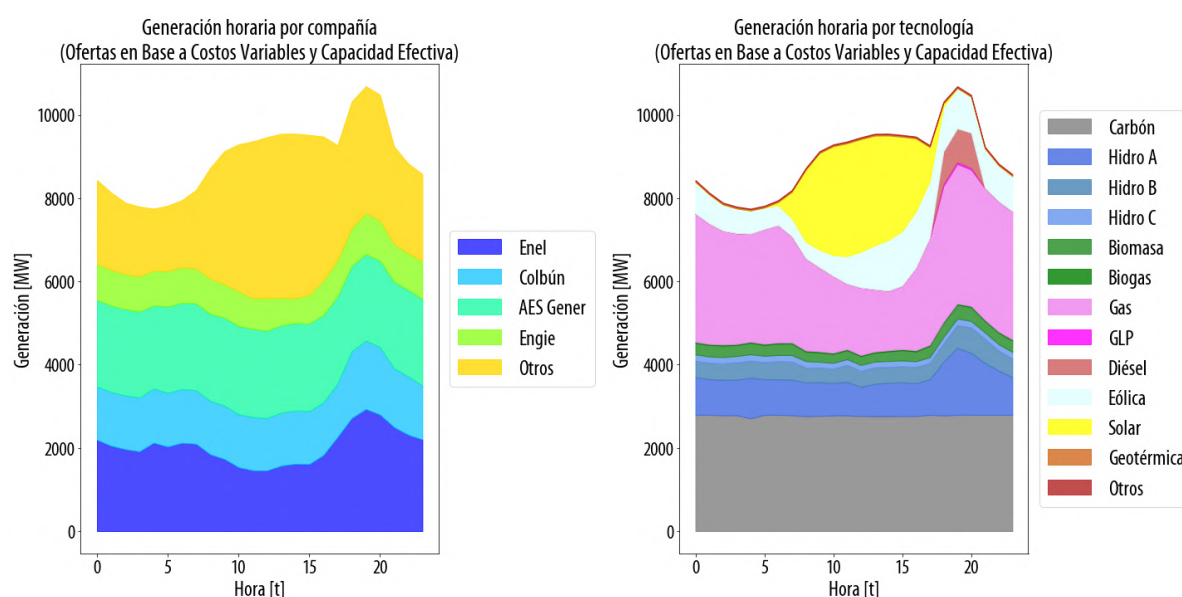


Figura 8.1. Asignación eficiente en energía por firma y tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Efectiva).

A continuación, las Figuras 8.2 y 8.3 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera la Capacidad Efectiva del parque generador. En base a los resultados, es posible destacar que la asignación de energía de las cuatro principales compañías varía entre diferentes escenarios. Las firmas pierden parte de su participación de mercado cuando duplican sus ofertas, siendo menor esta reducción cuando las empresas solo duplican las ofertas asociadas a su capacidad marginal de generación, y amplían su participación cuando realizan ofertas nulas. Finalmente, estas ven reducida su participación en un escenario colusivo hipotético, en el que estas duplican sus ofertas basadas en costos variables de generación, y a pesar de lo cual estas mantienen una participación de cerca del 66.8%, en comparación a una participación del 70.1% en un escenario de ofertas basadas exclusivamente en los costos variables de operación de las unidades.

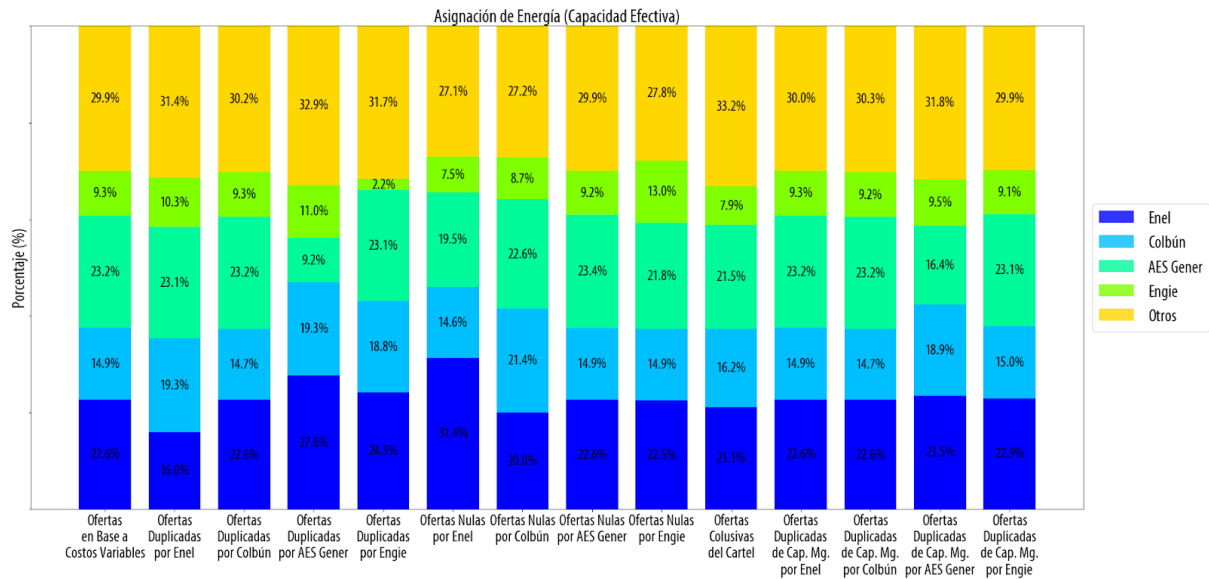


Figura 8.2. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta (Capacidad Efectiva).

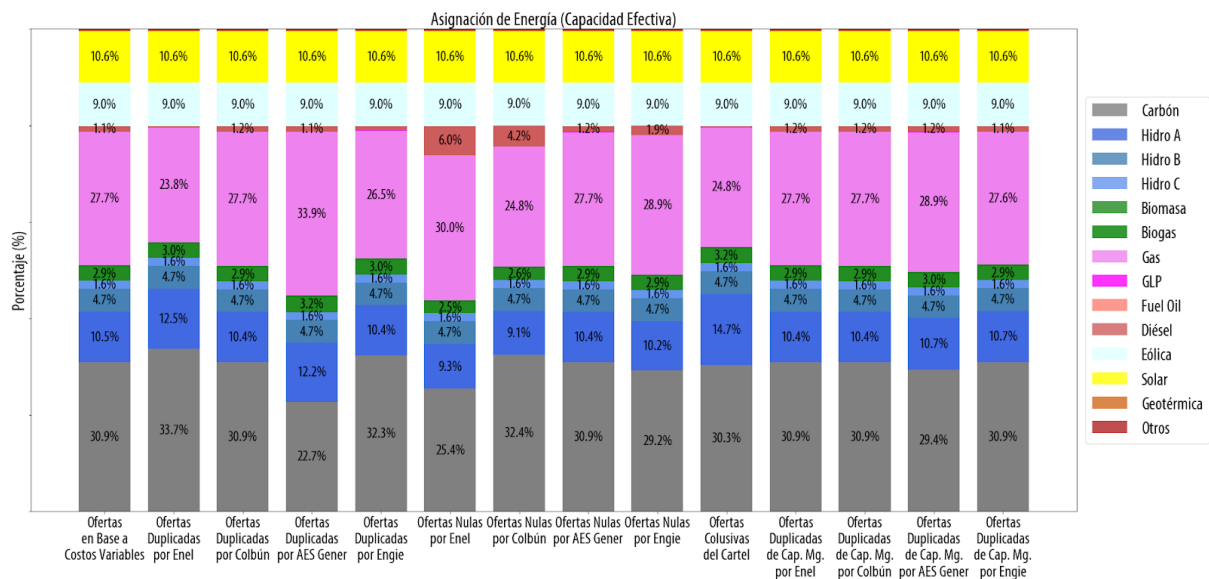


Figura 8.3. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta (Capacidad Efectiva).

En las Figuras 8.4 a 8.7 a continuación se presentan los costos totales de operación y los precios de despeje resultantes en la operación en tiempo real de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando las firmas presentan ofertas duplicadas o colusorias, cuando las firmas presentan ofertas nulas, y cuando estas duplican las ofertas de su capacidad marginal de generación, respectivamente, y se considera la Capacidad Efectiva del sistema.

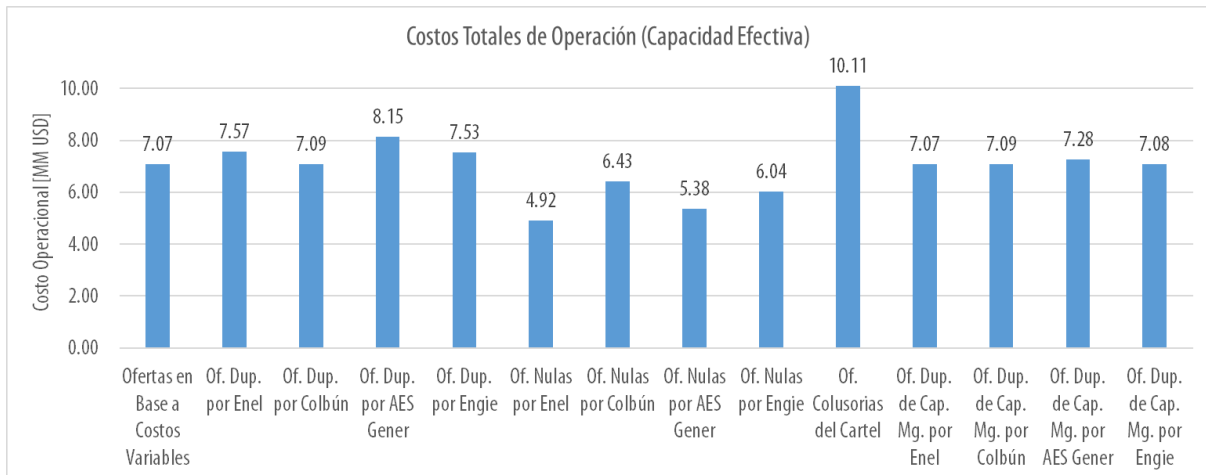


Figura 8.4. Costos totales de operación ante cada estrategia de oferta (Capacidad Efectiva).

A partir de los resultados obtenidos se puede apreciar cómo las diferentes estrategias de oferta repercuten en los costos totales de operación del sistema. Cuando diferentes firmas duplican sus ofertas, el costo total de operación puede llegar a aumentar en torno a un 15.3%, mientras que cuando estas realizan ofertas nulas, el costo operacional puede llegar a reducirse en un 30.4%. Un comportamiento colusorio del cartel podría llegar a aumentar en un 43% el costo total de operación del sistema para el día de simulación. Finalmente, cuando diferentes firmas duplican solo las ofertas de su capacidad marginal de generación, los costos totales de producción se ven impactados en menor medida, en torno al 3%.

Por otro lado, al analizar cómo las diferentes estrategias de oferta impactan los costos marginales de tiempo real del sistema, se puede apreciar cómo estrategias de oferta duplicadas, ya sea por todo el portafolio de generación de la firma o tan solo por su capacidad marginal de generación, tienden a aumentar los costos marginales de operación a lo largo del día, particularmente en el caso de ofertas colusorias del cartel, mientras que estrategias de ofertas nulas tienden a reducir los costos marginales de operación. No obstante lo anterior, estas observaciones no son directas en las horas de punta del sistema, cuando concurren mayores desviaciones de generación eólica respecto de los pronósticos iniciales y un aumento repentino de la demanda. Esto se debe a que las diferentes estrategias de oferta modifican el pre-despacho y despacho de diferentes mix de generación, los que luego responden de manera diferente a las desviaciones consideradas en las horas de punta del sistema, según si estos consideraban el despacho o no, y niveles de generación de mayores o menores recursos de carácter flexibles. Por lo demás, cabe destacar que una estrategia de participación que modifique la curva de oferta del sistema, ya sea aumentando o disminuyendo las ofertas (e.g., aquellas basadas en costos variables) de parte del parque generador, no necesariamente se traducirá en costos marginales de operación consistentemente mayores o menores a aquellos que se obtendrían en un escenario competitivo, en el que las ofertas reflejan únicamente los costos variables de generación. Esto se debe a que en la operación del sistema no existe una correlación directamente proporcional entre los costos totales de operación y los costos marginales de operación.

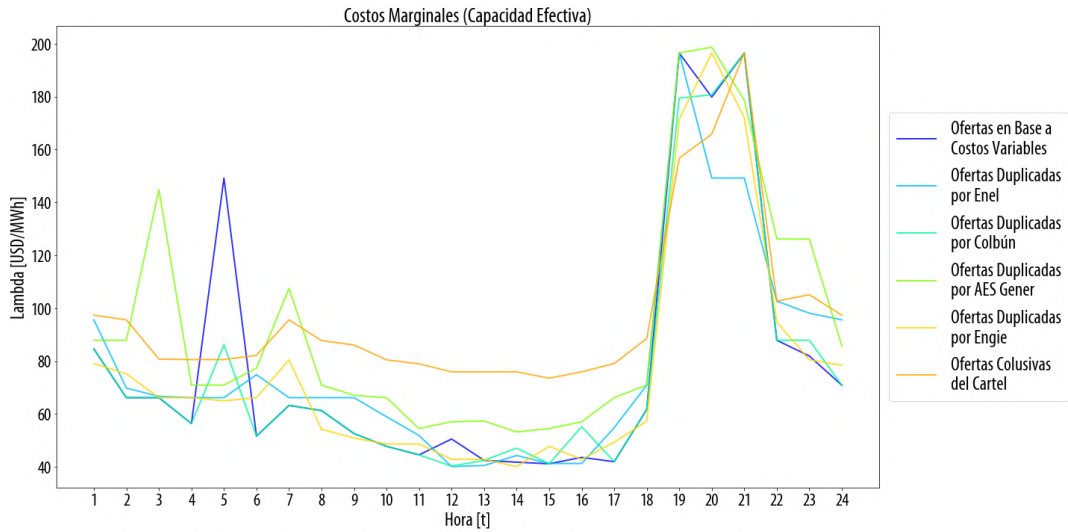


Figura 8.5. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas por firma y ofertas colusorias del cartel (Capacidad Efectiva).

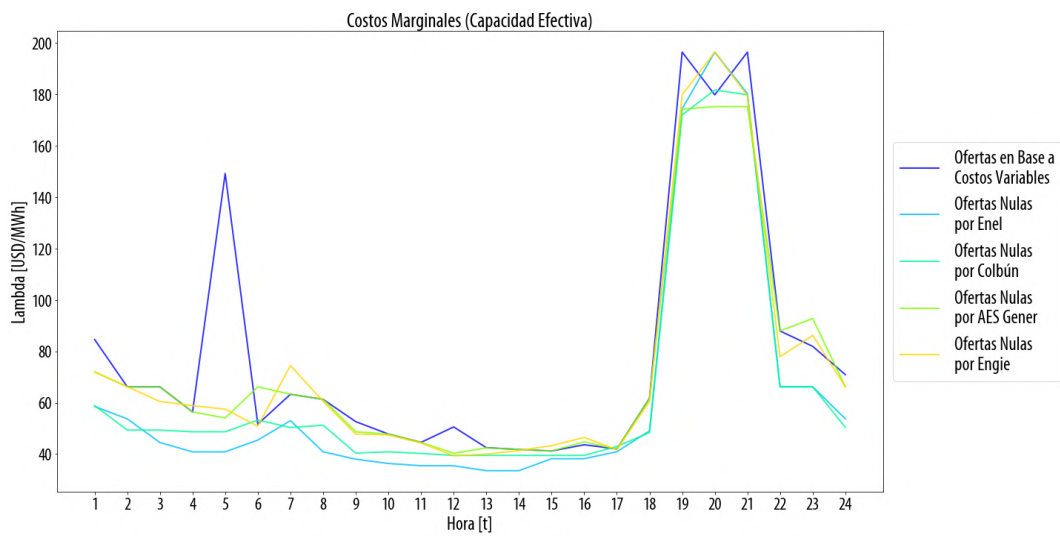


Figura 8.6. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas nulas por firma (Capacidad Efectiva).

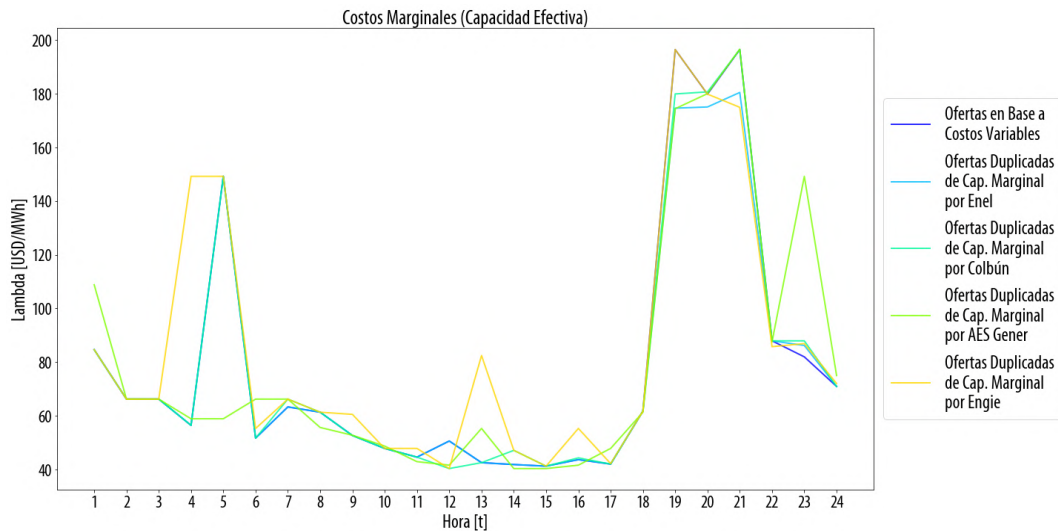


Figura 8.7. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas de capacidad marginal por firma (Capacidad Efectiva).

La Tabla 8.2 y 8.3 a continuación presentan las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología (en el caso de aquellas tecnologías que perciben impactos en sus remuneraciones de energía en las etapas intradiaria y en tiempo real) y por firma, respectivamente, en el caso de ofertas en base a costos variables, cuando se considera la Capacidad Efectiva del sistema. A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar cómo las desviaciones de la generación eólica y la demanda, las que por cierto afectan la asignación de energía y reservas del parque generador, impactan las remuneraciones percibidas por la generación despachable, principalmente aquella con mayores atributos de flexibilidad, en base a diésel o gas. Al analizar los resultados por firma, se puede apreciar cómo las desviaciones afectan de manera diferenciada a las firmas en función de sus portafolios de generación.

Tabla 8.2. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Efectiva) (en \$USD).

Tecnología	Diésel	Carbón	Hidro A	Biomasa	Wind	Gas/GLP	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$2,641	\$5,193,434	\$1,878,596	\$500,301	\$1,583,391	\$4,988,945	\$2,334,497	\$16,481,804
Remuneraciones de Energía (ID)	\$3,554	\$(8,074)	\$54,738	\$5	\$(49,848)	\$(375)	\$0	\$0
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$457,336	\$19,185	\$32,012	\$33,556	\$(61,307)	\$77,782	\$-	\$558,563
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$463,531</b>	<b>\$5,204,545</b>	<b>\$1,965,346</b>	<b>\$533,861</b>	<b>\$1,472,236</b>	<b>\$5,066,352</b>	<b>\$2,334,497</b>	<b>\$17,040,367</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$42,069	\$-	\$124,211	\$43,473	\$6,858	\$122,282	\$4,738	\$343,631
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$2,925	\$-	\$1,804	\$1,302	\$(203)	\$(5,950)	\$121	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$48,755	\$-	\$(31,086)	\$(9,028)	\$(11)	\$(8,113)	\$(517)	\$(0)

<b>Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)</b>	\$93,749	\$-	\$94,930	\$35,748	\$6,643	\$108,220	\$4,342	\$343,631
<b>Total<sup>180</sup></b>	\$563,285	\$5,204,545	\$2,262,269	\$573,116	\$1,478,879	\$5,191,320	\$2,338,839	\$17,612,253

Tabla 8.3. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por firma en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Efectiva) (en \$USD).

Firma	Enel Generación	Colbún	AES Gener	Engie	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$4,053,479	\$2,500,563	\$3,871,177	\$1,603,495	\$4,453,090	\$16,481,804
Remuneraciones de Energía (ID)	\$27,910	\$21,446	\$(8,074)	\$(990)	\$(40,292)	\$0
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$46,580	\$103,059	\$18,198	\$7,344	\$383,382	\$558,563
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$4,127,969</b>	<b>\$2,625,068</b>	<b>\$3,881,301</b>	<b>\$1,609,849</b>	<b>\$4,796,180</b>	<b>\$17,040,368</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$153,986	\$62,839	\$1,594	\$29,509	\$95,703	\$343,631
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$(315)	\$(2,168)	\$(0)	\$1,275	\$1,209	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$(30,954)	\$12,154	\$(383)	\$3,223	\$15,961	\$(0)
<b>Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$122,717</b>	<b>\$72,824</b>	<b>\$1,211</b>	<b>\$34,007</b>	<b>\$112,873</b>	<b>\$343,631</b>
<b>Total<sup>181</sup></b>	<b>\$4,388,618</b>	<b>\$2,774,506</b>	<b>\$3,882,512</b>	<b>\$1,645,417</b>	<b>\$4,921,200</b>	<b>\$17,612,253</b>

Tabla 8.4. Pagos de la demanda en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Efectiva) (en \$USD).

Concepto	Total
Pagos de la Demanda por Energía (DA)	\$16,508,113
Pagos de la Demanda por Energía (ID)	\$-
Pagos de la Demanda por Energía (ID-RT)	\$558,656
<b>Pagos Totales de la Demanda por Energía</b>	<b>\$17,066,768</b>
<b>Pagos Totales de la Demanda por Reservas (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$343,631</b>
<b>Total</b>	<b>\$17,410,400</b>

Finalmente, la Figura 8.8 a continuación presenta las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta cuando se considera la Capacidad Efectiva del sistema. A partir de los resultados obtenidos, y en línea con los resultados anteriormente presentados,

<sup>180</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación y por la activación de reservas.

<sup>181</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación, partida/detención y por la activación de reservas.

se observa que las remuneraciones y compensaciones totales del sistema tienen a ser mayores cuando se presentan estrategias de ofertas duplicadas o colusorias, mientras que cuando las estrategias consideran ofertas nulas, las remuneraciones y compensaciones totales del sistema tienden a ser menores.

Por lo demás, cabe destacar cómo frente a las diferentes estrategias de ofertas duplicadas, las firmas que duplican sus ofertas de todo su portafolio de generación ven reducidas sus remuneraciones y compensaciones totales, producto de la reducción en su nivel de asignación total. Esto no ocurre en caso de una estrategia colusoria, donde las firmas logran aumentar sus remuneraciones y compensaciones individuales. Adicionalmente, bajo este escenario particular de estudio, se puede observar cómo Engie puede aumentar sus remuneraciones al solo duplicar las ofertas de su capacidad marginal de generación, lo que se puede relacionar con el portafolio de generación de la compañía, en base a carbón (tecnología de generación base), gas y diésel (tecnologías marginales). Por otro lado, cuando firmas como Colbún, AES Gener y Engie realizan ofertas nulas, estas pueden aumentar sus remuneraciones y compensaciones totales, en base al aumento en su nivel de asignación.

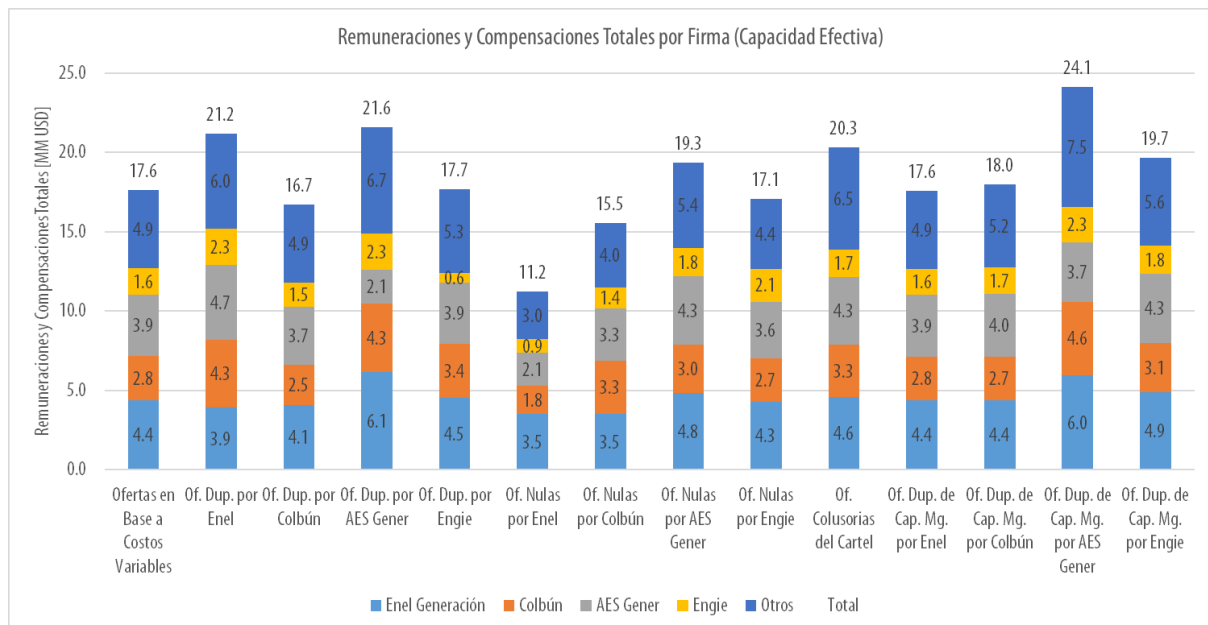


Figura 8.8. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta (Capacidad Efectiva).



## 8.2. Escenarios con Capacidad Potencial

La Figura 8.9 presenta la asignación eficiente de energía ante un escenario de ofertas en base a costos variables de generación, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera la Capacidad Potencial del parque generador.

Al igual que en los escenarios anteriores, como consecuencia del pronóstico medio sobrestimado de generación y el aumento de la demanda en las horas punta del sistema, en la operación en tiempo real del sistema se debe recurrir al aumento de la generación del parque generador despachado. No obstante lo anterior, la consideración de mayores recursos de generación en base a la Capacidad Potencial del sistema, supone el contar con mayores recursos de generación provenientes, entre otras, de unidades flexibles en base a gas, las que suponen una menor necesidad de generación en base a diésel en las horas de punta.

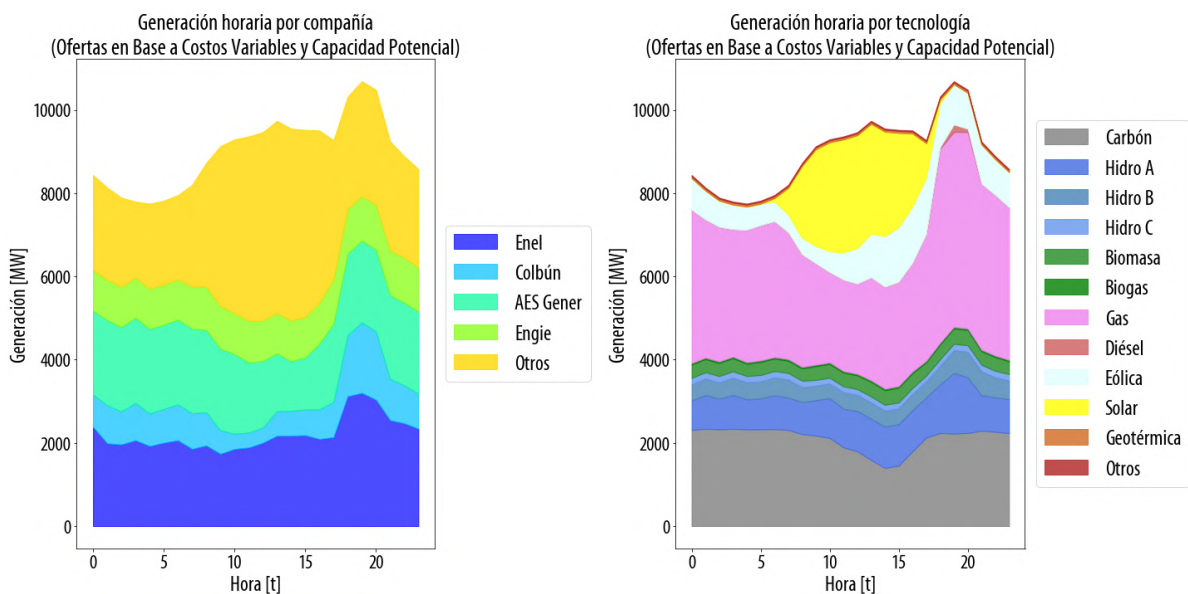


Figura 8.9. Asignación eficiente en energía por firma y tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial).

A continuación, las Figuras 8.10 y 8.11 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera la Capacidad Potencial del parque generador. En base a los resultados, es posible destacar que la asignación de energía de las cuatro principales compañías varía entre diferentes escenarios. Las firmas pierden parte de su participación de mercado cuando duplican las ofertas de todo o parte (capacidad marginal) de su portafolio de generación, y amplían su participación cuando realizan ofertas nulas. Finalmente, estas ven reducida su participación en un escenario colusivo hipotético, en el que estas duplican sus ofertas basadas en costos variables de generación, y a pesar de lo cual estas mantienen una participación de cerca del 60.7%, en comparación a una participación del 65.8% en un escenario de ofertas basadas exclusivamente en los costos variables de operación de las unidades. Adicionalmente, cabe destacar que en contraste con los escenarios anteriores de Capacidad Efectiva, cuando se considera la Capacidad Potencial del sistema y con ello una mayor holgura en cuanto a la disponibilidad de recursos de generación, los cambios porcentuales de asignación producto de diferentes estrategias de

oferta de los participantes resultan mayores, lo que da cuenta de una mayor capacidad de adaptación del sistema a los cambios en la curva de oferta de generación.

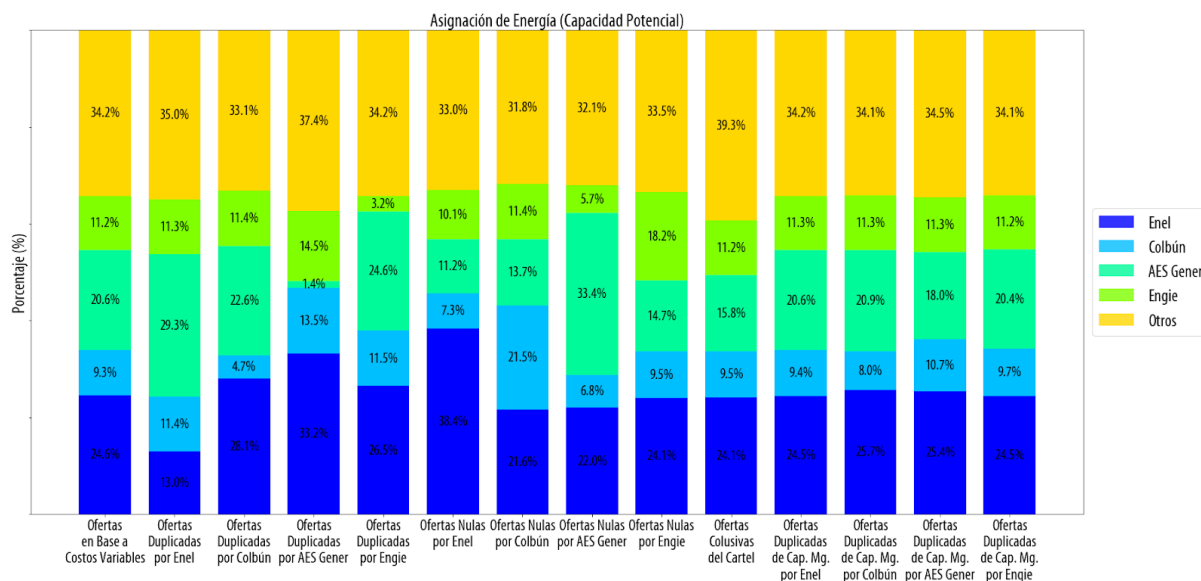


Figura 8.10. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta (Capacidad Potencial).

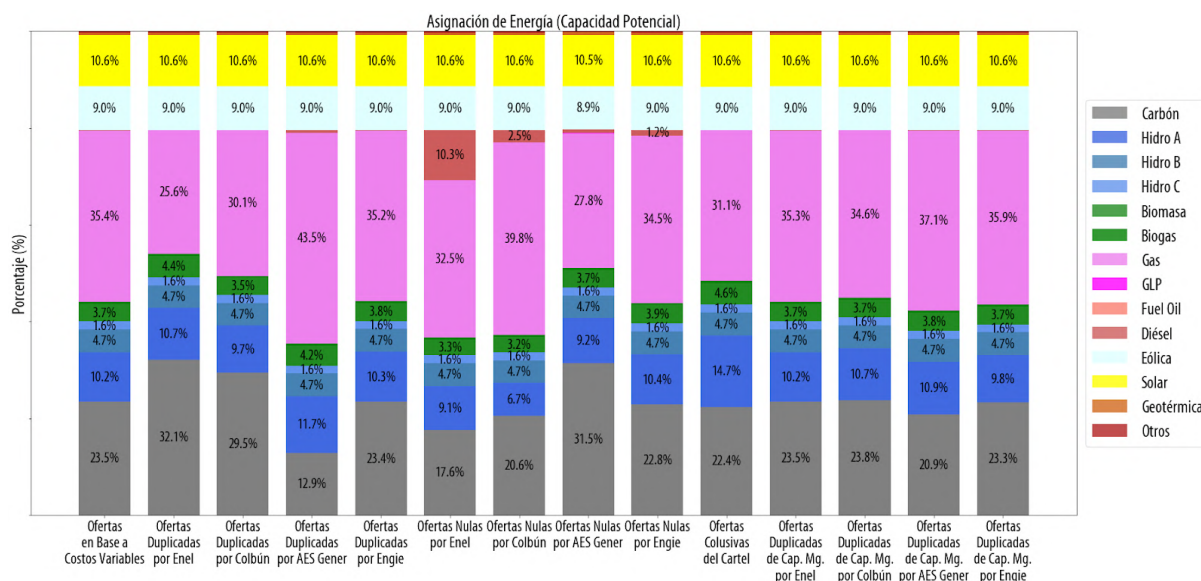


Figura 8.11. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta (Capacidad Potencial).

En las Figuras 8.12 a 8.15 a continuación se presentan los costos totales de operación y los precios de despeje resultantes en la operación en tiempo real de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando las firmas presentan ofertas duplicadas o colusorias, y cuando las firmas presentan ofertas nulas, y cuando estas duplican las ofertas de su capacidad marginal de generación, respectivamente, y se considera la Capacidad Potencial del sistema.

Bajo el escenario de Capacidad Potencial, el costo total de operación del sistema para el día de simulación se reduce a 6.52 MM USD, un 7.8% menos que bajo el escenario de Capacidad Efectiva, en

donde estos costos alcanzaban los 7.07 MM USD, lo que da cuenta de los mayores recursos de generación despachable económicamente eficiente que deja de ser parte del mix óptimo de generación cuando se cuenta con factores de indisponibilidad de corto plazo. Por lo demás, cuando diferentes firmas duplican sus ofertas, el costo total de operación puede llegar a aumentar en torno a un 9.8% (15.3% en el caso de Capacidad Efectiva), mientras que cuando estas realizan ofertas nulas, el costo operacional puede llegar a reducirse en un 35% (30.4% en el caso de Capacidad Efectiva). Un comportamiento colusorio del cartel podría llegar a aumentar en un 47.7% (43% en el caso de Capacidad Efectiva) el costo total de operación del sistema para el día de simulación. Finalmente, cuando diferentes firmas duplican solo las ofertas de su capacidad marginal de generación, los costos totales de producción se ven impactados en menos de un 1%. Los resultados nos dan cuenta de que un mayor volumen de recursos disponibles para la programación y operación del sistema permiten una mayor capacidad de adaptación del sistema a los cambios en la curva de oferta de generación, lo que se aprecia directamente en el menor impacto de estrategias de duplicación de ofertas. Por otro lado, al analizar cómo las diferentes estrategias de oferta impactan los costos marginales de tiempo real del sistema, se puede apreciar efectos similares a los observados bajo el escenario de Capacidad Efectiva del sistema.

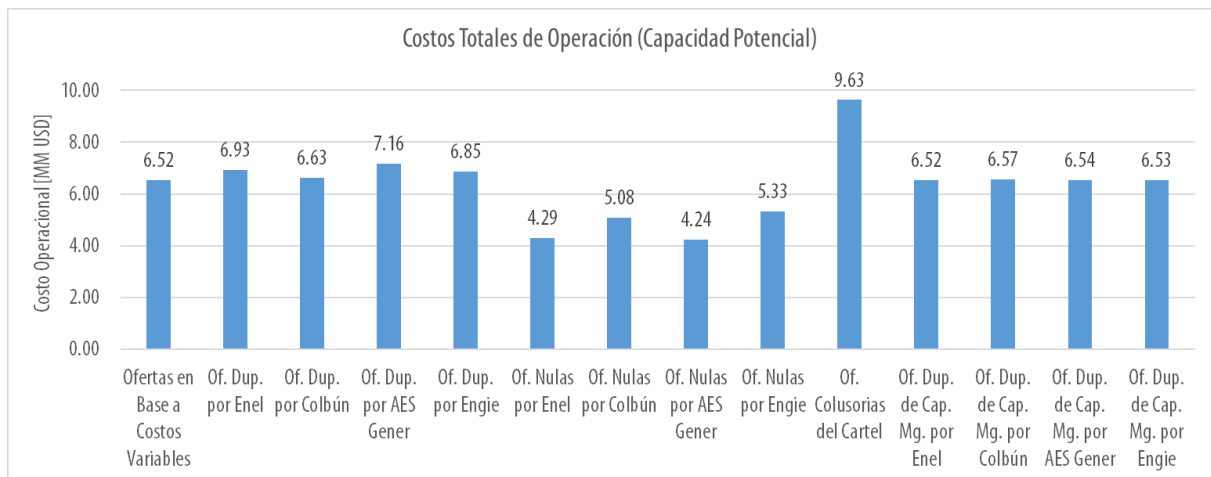


Figura 8.12. Costos totales de operación ante cada estrategia de oferta (Capacidad Potencial).

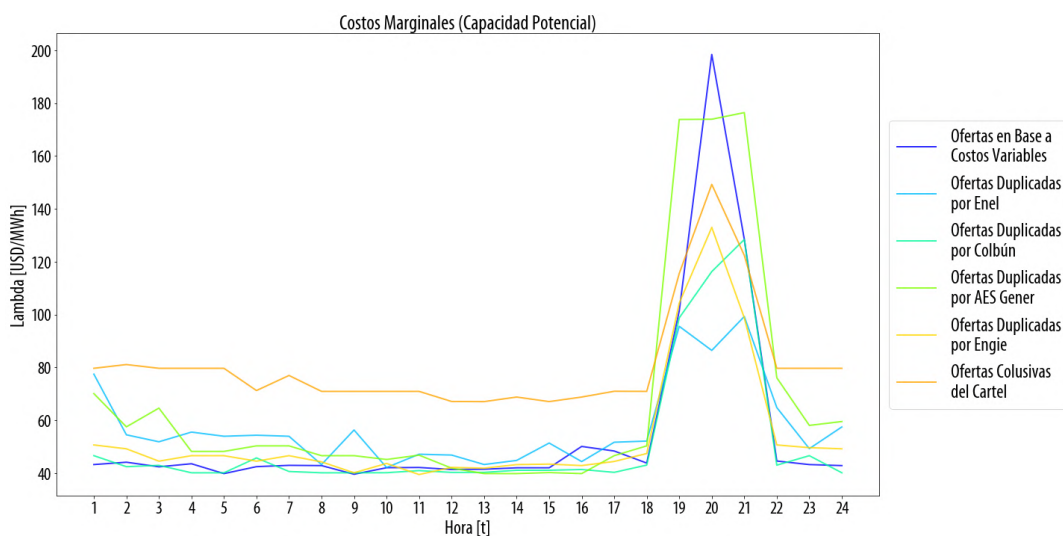


Figura 8.13. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas por firma y ofertas colusorias del cartel (Capacidad Potencial).

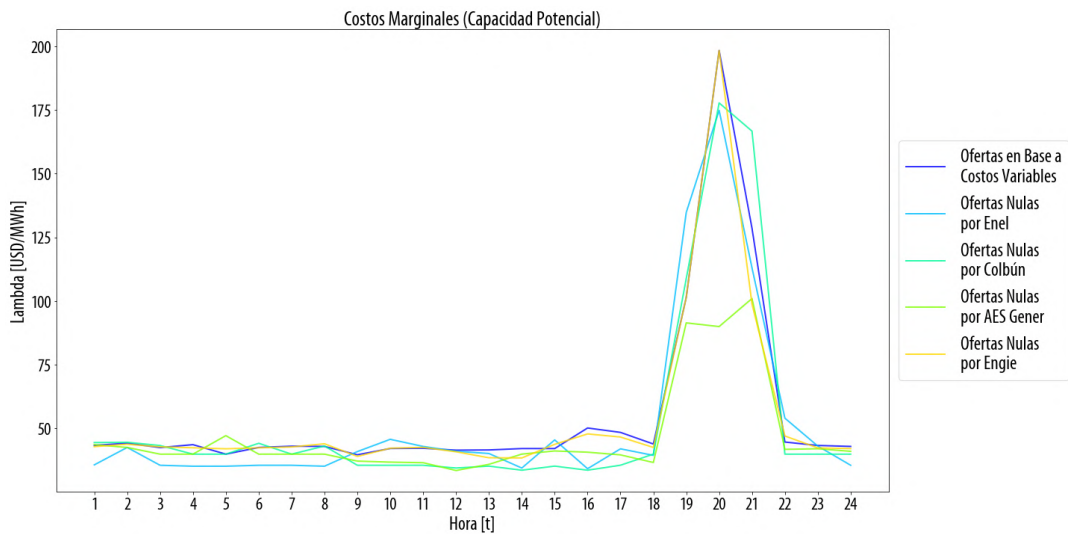


Figura 8.14. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas nulas por firma (Capacidad Potencial).

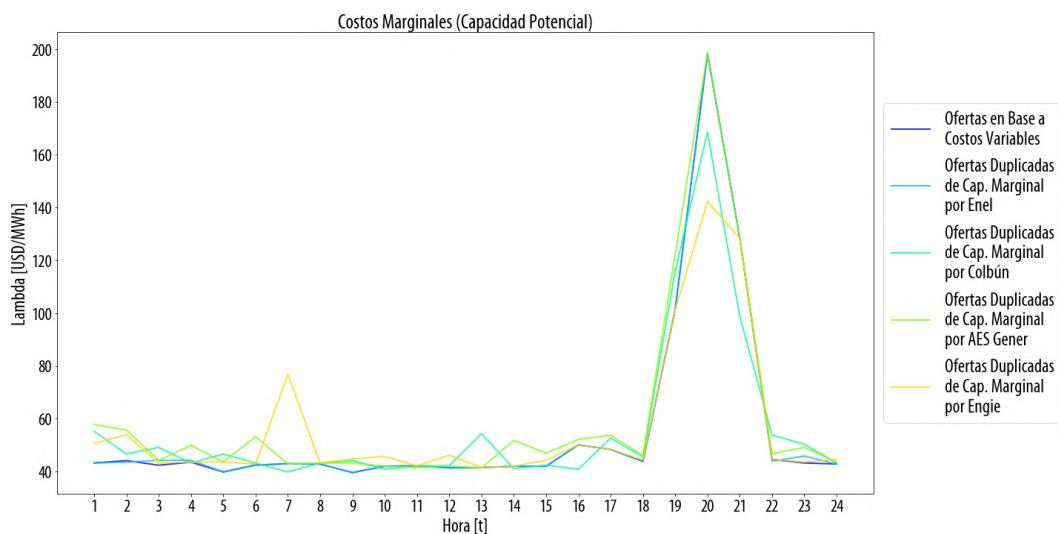


Figura 8.15. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas de capacidad marginal por firma (Capacidad Potencial).

La Tabla 8.5 y 8.6 a continuación presentan las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología (en el caso de aquellas tecnologías que perciben impactos en sus remuneraciones de energía en las etapas intradiaria y en tiempo real) y por firma, respectivamente, en el caso de ofertas en base a costos variables, cuando se considera la Capacidad Potencial del sistema. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a aquellas cuando se considera la Capacidad Efectiva del sistema. Cabe destacar la reducción en las remuneraciones y compensaciones totales percibidas por los agentes del sistema, producto principalmente de la reducción de los costos marginales de energía dada la mayor disponibilidad de recursos despachables de generación económicamente eficientes.

Tabla 8.5. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Tecnología	Diésel	Carbón	Hidro A	Biomasa	Wind	Gas/GLP	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$-	\$2,506,563	\$1,158,972	\$429,349	\$947,817	\$3,485,789	\$1,787,241	\$10,315,732
Remuneraciones de Energía (ID)	\$-	\$(24,775)	\$33,692	\$(1,759)	\$(24,002)	\$16,833	\$0	\$(12)
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$51,032	\$(121,968)	\$89,853	\$3,940	\$(45,119)	\$445,675	\$(0)	\$423,412
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$51,032</b>	<b>\$2,359,819</b>	<b>\$1,282,516</b>	<b>\$431,530</b>	<b>\$878,696</b>	<b>\$3,948,297</b>	<b>\$1,787,241</b>	<b>\$10,739,132</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$-	\$2,165	\$41,559	\$5,256	\$7,650	\$100,631	\$3,945	\$161,206
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$-	\$(2,616)	\$(904)	\$3,761	\$(101)	\$(184)	\$44	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$53,187	\$4,712	\$(6,971)	\$(2,627)	\$(1,226)	\$(47,640)	\$565	\$(0)
<b>Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$53,187</b>	<b>\$4,261</b>	<b>\$33,683</b>	<b>\$6,390</b>	<b>\$6,324</b>	<b>\$52,807</b>	<b>\$4,554</b>	<b>\$161,206</b>
<b>Total<sup>182</sup></b>	<b>\$107,985</b>	<b>\$2,365,344</b>	<b>\$1,623,769</b>	<b>\$438,158</b>	<b>\$885,020</b>	<b>\$4,016,532</b>	<b>\$1,791,795</b>	<b>\$11,228,602</b>

Tabla 8.6. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por firma en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Firma	Enel Generación	Colbún	AES Gener	Engie	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$2,637,024	\$978,644	\$2,219,840	\$968,309	\$3,511,914	\$10,315,732
Remuneraciones de Energía (ID)	\$37,123	\$(299)	\$(22,608)	\$10,472	\$(24,700)	\$(12)
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$130,338	\$199,260	\$(106,206)	\$163,189	\$36,830	\$423,412
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$2,804,485</b>	<b>\$1,177,605</b>	<b>\$2,091,026</b>	<b>\$1,141,971</b>	<b>\$3,524,045</b>	<b>\$10,739,132</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$58,138	\$49,026	\$3,275	\$36,203	\$14,563	\$161,206
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$5,947	\$(1,552)	\$(2,616)	\$(5,896)	\$4,117	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$(27,307)	\$12,583	\$4,925	\$(29,079)	\$38,878	\$-

<sup>182</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación y por la activación de reservas.

<b>Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$36,779</b>	<b>\$60,056</b>	<b>\$5,584</b>	<b>\$1,228</b>	<b>\$57,558</b>	<b>\$161,206</b>
<b>Total<sup>183</sup></b>	<b>\$3,056,131</b>	<b>\$1,346,145</b>	<b>\$2,097,873</b>	<b>\$1,143,199</b>	<b>\$3,585,508</b>	<b>\$11,228,856</b>

Tabla 8.7. Pagos de la demanda en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Concepto	Total
Pagos de la Demanda por Energía (DA)	\$10,656,101
Pagos de la Demanda por Energía (ID)	\$-
Pagos de la Demanda por Energía (ID-RT)	\$416,436
<b>Pagos Totales de la Demanda por Energía</b>	<b>\$11,072,537</b>
<b>Pagos Totales de la Demanda por Reservas (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$161,206</b>
<b>Total</b>	<b>\$11,233,743</b>

Finalmente, la Figura 8.16 a continuación presenta las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta cuando se considera la Capacidad Potencial del sistema. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a aquellas cuando se considera la Capacidad Efectiva del sistema.

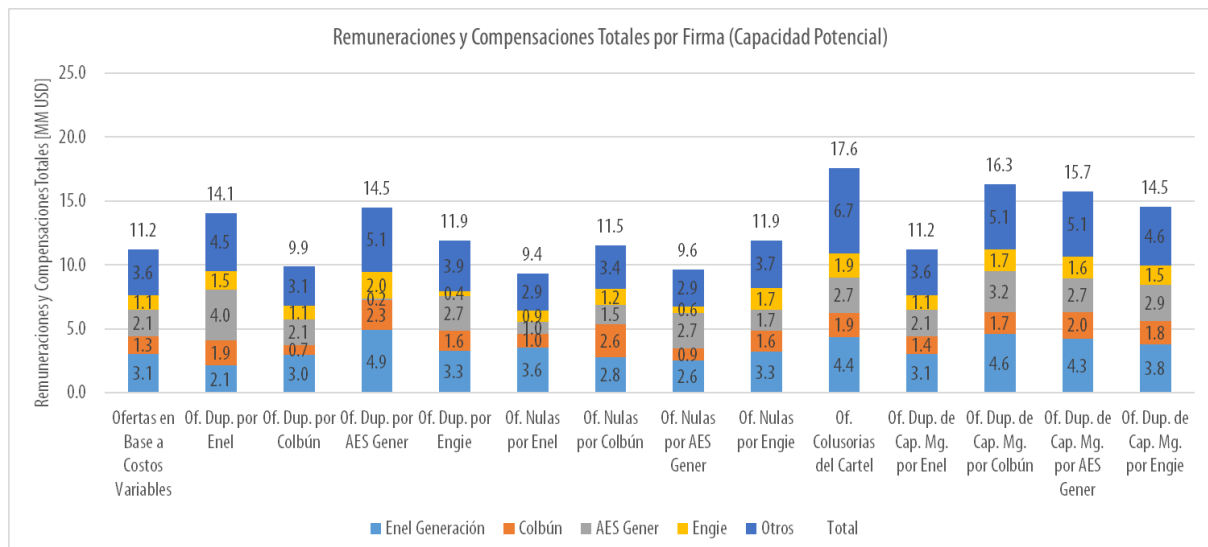


Figura 8.16. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta (Capacidad Potencial).

<sup>183</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación, partida/detención y por la activación de reservas.

### 8.3. Escenarios con Reemplazo de Generación al 2030

La Figura 8.17 presenta la asignación eficiente de energía ante un escenario de ofertas en base a costos variables de generación, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera el escenario de Reemplazo de Generación al 2030. Al igual que en los escenarios anteriores, en la operación en tiempo real del sistema se debe recurrir al aumento de la generación del parque generador despachado, destacándose el despacho de la generación en base a gas en respuesta a las variaciones de la generación ERV eólica y solar que reemplazan la capacidad de generación en base a carbón del sistema. Adicionalmente, se destaca el aumento de la generación en base a biomasa, producto de la reconversión de las centrales a carbón Andina y Hornitos<sup>184</sup>.

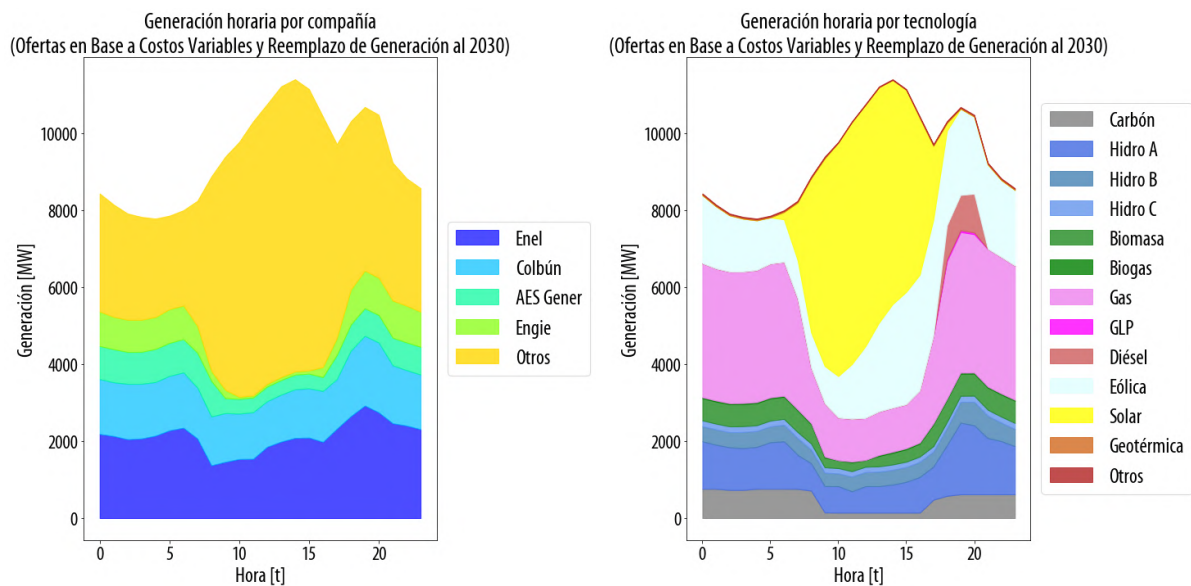


Figura 8.17. Asignación eficiente en energía por firma y tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Reemplazo de Generación al 2030).

A continuación, las Figuras 8.18 y 8.19 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por firma y tecnología, respectivamente, cuando se considera el escenario de Reemplazo de Generación al 2030. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a las ya reportadas en las secciones anteriores. No obstante, se destaca que bajo el supuesto considerado de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV eólica y solar (en relación a una proporción de instalación de capacidad de generación solar y eólica, y distribución geográfica y concentración de mercado igual a la presente en la actualidad), la participación de mercado por parte del resto de los agentes del sistema, fuera de las cuatro principales firmas, aumenta desde un 29.9% a un 49.9% bajo el caso competitivo de ofertas basadas en costos variables.

<sup>184</sup> Ver Anexo D.

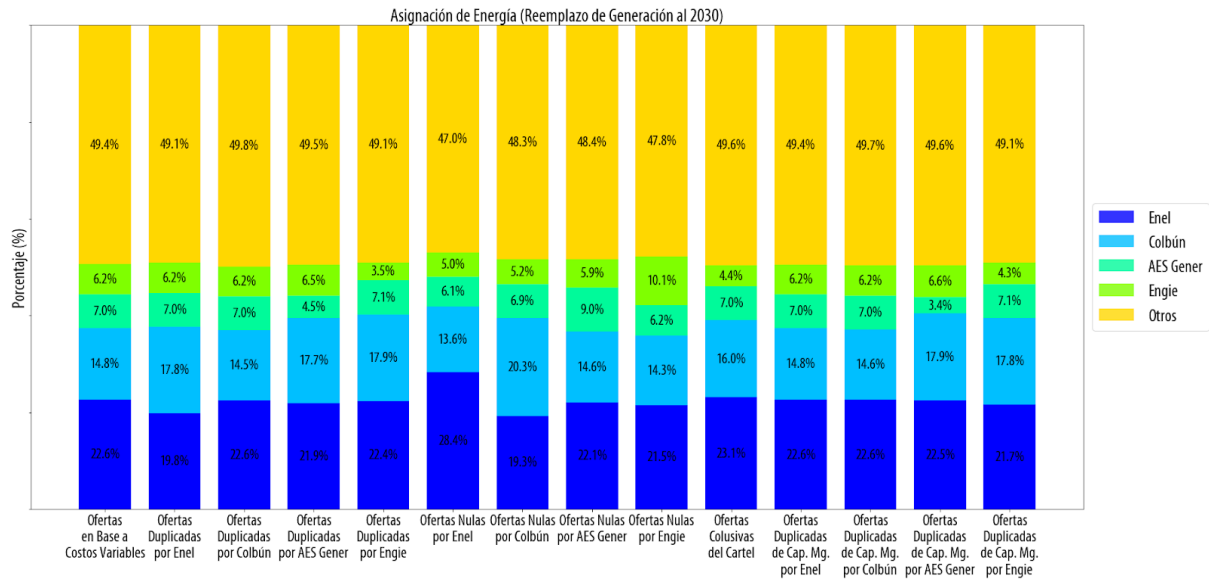


Figura 8.18. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta (Reemplazo de Generación al 2030).

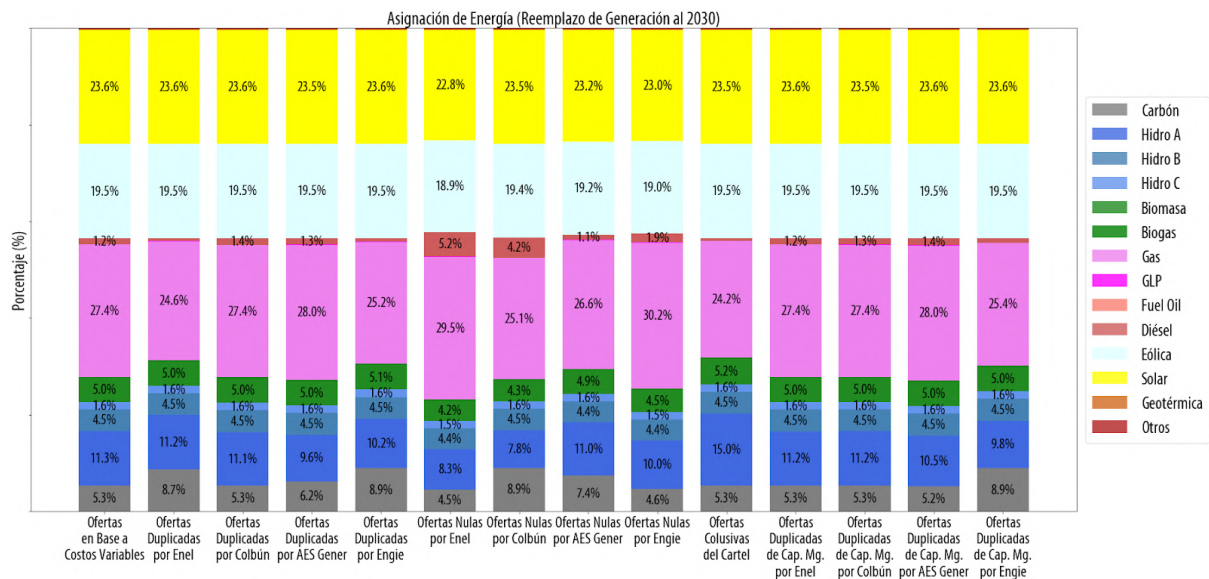


Figura 8.19. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta (Reemplazo de Generación al 2030).

En las Figuras 8.20 a 8.23 a continuación se presentan los costos totales de operación y los precios de despeje resultantes en la operación en tiempo real de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando las firmas presentan ofertas duplicadas o colusorias, y cuando las firmas presentan ofertas nulas, y cuando estas duplican las ofertas de su capacidad marginal de generación, respectivamente, y se considera el escenario de Reemplazo de Generación al 2030. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a las ya reportadas en las secciones anteriores. No obstante, se destaca la reducción de los costos de operación, así como el aumento en la diferencia en los costos marginales promedio observados entre las horas en que se cuenta o no con generación solar, producto del supuesto considerado de reemplazo de generación en base a carbón por generación ERV.



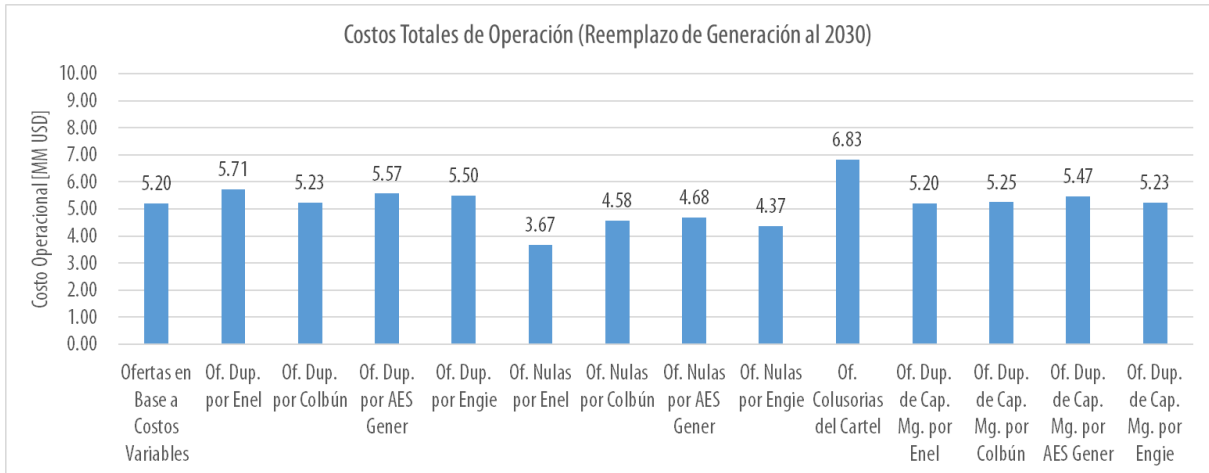


Figura 8.20. Costos totales de operación ante cada estrategia de oferta (Reemplazo de Generación al 2030).

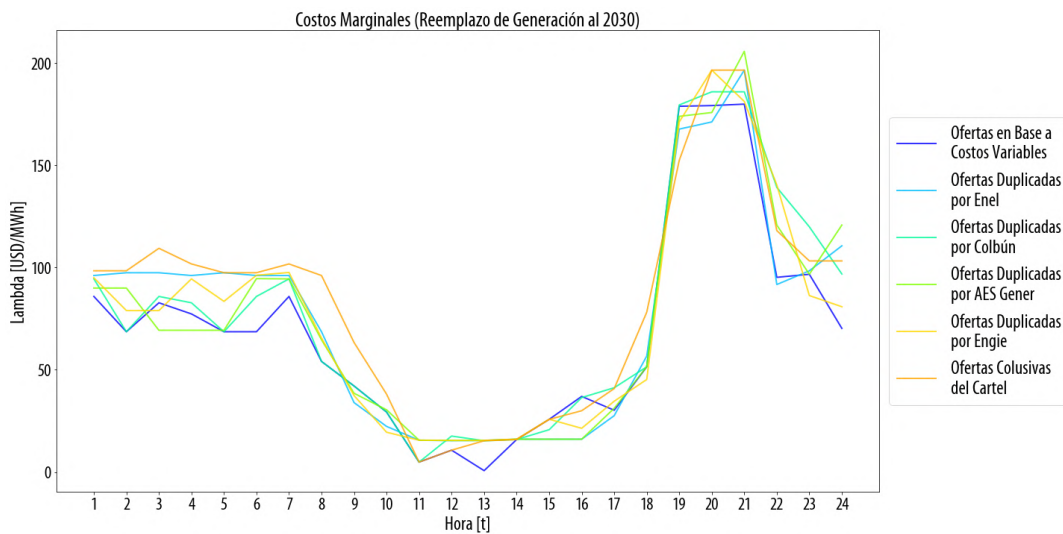


Figura 8.21. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas por firma y ofertas colusorias del cartel (Reemplazo de Generación al 2030).

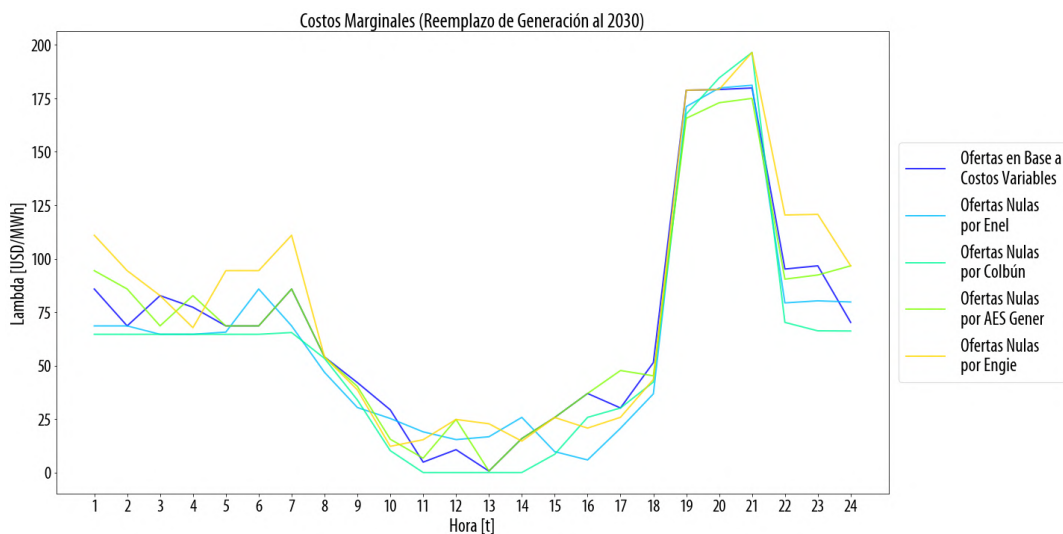


Figura 8.22. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas nulas por firma (Reemplazo de Generación al 2030).

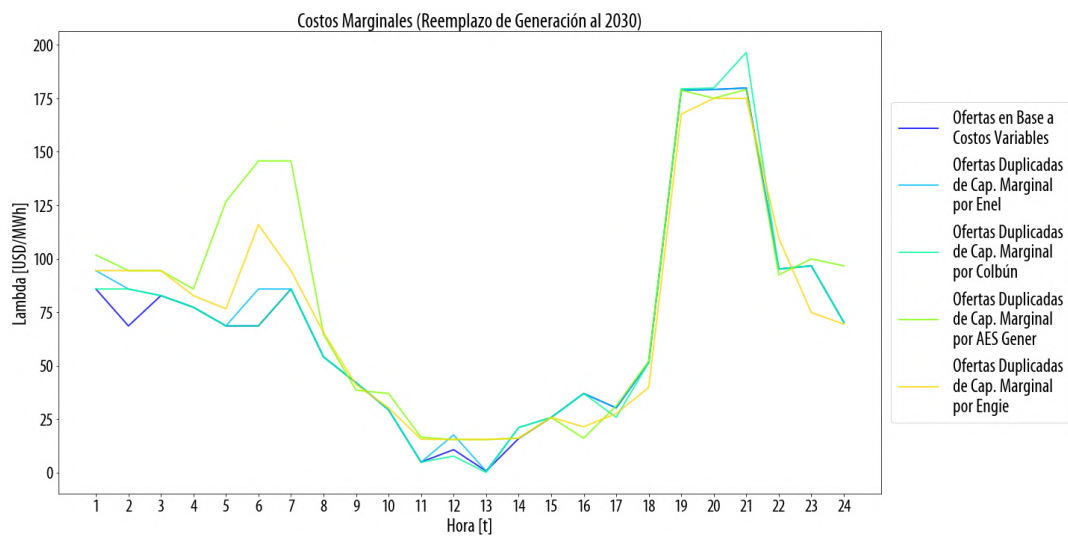


Figura 8.23. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de ofertas duplicadas de capacidad marginal por firma (Reemplazo de Generación al 2030).

La Tabla 8.8 y 8.9 a continuación presentan las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología (en el caso de aquellas tecnologías que perciben impactos en sus remuneraciones de energía en las etapas intradiaria y en tiempo real) y por firma, respectivamente, en el caso de ofertas en base a costos variables, cuando se considera el escenario de Reemplazo de Generación al 2030. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a las ya reportadas en las secciones anteriores.

Tabla 8.8. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por tecnología en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Tecnología	Diésel	Carbón	Hidro A	Biomasa	Wind	Gas/GLP	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$-	\$815,527	\$1,835,278	\$802,314	\$1,748,489	\$4,509,062	\$1,776,101	\$11,486,772
Remuneraciones de Energía (ID)	\$-	\$496,844	\$(273,349)	\$(32,503)	\$(35,584)	\$(158,402)	\$1,565	\$(1,429)
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$504,326	\$(617,843)	\$440,528	\$47,639	\$(123,121)	\$248,970	\$(490)	\$500,009
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$504,326</b>	<b>\$694,528</b>	<b>\$2,002,457</b>	<b>\$817,451</b>	<b>\$1,589,783</b>	<b>\$4,599,631</b>	<b>\$1,777,176</b>	<b>\$11,985,352</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$-	\$2,678	\$119,145	\$13,591	\$18,171	\$51,587	\$3,774	\$208,946
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$-	\$5,862	\$(27,566)	\$(5)	\$(6,605)	\$28,842	\$(528)	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$34,183	\$(10,755)	\$12,949	\$1,964	\$(8,955)	\$(30,272)	\$886	\$(0)
<b>Remuneraciones Totales de Reserva</b>	<b>\$34,183</b>	<b>\$(2,215)</b>	<b>\$104,528</b>	<b>\$15,550</b>	<b>\$2,610</b>	<b>\$50,157</b>	<b>\$4,132</b>	<b>\$208,946</b>

(Pay-as-Clear)								
<b>Total<sup>185</sup></b>	<b>\$540,222</b>	<b>\$726,264</b>	<b>\$2,347,281</b>	<b>\$850,233</b>	<b>\$1,592,393</b>	<b>\$4,666,738</b>	<b>\$1,781,347</b>	<b>\$12,504,478</b>

Tabla 8.9. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas por firma en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Firma	Enel Generación	Colbún	AES Gener	Engie	Otros	Total
Remuneraciones de Energía (DA)	\$3,166,959	\$2,138,438	\$988,219	\$1,057,309	\$4,135,847	\$11,486,772
Remuneraciones de Energía (ID)	\$(241,526)	\$391,215	\$16,296	\$(100,479)	\$(66,935)	\$(1,429)
Remuneraciones de Energía (ID-RT)	\$346,969	\$(342,090)	\$(27,884)	\$134,782	\$388,234	\$500,009
<b>Remuneraciones Totales de Energía</b>	<b>\$3,272,402</b>	<b>\$2,187,563</b>	<b>\$976,630</b>	<b>\$1,091,612</b>	<b>\$4,457,145</b>	<b>\$11,985,352</b>
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (DA)	\$116,502	\$36,879	\$3,126	\$20,367	\$32,071	\$208,946
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID)	\$(16,309)	\$(1,328)	\$5,880	\$15,787	\$(4,030)	\$0
Remuneraciones de Reserva (Pay-as-Clear) (ID-RT)	\$338	\$21,264	\$(10,638)	\$(19,334)	\$8,370	\$(0)
<b>Remuneraciones Totales de Reserva (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$100,531</b>	<b>\$56,816</b>	<b>\$(1,632)</b>	<b>\$16,820</b>	<b>\$36,411</b>	<b>\$208,946</b>
<b>Total<sup>186</sup></b>	<b>\$3,532,345</b>	<b>\$2,332,027</b>	<b>\$1,008,948</b>	<b>\$1,118,722</b>	<b>\$4,512,608</b>	<b>\$12,504,649</b>

Tabla 8.10. Pagos de la demanda en el caso de ofertas en base a costos variables (Capacidad Potencial) (en \$USD).

Concepto	Total
Pagos de la Demanda por Energía (DA)	\$12,652,447
Pagos de la Demanda por Energía (ID)	\$-
Pagos de la Demanda por Energía (ID-RT)	\$525,068
<b>Pagos Totales de la Demanda por Energía</b>	<b>\$13,177,515</b>
<b>Pagos Totales de la Demanda por Reservas (Pay-as-Clear)</b>	<b>\$208,945</b>
<b>Total</b>	<b>\$13,386,460</b>

Finalmente, la Figura 8.24 a continuación presenta las remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta cuando se considera el escenario de Reemplazo de Generación al 2030. A partir de los resultados obtenidos se desprenden observaciones similares a las ya reportadas en las secciones anteriores. No obstante, se destaca una reducción general de las

<sup>185</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación y por la activación de reservas.

<sup>186</sup> Incluye pagos laterales (sobrecostos) de generación, partida/detención y por la activación de reservas.

remuneraciones y compensaciones totales del sistema en comparación al caso de los escenarios con Capacidad Efectiva en base al parque de generación actual.

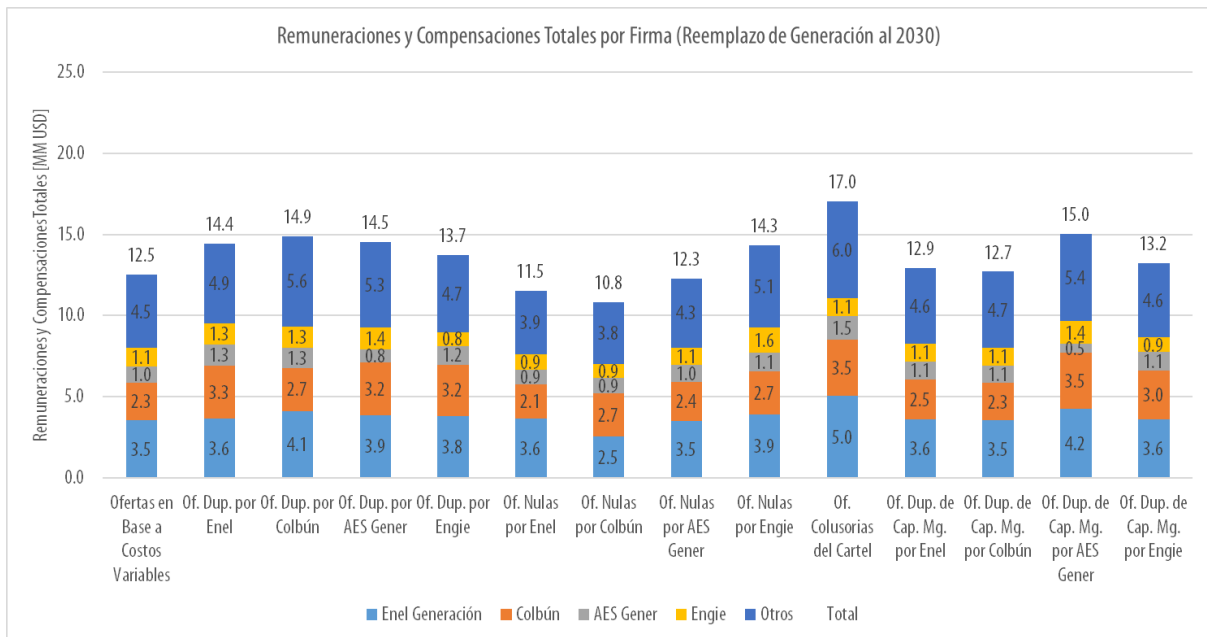


Figura 8.24. Remuneraciones y compensaciones de energía y reservas totales por firma ante cada estrategia de oferta (Reemplazo de Generación al 2030).

## 8.4. Conclusiones del Análisis de Desempeño

Simulaciones se enfocan en comprender los incentivos con los que podrían contar los agentes del sistema en el contexto de un mercado de ofertas basado en subastas de precio uniforme y co-optimización, sin mecanismos explícitos de mitigación de poder de mercado. El objetivo de las simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino evaluar y analizar posibles impactos en la operación del sistema al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas como el descrito, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.

Los resultados obtenidos son consistentes con los análisis de esquemas de múltiples etapas de liquidación presentados previamente, en cuanto al valor de los pronósticos. No existe una correlación directa entre los costos totales de operación del sistema y costos marginales, mientras que diferentes estrategias de oferta modifican el pre-despacho y despacho de diferentes mix de generación, los que responden de manera diferente a desviaciones. Escenarios que analizan condiciones estructurales actuales del sistema y condiciones de corto plazo dan cuenta del impacto de contar con una mayor holgura y capacidad de adaptación del sistema a los cambios en la curva de oferta, mientras que escenarios de reemplazo de generación en base a carbón al año 2030 dan cuenta de que los incentivos del esquema propuesto en un escenario de desarrollo futuro del SEN se mantienen.

Por otro lado, respecto de las condiciones de competencia con las que cuenta el SEN para el desarrollo de un esquema de mercado basado en ofertas, en (Vinken Dictuc, 2021) se propone y aplica una metodología de análisis de condiciones de competencia para la evaluación de la pertinencia de una transición a un esquema de mercado competitivo basado en ofertas (i.e., subastas) para el caso de Chile. En particular, la metodología propuesta se encuentra basada en múltiples dimensiones, la cuantificación de indicadores diferenciados por el nivel de consideración de las características operacionales del sistema eléctrico, simulaciones operacionales *ex-post* bajo distintos escenarios de estimación de ofertas, las que permiten evaluar el impacto de estrategias de participación por parte de los agentes del mercado, y análisis de naturaleza cualitativa enfocados en la implementación del mercado. Por lo demás, se realizan diversas sensibilidades que aseguran la consideración de distintas condiciones operacionales del sistema y mercado eléctrico. Así, en base a los resultados de la aplicación de esta metodología, **es posible no descartar la viabilidad de implementación de un mecanismo de mercado basado en ofertas en Chile que tenga resultados competitivos**. En particular, **los resultados presentados dependen de tres factores fundamentales sobre los cuales es posible influir**, los cuales impactan los niveles de competencia del sistema:

- **Recurso Hídrico.** La planificación centralizada de este recurso, y su marginación del esquema de ofertas, aumenta la competitividad del sistema. En este sentido, y en una fase de transición, una apuesta razonable es dejarlo fuera de las subastas y evaluar su incorporación en función del comportamiento del sistema y la factibilidad de un diseño de mercado apropiado.
- **Disponibilidad.** Como es de esperar, las condiciones de corto plazo reflejadas en la operación del CEN impactan directamente la competitividad del sistema. Antes de transicionar hacia un esquema de mercado basado en ofertas, es importante entender las razones de estos niveles de capacidad en el corto plazo, y reducirlos al máximo posible.
- **Contratación, Diseño y Mitigación.** También como es de esperar, la contratación aumenta la competitividad del sistema. Lo que corresponde en una transición al sistema de subastas es eliminar cualquier traba a este sistema, y permitir a la mayor cantidad posible de agentes

participar en él. Similarmente, el diseño de mercado y las medidas de mitigación y monitoreo son críticas.

## 9. Revisión de Mecanismos de Mitigación y Monitoreo

En la presente sección, y en relación a **mecanismos de mitigación de posibles abusos de poder de mercado** de los agentes cuando las condiciones de mercado no son las adecuadas, se estudian entre otras medidas la **definición de precios máximos o precios techo en subastas y licitaciones en mercados eléctricos**. Los que cuya implementación supone una serie de desafíos relacionados a comportamientos colusivos de los agentes, impactos en la eficiencia de corto plazo, y la perturbación de las señales de largo plazo para la expansión del sistema (Léautier, T., 2018). Dentro de mercados con suficientes condiciones de competencia, estos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de ocasiones, evitando que, ante ciertas situaciones y contingencias especiales del sistema, los precios alcancen niveles muy altos o se realice un eventual ejercicio de poder de mercado por parte de los oferentes. Es por lo anterior, que los precios máximos constituyen una herramienta usualmente utilizada para limitar el uso de poder de mercado pero no suficiente, por lo que no constituye un reemplazo de, por ejemplo, un monitoreo de la competencia en corto plazo u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Además un diseño de precios máximos que limite las rentas eficientes de los agentes puede tener impactos importantes en las señales económicas de largo y corto plazo.

Adicionalmente, la revisión contempla el análisis de **esquemas y mecanismos de monitoreo del grado de competencia**, los cuales tal y como se mencionó anteriormente, resultan imprescindibles para la mitigación de prácticas poco competitivas y de abuso de poder de mercado. A través de unidades internas en los operadores del sistema y agencias externas, el monitoreo de mercado está presente en la mayoría de los sistemas eléctricos del mundo que utilizan estructuras de mercado, con metodologías bastante similares construidas principalmente a través de: el cálculo de índices relevantes, análisis de condiciones críticas de operación y comportamiento de las ofertas de los participantes.

Estos esquemas y mecanismos resultan necesarios para la operación eficiente en condiciones de competencia de mercados eléctricos, dada la complejidad de los mecanismos de mercado e interacción de los agentes. Sin embargo, cabe destacar que su implementación es altamente desafiante. A la fecha no existen herramientas cuantitativas robustas desarrolladas para esta tarea, en particular para mercados con la complejidad de los mercados eléctricos (Creti, & Fontini, 2019). Por lo tanto, el análisis -el que por lo general es realizado por una entidad externa al operador del sistema, la cual analiza de manera manual el performance del mercado, y en base a lo cual propone mejoras y/o medidas de mitigación- deberá basarse, principalmente, en una **multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos por un lado (e.g., índices estáticos, simulaciones basadas en mecanismos determinados, y rentas pivotaes, entre otros), y el análisis experto por el otro.**

## 9.1. Mecanismos de Mitigación de Poder de Mercado

Es importante tener presente que **existen múltiples acepciones de la definición de poder de mercado**, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa en qué consiste la manifestación de dicho fenómeno, el cual de forma general se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles competitivos por un período significativo de tiempo (e.g., uno o dos años). Así entendida, por ejemplo, la regulación de sistemas en los Estados Unidos y Reino Unido reconoce esta dimensión temporal en la definición del poder de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho de que en mercados complejos, como es el caso de los mercados eléctricos, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, se considera que los mercados eléctricos son especialmente susceptibles al ejercicio de poder de mercado, como consecuencia directa de restricciones de transmisión, las que reducen el suministro presente en los mercados relevantes, una baja capacidad de almacenamiento de energía, y la baja elasticidad precio de la demanda eléctrica (Twomey et al., 2005). En base a lo anterior, **un mercado (o potencial mercado) donde por razones tanto de índole estructural, de diseño y/o condiciones operacionales particulares resulta (o resultaría) en precios alejados de los niveles competitivos, es un mercado donde es necesario algún tipo de intervención (o rediseño) para reducir y mitigar el potencial abuso del poder de mercado.**

Así, y en vista a la experiencia de sistemas más avanzados en el desarrollo de **mecanismos de mitigación de poder de mercado** cuando las condiciones del mercado no son las adecuadas, en esta sección se analizan dos tipos de enfoque utilizados en la limitación de poder de mercado:

**Precios máximos**, también llamados precios techo, los cuales limitan la medida en la que los generadores pueden aumentar los precios cuando los mercados no son competitivos, y que resultan mucho mayores que los costos de generación de electricidad de cualquier recurso de generación.

**Mitigación local de poder de mercado**, consistentes en un conjunto de reglas de oferta establecidas para asegurar que los resultados por debajo de los precios máximos son competitivos, las cuales limitan cuán por sobre sus costos de operación pueden ofertar las fuentes de generación en caso de que sus ofertas excedan dichos límites e impacten los resultados del mercado (las ofertas son mitigadas para reflejar los costos de producción de las unidades).

### 9.1.1. Precios Máximos

Los precios máximos o precios techo en subastas y licitaciones, en el contexto particular de mercados eléctricos, son comúnmente utilizados como medidas de mitigación frente a posibles abusos de poder de mercado de los agentes (Stoft, 2002). Lo anterior debido a que como ha sido ampliamente investigado y reportado, los mercados eléctricos son propensos a generar condiciones de baja competitividad, al estar acoplados a un sistema físico altamente complejo (Biggar & Hesamzadeh, 2014). No obstante, la implementación de estas medidas implica una serie de desafíos relacionados con el comportamiento colusorio de los agentes, los impactos en la eficiencia de corto plazo y la perturbación de señales de largo plazo para la expansión del sistema (Leautier, 2018). En mercados con suficientes condiciones de competencia, los precios máximos se utilizan bajo la expectativa de ser activados un número reducido de veces, evitando la ocurrencia de precios muy altos o el ejercicio del poder de mercado por parte de los agentes en determinadas situaciones operativas y contingencias específicas del sistema. Teniendo esto en cuenta, los precios máximos se suelen utilizar para limitar el ejercicio del



poder de mercado. Sin embargo, **estos no reemplazan el monitoreo de las condiciones de competencia en el corto plazo** u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Además, un diseño de precio máximo que limite las rentas eficientes de los agentes puede generar impactos importantes en las señales económicas de largo y corto plazo del mercado.

La literatura relacionada al estudio de precios máximos en mercados eléctricos, se enfoca en el análisis cualitativo y cuantitativo de sus impactos tanto en el corto como en el largo plazo. Por un lado, **los análisis del tipo conceptual y principalmente cualitativo** toman elementos de la teoría económica de precios máximos y los llevan al contexto de mercados eléctricos, mientras que sus resultados se enfocan en describir los impactos en la asignación óptima de los recursos en el corto plazo y su posible impacto en inversiones. Por otro lado, y dada la complejidad asociada a las características particulares de los sistemas eléctricos, los **análisis cuantitativos** se basan ya sea en **modelos simplificados** de la operación de los sistemas eléctricos, los que permiten obtener resultados de naturaleza teórica a costa de una sobresimplificación de la representación del sistema eléctrico; o bien, en **metodologías empíricas, experimentales, o simulaciones de agentes**, en caso que se consideren complejidades de la dinámica operacional del sistema. Al estar basados en un número reducido de experimentos o simulaciones, los resultados producto de análisis cuantitativos pueden ser altamente dependientes del diseño de dichos escenarios de estudio. Por lo tanto, en ambos tipos de análisis, los resultados y conclusiones disponibles en la literatura son altamente dependientes de supuestos y/o casos particulares de estudio.

La imposición de precios máximos puede tener impactos tanto en la asignación eficiente de los recursos en el corto plazo como en la estabilidad de las señales de inversión necesarias para la entrada de nuevos agentes en el mediano y largo plazo. En el contexto de los mercados eléctricos, resulta particularmente relevante la determinación del **precio máximo óptimo**<sup>187</sup>. Por ejemplo, Pérez-Arriaga (2013) se muestra particularmente crítico respecto de la implementación de precios máximos, debido a los impactos que estos tendrían en la eficiencia de la operación del sistema e inversiones de largo plazo, así como por su falta de efectividad en la mitigación de poder de mercado. Lo anterior está sustentado en que la experiencia muestra que comportamientos estratégicos ocurren en todos los niveles de precios. Una visión similar se presenta en (Kahn, 2002), donde se da cuenta de los potenciales problemas del uso de precios máximos, particularmente en relación a su impacto en las señales de inversión del mercado. Hughes et al. (2002) argumentan que los reguladores debiesen evitar el uso de precios máximos para mitigar posibles precios excesivamente altos, pues la imposición de precios máximos podría ser un paliativo solamente de corto plazo, aumentando en el largo plazo los problemas que motivaron su uso en primera instancia. Similarmente, Joskow (2008) describe que los impactos del uso de precios máximos sobre los precios mayoristas podrían distorsionar las rentas necesarias para cubrir los costos de inversión de los agentes, distorsionando de esta manera las inversiones en nueva capacidad de generación. De particular relevancia es el impacto de estas medidas en períodos de demanda punta, lo que podría resultar en mantener los precios demasiado bajos, resultando en una subinversión de capacidad y excesivo racionamiento por parte de los consumidores. Adicionalmente, Joskow (2008) menciona que un diseño ideal de precios máximos, que solamente se hiciese cargo de rentas asociadas a poder de mercado, evitaría las distorsiones previamente mencionadas. Sin embargo, en la experiencia de mercados de energía en los Estados Unidos, los precios máximos habitualmente se encuentran por

---

<sup>187</sup> Si la estructura de costos de la industria fuera conocida, el precio máximo óptimo sería idéntico al precio resultado de un mecanismo de remuneración de precio uniforme bajo condiciones competitivas. No obstante, y debido a las asimetrías de información entre el regulador y los agentes del mercado, dicha estructura de costos es desconocida.

debajo del valor que estos debiesen tener en la teoría (e.g., valor del costo de falla), lo que puede resultar en períodos con niveles de precios no competitivos. Por lo demás, en dichos mercados los precios máximos por lo general no se activan. Incluso en los períodos de mayor escasez, lo cual puede ser del orden de 20 horas en un año, los precios en el mercado de energía se encuentran por debajo del nivel de precios máximos. Por lo tanto, Joskow argumenta que el impacto de otras medidas impuestas por los ISOs con el fin de mantener una operación segura y confiable del sistema deben tener un impacto más relevante que los precios máximos en las rentas de los agentes en períodos de escasez.

En la literatura también se presentan trabajos en donde se ha intentado comprender de manera experimental el impacto que pueden generar mecanismos de mitigación de poder de mercado en los sistemas eléctricos, principalmente en base a herramientas de simulación. No obstante, cabe destacar que dada la naturaleza de los resultados obtenidos, basados en metodologías experimentales o empíricas, estos son altamente dependientes del caso estudiado. Por ejemplo, el trabajo presentado en (Kiesling & Wilson, 2007) reporta la implementación de un experimento para entender el impacto de medidas de mitigación de poder de mercado donde las ofertas de algunos agentes se modifican frente a la posibilidad que dichos agentes estén ejerciendo poder de mercado. Los resultados muestran que las medidas de mitigación de control de precios en el corto plazo pueden tener impactos en las inversiones, pero que sin embargo dicho impacto es altamente dependiente de la elección de los parámetros del mecanismo de mitigación. Similarmente, en (Vossler et al., 2009) también se utiliza un esquema experimental para investigar el impacto de esquemas de precios máximos en subastas de mercados eléctricos, analizando cómo el uso de precios máximos puede incentivar a los agentes a entregar curvas de demanda planas, volviendo los precios de mercado relativamente insensibles a reducciones en la demanda. En otro trabajo relacionado (Le Coq & Orzen, 2012), se reportan los resultados de un experimento diseñado para entender cómo el comportamiento competitivo de los agentes se ve impactado por diferentes niveles de precios máximos y niveles de demanda en subastas de electricidad de precio uniforme. Los resultados muestran que en todos los casos reportados existen ineficiencias en la asignación del mercado y aunque existen **incentivos para la colusión** entre los agentes, particularmente frente a mayores valores de precios máximos y niveles de demanda, éstos no resultan en incrementos relevantes en los niveles de precios. Por último, y dado el impacto potencial de los precios máximos en las relevancia en inversiones, Le Coq et al. (2017) investigan el impacto del uso de precios máximos junto a mercados de capacidad, llegando a la conclusión de que las señales de inversión, producto de altos niveles de precios máximos, reducen la necesidad de contar con mercados de capacidad. Sin embargo, en dicho contexto el desafío consiste en calcular un nivel adecuado de precios máximos y los riesgos que puede introducir en las decisiones de inversión una volatilidad importante de precios en los mercados de corto plazo.

A partir de la experiencia internacional es posible observar que la aplicación o definición de precios máximos resulta común dentro de los mercados eléctricos (Dictuc, 2019c), destacándose el uso de precios determinados de forma administrativa y a partir de metodologías basadas principalmente en costos de oportunidad o costos nivelados con el objetivo de asegurar la recuperación de los costos de inversión asociados al servicio. Además, se destaca que el proceso de aprendizaje cumple un rol relevante en la definición y pertinencia de estos precios, a través del monitoreo de la evolución histórica de las ofertas y de la frecuencia con que se activan éstos. En particular, resulta relevante destacar que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas, actuando como fusibles dentro de mercados con suficientes condiciones de competencia que evitan que, ante ciertas situaciones y contingencias especiales del sistema, los precios

alcancen niveles muy altos o se realice un eventual ejercicio de poder de mercado por parte de los oferentes<sup>188</sup>. Es por lo anterior, que los precios máximos constituyen una herramienta relevante para limitar el uso de poder de mercado pero no suficiente, por lo que no constituye un reemplazo de, por ejemplo, un monitoreo de la competencia en corto plazo u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Finalmente se enfatiza que debido a la complejidad de los sistemas eléctricos y el alto impacto que las restricciones técnicas tienen en la generación de condiciones momentáneamente adversas para la competencia, la definición de precios máximos cumple un importante rol dentro del desarrollo de un proceso competitivo de subastas ante escenarios puntuales de baja competitividad.

### 9.1.2. Mitigación Local de Poder de Mercado

La disponibilidad incierta de unidades de generación y tramos de la red de transmisión debido a desconexiones forzadas implica que pueden surgir condiciones operacionales particulares del sistema en las que prácticamente cualquier agente del mercado mayorista posea un poder de mercado sustancial de manera local. En consecuencia, un mecanismo de mitigación local de poder de mercado (**Local Market Power Mitigation (LMPM) Mechanism**) que proporcione una mitigación eficaz de las ofertas de los participantes es un componente necesario en todos los mercados eléctricos basados en ofertas para limitar las ofertas que presenta un generador cuando se enfrenta a un nivel de competencia insuficiente para satisfacer una necesidad energética local, en particular aquellos que operan mercados en base al concepto de **Locational Marginal Pricing (LMP)**. Un mecanismo LMPM es un procedimiento administrativo preespecificado (generalmente descrito en las reglas del mercado) que determina: (1) cuándo un proveedor tiene poder de mercado local digno de mitigación; (2) cuánto se le pagará al proveedor mitigado; y (3) cómo la cantidad que se paga al proveedor afectará los pagos recibidos por otros participantes del mercado (Wolak, 2005).

Similar al caso de PJM, en CAISO, la evaluación de las condiciones de competencia mediante el dynamic competitive path assessment considera una prueba de mitigación de poder de mercado, comúnmente conocida como la prueba de tres proveedores pivotaes (**three Pivotal Supplier Test, PST**), la cual determina si existe el suficiente suministro residual para cumplir con la demanda dada una limitación de transmisión en particular, medida en función de un **Residual Supply Index (RSI)**. La PST evalúa un área local en el mercado con una restricción dada y determina si la restricción es o no competitiva. Luego, se dejan de lado los tres proveedores más importantes y se vuelve a evaluar el área local para determinar si existe suficiente oferta para satisfacer la demanda en el área. Si hay suficiente oferta para satisfacer la demanda sin los tres proveedores más grandes de la zona, los proveedores no son pivotaes y la restricción es competitiva. En caso contrario, los proveedores son pivotaes y la restricción no es competitiva, por lo que los proveedores pueden ejercer poder de mercado y están sujetos a procedimientos de mitigación.

Una vez que se completa el dynamic competitive path assessment, CAISO determina qué parte del componente de Congestión marginal del nodo de un recurso se debe a las restricciones de transmisión no competitivas, conocido como el **método de descomposición del Locational Marginal Price (LMP)**. Un componente de congestión no competitivo positivo indica el potencial de poder de mercado local, en cuyo caso dicho recurso está sujeto a mitigación. Las ofertas correspondientes a estos recursos son

---

<sup>188</sup> Por ejemplo, a 2019 en PJM, estos precios habían sido alcanzados en solo dos días en 2014, con una duración promedio por evento de 2 horas. Disponible en: [PJM: U.S. ISO/RTO Wholesale Market Caps](#)

mitigadas (reducidas) al valor más alto de la oferta de energía predeterminada del recurso (default energy bid), o al LMP competitivo en la ubicación del recurso<sup>189</sup>.

El uso de este tipo de mecanismos se ha extendido en sistemas de Norteamérica, con variaciones dependiendo del tipo de mercado considerado (e.g., energía o SCCC) y mercado eléctrico en que han sido implementados, entre otros, PJM, NYISO, ISO-NE y Ontario<sup>190</sup>. En su aplicación más amplia, algunos ISO requieren que todas las ofertas del mercado energético se basen en los costos, ya sea que afecten o no las restricciones de transmisión. Por ejemplo, CENACE en México limita todas las ofertas del mercado del día anterior en función del costo regulado auditado, más un margen del 10%, sin pruebas específicas relacionadas con el efecto de las restricciones de transmisión en las condiciones de competencia locales del sistema.

Por lo demás, los mecanismos pueden variar, entre otros aspectos, según si estos: (i) se basan en zonas geográficas predeterminadas producto de congestiones habituales del sistema de transmisión, o si estas zonas son identificadas dinámicamente en función de las condiciones operacionales particulares del sistema; (ii) se basan completamente en métricas estructurales o si complementariamente se examina si la conducta de las ofertas analizadas habría impactado los resultados del mercado (e.g., en base a pruebas de proveedores pivotaes); (iii) la metodología en base a la cual se mitigan las ofertas que fallan las pruebas; y (iv) si estos procesos se encuentran automatizados, como es en el común de los ISO de los Estados Unidos, o no (Corredor et al., 2020).

---

<sup>189</sup> Mayor información respecto del mecanismo de LMPM implementado en CAISO se encuentra disponible en: [CAISO: CCDEBE](#), y [CAISO: Local Market Power Mitigation Enhancements](#)

<sup>190</sup> Una breve revisión del mecanismo implementado en PJM se encuentra disponible en: [HoustonKemp: International review of market power mitigation measures in electricity markets](#)

## 9.2. Mecanismos de Monitoreo de Condiciones de Competencia

El análisis de las condiciones competitivas es fundamental para determinar si existen condiciones favorables para el diseño, apertura y operación de un mercado competitivo bajo criterios de eficiencia económica. En este contexto, el objetivo de este análisis es identificar los factores que podrían alejar la asignación económica de los recursos de un equilibrio de mercado competitivo. En particular, uno de los factores más relevantes en este análisis es determinar el **poder de mercado**, entendido como la **capacidad de una o más empresas para alterar rentablemente precios por encima de los niveles competitivos** (Stoft, 2002).

En esta sección se presenta una revisión y análisis crítico de las principales metodologías para el análisis de las condiciones de competencia propuestas y utilizadas por las principales agencias de monitoreo de mercados eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente, metodologías que consideran la aplicación tanto de índices y métricas como de modelos de comportamiento estratégico, algunas de las cuales incluso pueden proporcionar mayores antecedentes respecto de mercados que aún no han sido implementados (Ji & Yépez-García, 2017; Twomey et al., 2005; & Wen, 2001). En particular, se revisan las siguientes metodologías:

**Índices estáticos**, relacionados con la concentración de los principales agentes del mercado, los que debido a su simpleza y sencillez de implementación son ampliamente utilizados.

- Market Share (MS)
- Herfindahl-Hirschman Index (HHI)
- Pivotal Supplier Indicator (PSI)
- Residual Supply Index (RSI)
- Residual Demand Analysis
- Lerner Index (LI)
- Must Run Ratio (MRR)
- Nodal Must-Run Share (NMRS)
- Output Gap
- Churn Rate

**Simulaciones basadas en mecanismos determinados**, las que a pesar de su valor cualitativo potencial, generalmente no se consideran adecuadas para el desarrollo de análisis cuantitativos, debido a la dependencia de importantes supuestos y parámetros críticos, como la elasticidad de la demanda.

- Modelo de Cournot
- Modelo de Bertrand
- Supply Function Equilibrium (SFE)

**Análisis de rentas pivotaes**, i.e., la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas, el cual tiene como ventaja ser independiente del mecanismo de interacción entre los agentes.

### 9.2.1. Índices Estáticos

Debido a su simpleza y sencillez de implementación, algunas de las herramientas de análisis de condiciones de competencia más utilizadas corresponden a índices estáticos que comúnmente prescinden de factores asociados a las dinámicas propias de la operación de sistemas eléctricos, y se relacionan con la concentración de los principales agentes del mercado. No obstante, **la facilidad de utilización de estos índices contrasta con su efectividad en el análisis de los niveles de competencia**. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado, tanto internas como externas a los ISOs, los índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva como elementos adicionales a considerar en la evaluación de las condiciones de competencia. También es importante destacar que en la mayoría de los casos estos, los indicadores son **estimados de manera *ex-post***, es decir, **a partir de los resultados de la operación real del sistema** (e.g., asignación y precios marginales).

#### Concentración de Mercado

El índice de concentración de mercado más básico corresponde al **Market Share (MS)**, el cual expresa el porcentaje del mercado asociado al suministro de una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Matemáticamente, en un mercado con  $N$  agentes, el indicador queda definido por la expresión a continuación, donde  $c_i$  representa la capacidad de la empresa  $i$ .

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_j^N c_j}$$

Con el fin de capturar un mayor detalle respecto de la competitividad del mercado, a menudo el MS se utiliza para calcular **Concentration Ratios (CR)**, los cuales consisten en el porcentaje del mercado que es controlado por un número determinado de agentes de mercado.

Por otro lado, y en contraste con los CR, se encuentra el **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**, el cual entrega nociones adicionales respecto de los tamaños y distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. Matemáticamente, el indicador se define como la suma de los MS al cuadrado de todos los agentes del mercado, según se presenta en la expresión a continuación.

$$HHI = \sum_i^N (MS_i)^2$$

Así definido, el HHI puede resultar en un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado totalmente monopólico. De este modo, un HHI elevado indica una gran concentración del mercado, ya que indicaría que existen un grupo reducido de firmas; o bien, existen grandes diferencias entre la participación de mercado de cada una de estas.

- **Ventajas:** Los diferentes índices de concentración de mercado son estándares y comúnmente utilizados debido a su simpleza y a que requieren de un conjunto reducido de información (e.g., Italia).

- **Desventajas:** Las condiciones operacionales dinámicas de los sistemas eléctricos vuelven particularmente desafiante la delimitación de los mercados relevantes de analizar y umbrales (thresholds) a monitorear, particularmente durante horas de mayor estrés del sistema (e.g., peak hours). Esto, debido a restricciones del sistema de transmisión, elasticidad de la demanda, estructuras de costos de los generadores e incentivos estratégicos, entre otros (Helman, 2006). Debido a lo anterior, el uso y preponderancia en el análisis de condiciones de competencia de este tipo de índices se encuentra en disminución (Farrel & Shapiro, 2010).

### Pivotalidad de los Agentes

El **Pivotal Supplier Indicator (PSI)** surge como respuesta a las carencias de las métricas de concentración de mercado tradicionales mencionadas anteriormente, capturando en cierto grado factores cruciales en los resultados del mercado, como la demanda, la disponibilidad total de suministro y las capacidades y concentración de los principales competidores del mercado.

Calculado de forma horaria, el PSI opera como una variable binaria, determinando qué tan necesario (o pivotal) resulta ser un suministrador para suplir a la demanda, analizando para cada hora del día si es que el suministro residual del sistema (i.e., capacidad total del sistema, menos la del generador en cuestión), es mayor o no a la demanda. Luego, el PSI indica si el generador es pivotal (1) o no (0). Matemáticamente, el indicador queda definido por la expresión a continuación, donde  $I$  es la función indicatriz,  $D$  la demanda y  $c_i$  la capacidad del oferente  $i$ .

$$PSI_i = I\left(D > \sum_{j \neq i}^N c_j\right)$$

Por otro lado, el **Residual Supply Index (RSI)** surge como una extensión natural del PSI, cuyo carácter binario resulta insuficiente frente a situaciones en las que un agente no pivotal (como resultado del cálculo del PSI) cuenta con la capacidad de ejercer poder de mercado. En su lugar, el RSI mide como una variable continua la proporción de la demanda que puede ser satisfecha sin considerar la capacidad de las  $i$  compañías generadoras más relevantes, según se representa en la expresión a continuación.

$$RSI_i = \frac{\sum_{j \neq i}^N c_j}{D}$$

De este modo, un índice  $RSI_i$  mayor a 1 significa que el resto de los agentes posee capacidad suficiente para satisfacer la demanda del mercado y, por lo tanto, estos  $i$  agentes más relevantes deberían tener una reducida influencia en el mercado.

A partir de todo lo anterior, los índices PSI y RSI son ampliamente utilizados, y usualmente se miden en un horizonte de tiempo mayor, y se calcula el porcentaje del tiempo (e.g., número de horas al año) en que cierta unidad o número determinado de unidades resultan pivotaes para el sistema (Twomey et al., 2005; Green & Newbery, 1992). Adicionalmente, el índice RSI se emplea en mecanismos de mitigación local de poder de mercado (LMPM) en diferentes sistemas de Norteamérica (e.g., CAISO y PJM).

- **Ventajas:** Los indicadores permiten incorporar dentro del análisis a la demanda, capturando adicionalmente las dinámicas operacionales del mercado. A diferencia del PSI, el RSI permite analizar posibles complementariedades entre las principales firmas del mercado, y análisis particulares han demostrado una alta correlación de este con los markups del mercado durante la Crisis Eléctrica de California en 2001<sup>191</sup>.
- **Desventajas:** En ambos índices resulta difícil definir de forma apropiada las regiones geográficas a evaluar debido a la ocurrencia de congestiones, además de ignorar los impactos en costos y precios de cada agente, así como potenciales comportamientos colusivos entre firmas. Adicionalmente, y a pesar de contar con requerimientos de información claros y definidos, se requiere que esta se encuentre con resolución horaria. Si solo se cuenta con información agregada, la capacidad del índice RSI de explicar el poder de mercado se ve reducida considerablemente (Bataille et al., 2019).

### Análisis Precio-Costo

El **Lerner Index (LI)**, similar al price-cost markup (PCMU), corresponde a un indicador del comportamiento de poder mercado que refleja el margen precio-costo proporcional de una firma. El índice se basa en el supuesto de que bajo un mercado competitivo, los agentes tomadores de precios deberían realizar ofertas equivalentes a su costo marginal de producción. Por lo tanto, un generador que con frecuencia oferta sobre sus costos marginales podría estar ejerciendo poder de mercado, por lo que monitorear esta diferencia podría ayudar a identificar dichas prácticas. Matemáticamente, el indicador se representa según la expresión a continuación, donde  $P$  representa el precio ofertado por la firma y  $MC$  el costo marginal de la unidad.

$$LI = \frac{P - MC}{P}$$

A diferencia del LI, el PCMU relaciona el margen precio-costo a los costos y no a los precios. En la práctica, es una ventaja utilizar el PCMU en lugar el LI, ya que los precios pueden resultar nulos o negativos en ciertas situaciones (Bataille et al., 2019). Por lo demás, este análisis puede ser desarrollado tanto a nivel de unidad como implementado a nivel sistémico. Por ejemplo, en CAISO se calcula un price-cost markup index como la diferencia porcentual entre los precios reales de mercado y una estimación de precios resultado de un mercado altamente competitivo en el que los suministradores ofertan (aproximadamente) sus costos marginales.

- **Ventajas:** El indicador es sencillo de analizar e implementar, ya que no requiere definir geográficamente el mercado a evaluar, y resulta útil para analizar tanto resultados teóricos de forma *ex-ante* como datos empíricos de forma *ex-post* en base a los resultados del mercado.
- **Desventajas:** La mayor dificultad en su implementación radica en determinar el costo marginal horario de producción. Usualmente se utiliza el costo variable de la unidad. Sin embargo, pueden existir costos de oportunidad o costos variables adicionales difíciles de cuantificar o auditar, los cuales si consideran las unidades al momento de realizar sus ofertas. Por otro lado, los costos marginales pueden verse afectados por factores ajenos al poder de mercado, por lo que los resultados pueden ser difíciles de interpretar.

---

<sup>191</sup> Disponible en: [CAISO: Predicting Market Power Using the Residual Supply Index](#)



## Output Gap

Este índice permite estimar el potencial de retención económica de los agentes, y se define como la diferencia entre la capacidad de la unidad que es económica respecto del precio de mercado y la cantidad que realmente produce la unidad (Patton, Sinclair, & LeeVanShaick, 2002). Un valor positivo del indicador implica la existencia de retención económica, en la medida de que no exista otra explicación que justifique dicha diferencia. Cuando esta brecha es pequeña (e.g., menos del 1% de la capacidad), puede brindar cierta tranquilidad de que la retención económica no es un problema grave (Twomey et al., 2005).

- **Ventajas:** El indicador permite una estimación directa del ejercicio de poder de mercado mediante la estrategia de retención económica, siendo utilizado por el Monitor Independiente de Mercado Potomac Economics en sistemas como MISO, ISO New England, New York ISO y ERCOT<sup>192</sup>.
- **Desventajas:** Los resultados dependen de parámetros operacionales, de modelación y simulación tanto de los agentes individuales como del sistema.

## Churn Rate

El churn rate o churn factor es frecuentemente utilizado como un indicador de la liquidez en mercados físicos y financieros. El factor indica cuán seguido un producto es transado antes de ser consumido. El churn rate puede ser definido como la razón entre el volumen trazado y el consumo final (Hulshof, Jepma, & Mulder, 2019). Luego, un mayor churn rate indica un mayor nivel de liquidez de mercado, un atributo importante en mercados maduros, lo que suele reflejar un gran número de compradores y vendedores, y a su vez menores barreras de entrada para nuevos agentes. No obstante, un mayor churn rates también implica mayores tarifas comerciales promedio por el mismo volumen de energía final consumida (Pototschnig, 2020).

- **Ventajas:** El indicador ha sido ampliamente utilizado para medir la liquidez de mercados energéticos, particularmente en el caso de Europa<sup>193</sup>.
- **Desventajas:** Cuando en un mercado los productos son asignados a través de subastas reguladas, este indicador entregará una señal que podría estar errada respecto de la existencia de barreras de entrada. En dicho contexto, este indicador resulta más adecuado en mercados en los cuales los oferentes y demandantes transan los productos correspondientes libremente, tal y como ha ocurrido en mercados mayoristas de Europa<sup>194</sup>.

## Análisis de Demanda Residual

El residual demand analysis tiene por objetivo medir de manera *ex-post* el incentivo de ejercer poder de mercado a través del **análisis de la curva residual de demanda** que ve el generador. Para realizar este cálculo se resta de la curva total de demanda todas las curvas de oferta provenientes de los demás participantes del mercado. En un mercado competitivo, los agentes enfrentan una curva residual de demanda muy elástica, por lo que no tendrán la habilidad de ejercer poder de mercado elevando los precios a través de estrategias de retención (withholding) física o económica. En un mercado no competitivo, una firma pivotal para el sistema enfrentará una curva residual de demanda muy inelástica,

---

<sup>192</sup> Disponible en: [Potomac Economics](#)

<sup>193</sup> Disponible en: [Ofgem: Liquidity in the GB wholesale energy markets](#)

<sup>194</sup> Disponible en: [ACER-CEER: Market Monitoring Report \(MMR\) 2019](#)

por lo que no verá reducidas sus ventas en caso de aumentar los precios. Finalmente, existen casos intermedios en los que puede existir un rango de precios en el cual un agente no necesariamente pivotal puede hacer ejercicio de poder de mercado, dependiendo de diferentes niveles de elasticidad de la demanda residual. Diferentes estudios han utilizado este tipo de análisis para el estudio del comportamiento de agentes en sistemas eléctricos de Alberta (Brown, & Eckert, 2021), Australia (Wolak, 2007), Italia (Bigerna, Bollino, & Polinori, 2016) y CAISO (en el contexto de la Crisis Eléctrica de California de 2001) (Prete & Hobbs, 2015).

- **Ventajas:** Este tipo de análisis considera la elasticidad entre la oferta y la demanda, además de poseer una justificación teórica debido a su demostrada relación con el Lerner Index (LI).
- **Desventajas:** No considera restricciones de transmisión al momento de crear las curvas residuales de demanda, las cuales pueden disminuir la elasticidad de esta, incrementando el potencial ejercicio de poder de mercado. Además, requiere de un conocimiento exacto de las ofertas realizadas por los agentes, información que no siempre se encuentra disponible.

### Índices Must-Run

Propuesto en (Gan & Bourcier, 2002), el **Must Run Ratio (MRR)** se define como la escasez que produciría un generador en el sistema si este sale de servicio, dividido en su capacidad total, es decir, el porcentaje de carga que se deja de abastecer al sistema con respecto a la capacidad del generador. Matemáticamente, este se representa según la expresión a continuación, donde el factor **Must Run Capacity (MRC)** corresponde a la capacidad que dejaría de abastecer el generador *A* al salir de servicio.

$$MRR = \frac{MRC \text{ of } A}{\text{Capacity of } A}$$

El objetivo principal del MRR consiste en considerar las restricciones de línea de transmisión. A partir de lo anterior, un mayor valor de este indicador refleja un mayor poder de mercado de manera local. Por lo demás, se han desarrollado índices adicionales que capturan la influencia sobre el poder de mercado de las fluctuaciones de demanda (Must-Run Share), la topología del sistema de transmisión de manera más realista (Nodal Must-Run Share), y fallas inesperadas (Expected Nodal Must-Run Share) (Wang, Xiao, & Ding, 2004). Los índices must-run han sido utilizados en la medición de poder de mercado por parte de suministradores de potencia reactiva (Feng, Zhong, & Gan, 2008).

- **Ventajas:** Los índices must-run proveen información útil respecto a lo que sucede en condiciones de congestión del sistema de transmisión (Karthikeyan et al., 2013).
- **Desventajas:** Del mismo modo que otros indicadores que miden la concentración de mercado, estos índices solo indican la posibilidad de ejercer poder de mercado, y no el ejercicio efectivo del mismo.

### 9.2.2. Simulaciones Basadas en Mecanismos Determinados

Aún cuando los índices antes presentados permiten identificar condiciones de potencial existencia de poder de mercado, es necesario disponer de **metodologías que permitan caracterizar el impacto que el ejercicio del poder de mercado tiene en la realidad**. En dicho contexto, cuando la estructura del mercado es del tipo oligopólica, es factible recurrir a mecanismos simplificados de interacción que se resuelven numéricamente para caracterizar los posibles estados de equilibrio del mercado.

## Modelo de Cournot

Debido a su simplicidad, el modelo de Cournot es uno de los más utilizados en el análisis de condiciones de competencia de mercado (Kirschen & Strbac, 2004). En su versión más sencilla, el modelo considera bienes homogéneos. Ya sean dos o más las empresas que participan en el mercado, este se construye bajo el supuesto de que las empresas deciden en forma simultánea sus niveles de producción, bajo el supuesto de que estas maximizan sus utilidades tomando en consideración el comportamiento de la competencia.

El modelo de Cournot asume que las empresas cuentan con poder de mercado, por lo que las empresas eligen su nivel de producción maximizando su utilidad, para cuyo efecto cada empresa se ve enfrentada a una demanda residual. El modelo de Cournot se clasifica dentro de la categoría de juegos simultáneos, en la cual se busca aquel punto donde ninguna empresa tiene incentivos para cambiar su nivel de producción, lo cual se conoce como **Equilibrio de Nash**.

- **Ventajas:** El modelo de Cournot es sencillo de aplicar, y es uno de los más recurrentes en aplicaciones de mercados oligopólicos.
- **Desventajas:** Para algunos investigadores (Twomey et al., 2005), este no es el mejor modelo para representar el comportamiento de un mercado oligopólico de generación eléctrica, especialmente por el hecho de que las empresas ofrecen no solo cantidades, sino que también hacen ofertas de precio, caso en el cual un mejor modelo podría ser uno basado en el **Supply Function Equilibrium (SFE)**, donde la competencia es en precio y cantidad; o en el **modelo de Bertrand**, donde la competencia es en precios. De igual manera, existe evidencia sobre la dificultad para realizar predicciones cuantitativas, particularmente en sistemas eléctricos, dada la sensibilidad de los resultados respecto de supuestos de entrada (e.g., elasticidad de la demanda) (Stoft, 2002).

## Modelo de Bertrand

El modelo de Bertrand se construye sobre los mismos supuestos del modelo de Cournot, es decir, las firmas que buscan maximizar su utilidad, tomando en consideración el comportamiento de la competencia, producen bienes homogéneos con igual costo marginal y sus decisiones son tomadas en forma simultánea. No obstante, en lugar de estrategias de cantidades de producción sobre la cual se construye el modelo de Cournot, en un modelo de Bertrand las estrategias son basadas en precio.

- **Ventajas:** Al igual que el modelo de Cournot, es sencillo de aplicar. En un modelo de Bertrand, el Equilibrio de Nash corresponde a una condición de competencia perfecta, es decir, para cada empresa lo óptimo es utilizar una estrategia donde su precio de oferta se iguale al costo marginal de producción.
- **Desventajas:** El principal punto de crítica del modelo corresponde a su hipótesis, la cual asume que cualquier estrategia de desviación de precio de alguna de las empresas implica una pérdida total de la demanda por parte de la empresa que fija el precio más alto. Esta hipótesis es considerada como extrema, dado que no considera restricciones de capacidad de los oferentes. De hecho, cuando existen restricciones de capacidad, el equilibrio se aproxima al resultado del modelo de Cournot.

## Supply Function Equilibrium

Corresponde a otro modelo para el estudio de interacciones estratégicas, donde los agentes compiten en precios y cantidades. Introducido inicialmente en (Klemperer & Meyer, 1989) para un modelo con demanda incierta, agentes simétricos y un mercado de un período, el SFE ha sido utilizado en estudios asociados a mercados eléctricos desde el trabajo realizado en (Green & Newberry, 1992).

- **Ventajas:** El modelo permite una representación más alineada con la estructura usual de los mercados eléctricos comparado con los modelos de Cournot o Bertrand, y son menos sensibles a la especificación de la demanda (Rudkevich, 2002).
- **Desventajas:** De forma similar a las otras metodologías de modelos específicos, este modelo es de poco valor cuantitativo, es altamente dependiente de parámetros y supuestos, sufre de multiplicidad de equilibrios, y requiere de información de costos y de restricciones de capacidad de los agentes.

Revisiones de múltiples estudios que han utilizado este tipo de simulaciones en el análisis de condiciones de competencia en diferentes sistemas eléctricos de referencia se presentan en (Ji & Yépez-García, 2017; Hakam, 2018; Karthikeyan, Raglend, & Kothari, 2013; Willems, Rumiantseva, & Weigt, 2009).

### 9.2.3. Análisis de Rentas Pivotales

Por último, la metodología de rentas pivotales se puede resumir como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. En base a (Krishna, 2010), cualquier mecanismo que se utilice para subastar productos es equivalente a un mecanismo donde los agentes revelan su estructura de costos y además tienen incentivos a hacerlo de forma veraz (compatibilidad de incentivos), según lo que se denomina como **principio de la revelación**. Más aún, en cualquier mecanismo directo y compatible en incentivos, los pagos y rentas esperadas de cada firma quedan completamente determinados (salvo una constante independiente de la estructura de costos) por la asignación del mercado. En particular, a partir de lo anterior se concluye que cualquier mecanismo de asignación eficientemente entrega, salvo esta constante, las mismas rentas a todas las firmas del mercado. Finalmente, esta constante se puede determinar, para minimizar los pagos esperados, de forma que las firmas obtengan rentas no negativas, incluso en el peor de los escenarios.

Dado que una forma particular de implementar la asignación eficiente del mercado es a través de un **mecanismo Vickrey-Clarke-Groves (VCG)**, se puede concluir que los pagos de cualquier mecanismo eficiente que minimice los costos son aquellos resultado de un mecanismo VCG generalizado. Más aún, en este tipo de mecanismos las rentas económicas, también denominadas rentas pivotales, son sencillas de calcular, y están dadas por las contribuciones marginales al sistema de cada una de las firmas. A partir de lo anterior, **la pivotalidad de una firma está dada por la diferencia entre los costos del sistema cuando dicha firma no está presente y cuando esta sí lo está**. En términos matemáticos, si se considera que existen  $N$  firmas, cada una con funciones de costo  $c_i(R_i)$  y una necesidad  $R$  que debe ser cubierta, las rentas pivotales  $\pi_i$  de la firma  $i$  vienen dadas por la expresión a continuación.

$$\pi_i = \left( \min_{\text{s.t. } \sum_{j \neq i}^N R_j \geq R} \sum_j^N c_j(R_j) \right) - \left( \min_{\text{s.t. } \sum_j^N R_j \geq R} \sum_j^N c_j(R_j) \right)$$

A partir de lo anterior, en las expresiones a continuación,  $C$  representa una cota inferior del costo total para el sistema, e  $I$  el indicador del nivel de competencia del mercado.

$$C = \sum_j^N c_j(R_j^*) + \sum_j^N \pi_j \quad I = \frac{\sum_j^N \pi_j}{\sum_j^N c_j(R_j^*)}$$

- **Ventajas:** Este indicador captura la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas del sistema. La metodología no depende de la implementación de un mecanismo determinado (e.g., Cournot, Bertrand, SFE) y considera las rentas que un agente obtendría en cualquier mecanismo con información incompleta. Además, tiene una fundamentación teórica sólida, puesto que estas son las rentas generadas por un mecanismo VCG, y más generalmente, por un mecanismo de asignación eficiente que no otorga rentas innecesarias a los agentes. Cabe destacar que el indicador ha sido utilizado en estudios previos del CEN con motivo del análisis del mercado de SSCC<sup>195</sup>.
- **Desventajas:** La metodología solamente entrega una cota inferior, cuya realización sí dependerá de las reglas del mecanismo implementado en la práctica. Al igual que el resto de las metodologías, depende de una correcta estimación del rango en que operan las funciones de costos de las firmas.

#### 9.2.4. Conclusiones Respecto de la Revisión de Mecanismos de Monitoreo

Dadas las características de los sistemas físicos asociados a los mercados eléctricos, los resultados de cada una de las metodologías revisadas deben ser analizados con especial cuidado, debido a la **inexistencia de una metodología robusta que entregue resultados confiables en todos los casos**, lo que incluso es válido para problemas sencillos, con bienes homogéneos y formas de competencia estándar. Las complejidades inherentes a un bien no almacenable, que debe satisfacer una demanda en tiempo real, y donde hay restricciones físicas en la red de transmisión y sistemas de generación, implican que un indicador determinado puede entregar indicios equivocados respecto de las condiciones de competencia en ciertas situaciones.

Así, por ejemplo, indicadores como el Market Share (MS), Concentration Ratios (CR) y el Herfindahl-Hirschman Index (HHI) pueden reflejar de forma equivocada el nivel de competencia de un mercado. Cuando la capacidad ofertada se aproxima a la demanda, incluso un mercado en extremo atomizado entregará como resultado precios muy por sobre los costos marginales de producción. Por otro lado, indicadores que intentan capturar la relación entre oferta y demanda, como el Pivotal Supplier Indicator (PSI) y Residual Supply Index (RSI), entre otros, **no toman en consideración el costo marginal para el sistema que implica que un generador no se encuentre disponible**. Indicadores que estiman la demanda residual consideran los incentivos de parte de una firma para ejercer poder de mercado. Sin embargo, la estimación de la elasticidad de la demanda residual es compleja, y requiere entender el comportamiento del resto de las firmas del mercado. Es decir, requiere estimar el equilibrio de la

---

<sup>195</sup> Los informes donde el equipo consultor desarrolló la metodología de rentas pivotaes utilizados por el CEN para el análisis del mercado de SSCC se encuentran publicados bajo el alero de la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC). Disponible en: [CEN: UMC - Reportes - Condiciones de Competencia en SSCC](#)

interacción estratégica, lo cual generalmente resulta complejo y carece de robustez en cuanto a los supuestos respecto a las características y estructuras de costos de cada firma. Con todo lo anterior, y **a pesar de sus deficiencias, los indicadores estáticos analizados aún prueban ser útiles, ya que solo fallan en la detección de mercados competitivos, cuando estos no lo son** (i.e., producen falsos positivos), por lo que estos pueden ser utilizados como índices que permiten descartar preliminarmente la existencia de condiciones de competencia en ciertos mercados.

En cuanto a la simulación de equilibrios de mercado, se presentan dos problemas fundamentales. Por un lado, que requiere de suposiciones específicas respecto al mecanismo de competencia utilizado. Como los mecanismos para los cuales es factible computar equilibrios son más bien sencillos (e.g., Cournot, SFE), estos generalmente difieren de aquellos que se utilizan en la realidad. Por lo tanto, extrapolar los resultados de simulaciones a la realidad puede conllevar errores importantes. Un segundo problema es la falta de robustez de los equilibrios cuando se modifican parámetros como la elasticidad de la demanda. Incluso cuando el modelo resulta ser una buena aproximación de la realidad, pequeñas diferencias en la estimación de parámetros clave puede llevar a soluciones que difieren de los resultados en la realidad. Es por estos motivos, que los **análisis desprendidos a partir de modelos de simulación de equilibrios de mercado resultan más bien de carácter cualitativo antes que cuantitativo**.

Finalmente, **el análisis de rentas pivotaes se hace cargo de las falencias de los otros indicadores señaladas anteriormente**, y se enfoca en cuantificar la relación entre los costos debidos al poder de mercado de las empresas y aquellos costos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas. Este indicador tiene la ventaja de ser independiente del mecanismo de mercado (e.g., las reglas de subasta), tomando en consideración tanto la oferta como la demanda. En particular, el análisis de rentas pivotaes utiliza como indicador el **impacto de los costos en el sistema que se deriva de la no participación de una empresa en el mercado** (i.e., cuando esta retiene su capacidad de forma física o económica). No obstante, es importante considerar las limitaciones y alcances de la metodología. Por un lado, las rentas indicadas por esta metodología son solo una cota inferior de los resultados que podrían ser obtenidos en la práctica. Por otro lado, y al igual que con cualquier otro indicador revisado, la metodología resulta sensible a los supuestos y parámetros de entrada considerados.

## 10. Análisis del Proceso de Transición

De forma general, y como ha sido expuesto en las secciones previas de este informe, diferentes experiencias internacionales y literatura especializada en relación al diseño de mercados eléctricos dan cuenta de los riesgos (e.g., asociados a la concentración de mercado y la posibilidad de ejercicio de poder de mercado) y beneficios de contar con esquemas de mercados eléctricos basados en ofertas. Entre otros beneficios, se destaca la posibilidad de fomentar la integración de fuentes de generación y flexibilidad innovadoras, cuyos costos auditados reconocidos por el sistema no son del todo claros (e.g., tecnologías de generación renovable en base a energía geotérmica, sistemas de almacenamiento en base a baterías, bombeo u otras, recursos distribuidos de energía, y la participación de la propia demanda). Tecnologías cuyo desarrollo se encuentra en línea con la visión de futuro del sistema eléctrico y los diferentes lineamientos de política pública definidos por el regulador en los últimos años, y principios de diseño regulatorios definidos.

El cambio del actual esquema basado en costos hacia un esquema basado en ofertas es un potencial cambio relevante al mercado chileno. Por lo tanto es necesario una evaluación de los riesgos y beneficios, un cuidadoso diseño, implementación y ejecución teniendo claridad respecto de los desafíos, plazos y recursos asociados. El presente estudio es, en ese sentido, un aporte a la evaluación de estas dimensiones.

Ciertamente, el abordar la evaluación de la transición requiere un primer paso de evaluar condiciones de competencia de mercado estructurales actuales y esperadas. En ese sentido, las simulaciones operacionales realizadas en este estudio frente a distintos escenarios de ofertas muestran la factibilidad bajo ciertos escenarios de contar con condiciones favorables para no descartar dichas condiciones de competencia. Adicionalmente, estudios ya realizados en Chile muestran que frente a un amplio rango de escenarios es posible no descartar dichas condiciones de competencia particularmente bajo la operación centralizada de los recursos hídricos y esquemas de contratación de largo plazo (Vinken Dictuc, 2021). Adicionalmente a las condiciones de competencia, es clave un diseño de mercado así como el diseño de la transición, la actualización de herramientas operacionales, la implementación de herramientas de monitoreo de mercado, diversos cambios regulatorios que deben realizarse de manera coordinada y una serie de elementos que tomarán varios años en ser implementados.

En el caso particular chileno, como ha sido discutido, un elemento relevante incluye la gran capacidad hídrica con estructura compleja de cuentas que requieren coordinación por lo que el diseño de mercado respecto al tratamiento hídrico es central<sup>196</sup>. En esa dimensión, el diseño propuesto en este estudio considera, al menos en una primera etapa, continuar con una operación centralizada del recurso hídrico. Finalmente, el cambio hacia un sistema de ofertas requiere un diseño consistente con los mercados de SSCC y capacidad, tal como se ha discutido en secciones previas de este informe.

En la presente sección se describen algunas condiciones de mercado favorables esperadas para el futuro del SEN, que permiten sustentar los argumentos a favor de una transición hacia un mercado basado en

---

<sup>196</sup> Se ha recalcado la necesidad de mantener bajo una operación centralizada los recursos hídricos relevantes. Lo anterior motivado por la necesidad en la coordinación del uso del agua en cuencas complejas. Un mercado de ofertas con cuencas complejas requeriría, entre otras cosas, el diseño de un mercado asociado del agua. Adicionalmente, solamente desde la perspectiva de mercado y asumiendo los desafíos de coordinación se abordan, las condiciones de competencia empeoran como muestran estudios asociados (Vinken Dictuc, 2021).

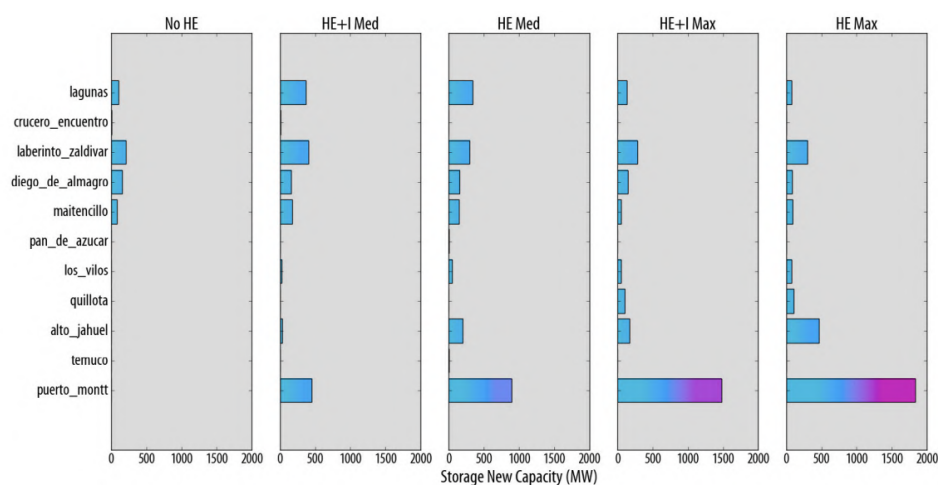
ofertas. Adicionalmente se realiza una descripción detallada de una potencial hoja de ruta para esta transición con una definición de etapas, plazos y requerimientos críticos para su implementación. Las dimensiones descritas servirán de base para las propuestas de medidas de corto, mediano y largo plazo para transitar a un mecanismo de mercado basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno. Estas medidas corresponden al conjunto de actividades asociadas a facilitar el cambio regulatorio, incluyendo tanto el diseño regulatorio en sí mismo, la temporalidad en su implementación, la educación de los actores del mercado, y los mecanismos de monitoreo requeridos para asegurar un funcionamiento adecuado del mercado.

## 10.1. Análisis de las Condiciones Futuras del SEN

La transición hacia un mercado de ofertas, tal como se ha mencionado y se detalla en la presente sección, puede tomar varios años. Es relevante entonces evaluar escenarios de evolución futura del SEN asociados a necesidades energéticas, descarbonización y electrificación de la matriz energética, cambios tecnológicos y nuevos actores que permitan comprender si dichos cambios facilitarían, o se verían beneficiados, por un mercado basado en ofertas.

Tomando en consideración lo anterior es que se describen una serie de ejes para los próximos años en el SEN que pueden mejorar las condiciones de competencia y por otro lado verse potenciadas por un mercado eléctrico asociado a un esquema de ofertas:

- **Aumento de la Demanda Eléctrica:** Ingreso de nuevos actores en los mercados eléctricos debido al sostenido crecimiento futuro de la demanda<sup>197</sup>, entre otras razones motivado por la necesidad de electrificar distintos sectores de la industria nacional, e.g., transporte y calefacción, y la posibilidad futura de interconexiones regionales con países vecinos<sup>198</sup>. En particular, una electrificación del sector calefacción particularmente asociado a la leña podría tener un impacto relevante en las necesidades del sistema eléctrico en términos de demanda esperada y atributos tecnológicos del parque de generación, sistema de transmisión y necesidad de almacenamiento, tal y como se aprecia en la Figura 10.1 a continuación (Verastegui et al., 2020).



<sup>197</sup> En torno a una tasa promedio anual de 2,25% en el período 2020-2040. Disponible en: [CNE: Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos](#)

<sup>198</sup> Disponible en: [MEN: Planificación Energética de Largo Plazo - Proceso](#)



Figura 10.1. Impacto en necesidades de almacenamiento en el SEN frente a distintos escenarios de electrificación de calefacción a leña (Verastegui et al., 2020)<sup>199</sup>.

De igual manera, existen elementos que permiten evaluar escenarios de **interconexiones regionales** impulsados por el potencial de desarrollo energético en América del Sur, donde Chile podría tener un rol de exportador dados los recursos renovables disponibles, abriendo la posibilidad para transformarse en un exportador regional en Latinoamérica (Sauma, 2016).

- **Mejoras al Sistema de Transmisión:** Necesidad de impulso al desarrollo de **nuevos proyectos de transmisión**, producto de una mayor integración de fuentes de generación renovable, particularmente solar en la zona norte del país, y del desplazamiento de la generación térmica a carbón, donde dicha transmisión jugaría un rol clave en habilitar el uso y complementariedad de los recursos flexibles a lo largo de la red (Systep, 2018). Lo anterior motivado, por ejemplo, por necesidades de electrificación de calefacción en el sur del país (Verastegui et al., 2020).

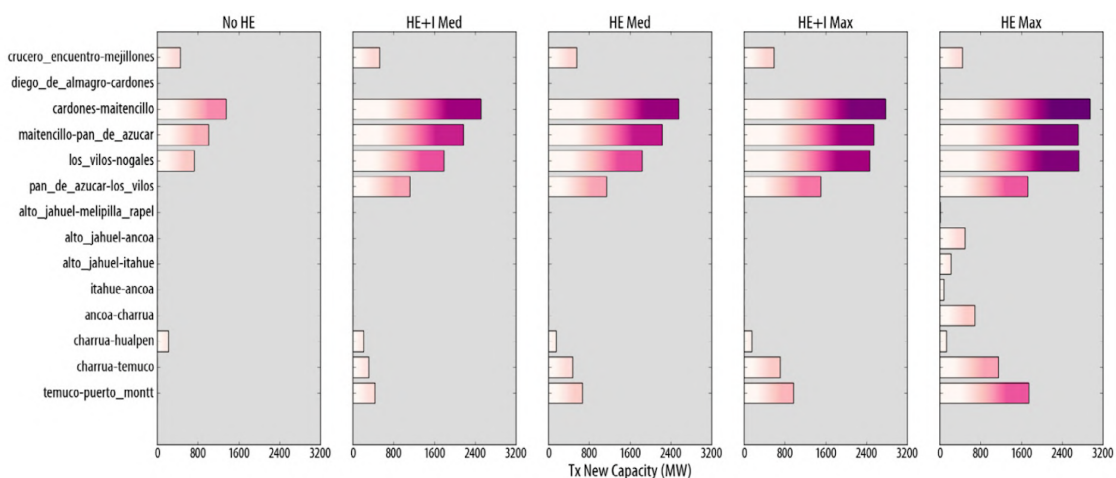


Figura 10.2. Impacto en necesidades del sistema de transmisión en el SEN frente a distintos escenarios de electrificación de calefacción a leña (Verastegui et al., 2020)<sup>200</sup>.

- **Desarrollo de Nuevas Tecnologías:** Potencial de nuevos actores en términos del **desarrollo de nuevos sistemas de generación centralizados** (i.e., concentración solar de potencia, geotérmico, mareomotriz, almacenamiento por bombeo, centrales solares híbridas, etc.) **y recursos distribuidos de energía (DER) renovables**. El desarrollo de este tipo de tecnologías y proyectos se verá **potenciado por los procesos de descarbonización** de la matriz eléctrica que requerirán un reemplazo de un porcentaje relevante de la capacidad del SEN con nuevas tecnologías (CEN, 2019).

En este contexto, múltiples estudios de prospección de necesidades técnicas del sistema eléctrico muestran el tipo de atributos de flexibilidad que el parque de generación deberá tener

<sup>199</sup> En la figura se presenta el nivel de inversión en nueva capacidad de almacenamiento en MW en diferentes zonas de carga del sistema al año 2040, bajo diferentes niveles de electrificación de la calefacción (Heat Electrification (HE)) con y sin aislamiento térmico (Insulation (I)) doméstico (No HE, HE+I Med, HE Med, HE+I Max, HE Max).

<sup>200</sup> En la figura se presenta el nivel de inversión en nueva capacidad de transmisión en MW entre diferentes zonas de carga del sistema al año 2040, bajo diferentes niveles de electrificación de la calefacción (Heat Electrification (HE)) con y sin aislamiento térmico (Insulation (I)) doméstico (No HE, HE+I Med, HE Med, HE+I Max, HE Max).

en Chile frente a una integración masiva de recursos renovables variables, entre ellos (Inodú, 2018; PSR-Moray, 2018; SysteP, 2018). Por ejemplo, Verastegui et al. (2021) estudian el impacto de metas de generación 100% renovable al año 2040 en SEN, ejercicio que también ha sido analizado en (Wärtsilä, 2019)

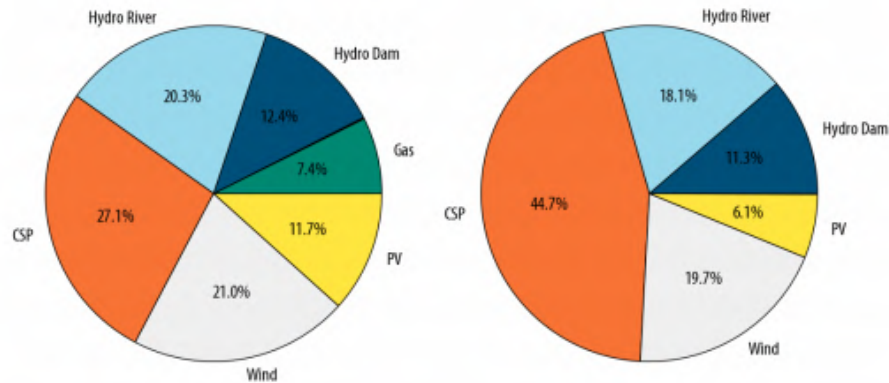


Figura 10.3. Proyección del mix de generación del SEN al año 2040 bajo escenarios proyectados de descarbonización (izq.) y una meta de generación 100% renovable (der.) (Verastegui et al., 2021).

- Recursos Energéticos Distribuidos:** Expectativas favorables de costos futuros podrían resultar en una **integración relevante de recursos energéticos distribuidos** en el SEN y en los mercados eléctricos mayoristas. En particular, se estima que aproximadamente el 40% de la nueva capacidad instalada en Chile al año 2040 podría ser en base a recursos energéticos distribuidos (ISCI, 2020).

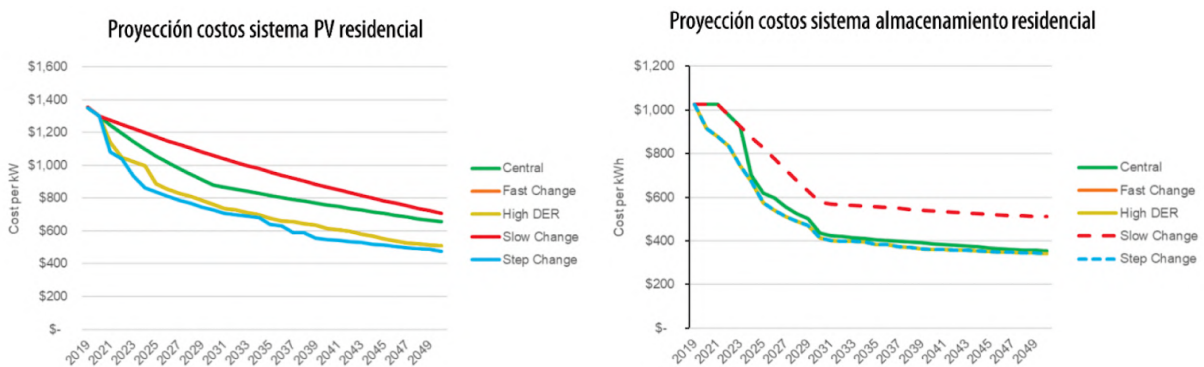


Figura 10.4. Proyecciones de costos de desarrollo de recursos energéticos distribuidos (AEMO, 2020).

- Regulación de la Distribución y Nuevos Actores:** Cambios actuales en la **regulación de sistemas de distribución** pueden abrir la entrada a nuevos actores que podrían también participar en mercados eléctricos mayoristas: comercializadores, agregadores de demanda y recursos distribuidos, los que mejorarán las condiciones de mercado y también **requerirán de un mercado basado en ofertas** para participar, así como el diseño de dicha participación, lo cual es un desafío abierto a nivel internacional (ISCI, 2019).

Las condiciones de mercado futuras previstas parecen propicias, toda vez que se espera que éstas favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por el ingreso de nuevos actores y tecnologías, y la reducción de barreras para la competencia a nivel del SEN. Adicionalmente, la participación de estos

nuevos actores y tecnologías podría verse facilitada en un mercado de ofertas, dada la naturaleza de estructura de costos e información asociados, los cuales son difíciles de auditar, permitiendo la gestión de riesgos por parte de cada agente y la internalización de costos de distinta naturaleza.

## 10.2. Propuesta de Medidas para la Transición del Sistema Eléctrico Nacional

Diversos estudios sobre el desarrollo de los sistemas eléctricos muestran que existirá un aumento en la integración de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente (CEN, 2019; Wärtsilä, 2019; PSR-Moray, 2018; Verastegui et al., 2021). En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar condiciones de participación y señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada asumiendo información perfecta con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado.

La revisión tanto de la experiencia internacional presentada en las secciones anteriores como de la literatura especializada entrega una visión clara: **los cambios necesarios para adaptar los mercados eléctricos a las necesidades impuestas por sistemas con alta penetración de energías renovables son integrales y profundos**. Esto, dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación, altos costos fijos de inversión, y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo (Roques & Finon, 2017; Finon et al., 2017; Newbery et al., 2018; Joskow, 2019). Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado y herramientas operacionales utilizadas.

En diversas publicaciones científicas se encuentran opiniones similares respecto a la necesidad de cambios relevantes en cuanto a cómo se han entendido y estructurado los mercados eléctricos (Finon et al., 2017; Roques & Finon, 2017; Newbery et al., 2018; Keppler, 2017; Newbery, 2016). En estas, un elemento relevante es la necesidad de hacer una transición hacia mecanismos de mercado de naturaleza híbrida: basados en mercados competitivos de corto plazo de competencia *en el mercado*, con estructuras de mercado de largo plazo de competencia *por el mercado*. Por lo tanto, es importante recalcar que una transición hacia un mercado basado en ofertas para el mercado mayorista de energía debiese ir alineado con una revisión y adaptación de otros mercados relevantes como el mercado por potencia y el de SSCC. De tal forma de contar con un diseño integral y coherente. Igualmente crítico es el reconocimiento de que la materialización de esta visión requiere cambios en distintos cuerpos regulatorios y tener asociado un plan de ejecución coordinado, con plazos y recursos adecuados, acorde a los cambios propuestos.

La transición del SEN hacia un mecanismo de mercado basado en ofertas requerirá de una serie de etapas, horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución. Una visión general de la transición que tiene asociada tres etapas se muestra en la Figura 10.5.



Figura 10.5. Visión general de tres etapas para una transición.

A continuación se describen cada una de las tres etapas donde se presentan dimensiones relevantes. Ciertamente, esta lista de dimensiones no es exhaustiva y existen elementos específicos a definir, particularmente asociado a detalles sobre su implementación necesarios de abordar en su ejecución.

### Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación

La transición debe contemplar distintas etapas, incluyendo una **primera etapa enfocada en un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios**. Adicionalmente, **antes de comenzar la transición hacia un mercado basado en ofertas es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado, que sienten las bases para dicha transición**.

En resumen, una **primera etapa** respecto a la operación y mercados de corto plazo, que es un punto de partida para la transición hacia un mercado de ofertas, incluye los siguientes elementos (algunos de los cuales se han considerado en el presente estudio):

- Implementación de un esquema de **mercado múltiples etapas de naturaleza vinculante**<sup>201</sup>, con una etapa del día anterior, etapas intradiarias<sup>202</sup> y una en tiempo real.
- Asignación de costos de activación de reserva en función de **desvíos respecto a la programación** del período anterior, en base a una **banda de tolerancia de desvíos**.
- Implementación de modelos de **despacho en tiempo real basados en co-optimización** de energía y reservas, con alta granularidad temporal.
- Aumento de la **granularidad temporal** en el pre-despacho, despachos intradiarios y tiempo real.
- Integración en todos los niveles del mercado a **cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados** por la definición de los productos correspondientes (e.g., agregadores de demanda y recursos distribuidos, etc.). De esta manera se aseguran mejores condiciones de competencia e incentivos a la integración de nuevas tecnologías.
- Mejoras en la co-optimización de energía y reservas desde el sistema híbrido actual mediante una transición hacia un diseño basado en **co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas**.
- Mejorar las herramientas disponibles para el **monitoreo de competencia de corto plazo**.
- Utilizar un esquema de **pagos laterales para la compensación de costos no-convexos y evaluación** de esquemas de internalización de dichos costos en el mediano plazo.
- Integración de la **respuesta de demanda** y la representación de los recursos hídricos.

### Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas

La segunda etapa para la transición hacia un mercado basado en ofertas se enfoca en el **diseño de la arquitectura y reglas del mercado**, tomando en consideración los elementos particulares del sistema eléctrico chileno, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas, y los

---

<sup>201</sup> Este elemento, presente en la mayoría de los sistemas internacionales, requiere que los agentes tengan opciones para gestionar su riesgo. Por lo tanto, en el contexto chileno de un mercado basado en costos la vinculación, para que sea efectiva, supone también la modificación de otros aspectos como por ejemplo permitir que los agentes decidan en qué etapa pueden participar o modificar sus pronósticos.

<sup>202</sup> El número de etapas requiere un análisis en detalle de las condiciones del sistema por ejemplo en lo referente a nivel de penetración de recursos variables.

tiempos asociados a cambios regulatorios previos. Esto, toda vez que un esquema de mercado basado en ofertas requerirá de al menos cambios reglamentarios, pero probablemente también a nivel de ley. En particular, se hace necesario evaluar la consideración de los siguientes elementos (algunos de los cuales se han considerado en el presente estudio):

- Estructura de múltiples etapas basadas en co-optimización de energía y reservas. Este punto ya debiese estar desarrollado en la etapa anterior pero es necesario evaluar modificaciones y reglas especiales producto de la transición hacia un esquema de oferta.
- Especificación del tipo de ofertas: simples, complejas, híbridas y su nivel de diferenciación por tecnologías, etc.
- Definir modelos para formación de precios y esquemas de pagos laterales.
- Definición y evaluación de medidas de mitigación de poder de mercado, tales como precios máximos, valores máximos para ofertas, medidas de mitigación voluntaria (Voluntary Mitigation Plans (VMP)), niveles de contratación a plazo y similares.
- Análisis continuo de las condiciones de competencia del mercado en cada etapa del proceso de desarrollo del diseño, en atención de las reglas de mercado actuales, propuestas y definidas.
- Desarrollo, implementación y prueba de herramientas para el monitoreo regular de condiciones de competencia del mercado a partir de su propia operación.

Finalmente, y de forma complementaria a los elementos antes descritos, es importante destacar que esta etapa también requiere de tiempos de desarrollo y recursos adecuados para la **evaluación continua** del diseño de mercado propuesto y perfeccionamiento del mismo, así como **cambios en otros mercados relevantes**, como el mercado de capacidad y nuevos productos para el mercado de SSCC. En particular en el mercado de capacidad es relevante evaluar el cambio desde el actual mecanismo administrativo hacia un mercado de capacidad.

### Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado

Finalmente, la tercera etapa enfocada en la implementación del diseño de mercado requerirá de una serie de pruebas, desarrollo de plataformas computacionales, talleres a participantes para presentar y dar a conocer las reglas del mercado. Adicionalmente, definir posibles hitos y etapas para la implementación:

- Desarrollo de **períodos de prueba** de reglas del mercado con participantes, lo que permitirá evaluar el entendimiento de las reglas y posibles cambios al diseño.
- Evaluar la implementación de una primera etapa con **reglas más restrictivas**, como por ejemplo ofertas basadas solo en cantidades y precios auditados.
- Implementar **precios techos** al nivel de los precios esperados en un mercado con costos auditados más una tolerancia, e.g., 10%, en los primeros meses de implementación.
- Implementación de **esquemas de contratos** de largo plazo como medida adicional de mitigación de poder de mercado.
- Evaluación de factibilidad y necesidad de implementar **esquemas de ofertas** para recursos hídricos.

Dada la experiencia en Chile de un mercado basado en costos, es fundamental contar con **medidas de resguardo** durante los primeros meses o años de la implementación de mercados basados en ofertas.

Las etapas anteriormente descritas **no requieren ser llevadas adelante de manera totalmente secuencial**. Sin embargo, incluso realizando actividades en paralelo, el plazo total de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición requerirá varios años. En la Figura 10.6 se describe una línea de tiempo general que permite apreciar los plazos esperados para cada actividad. De esta manera, se sugiere un horizonte de implementación de al menos 7 semestres (3 años y medio), donde los primeros semestres se enfocan en la actualización y mejora de elementos relacionados con las herramientas de operación, como los modelos de despacho en tiempo real, modelos de co-optimización de energía y reservas, junto con el respectivo mercado co-optimizado de energía y reservas<sup>203</sup>. Junto a lo anterior, en estos semestres también se sugiere avanzar de manera continua en el aumento de la granularidad de los modelos.

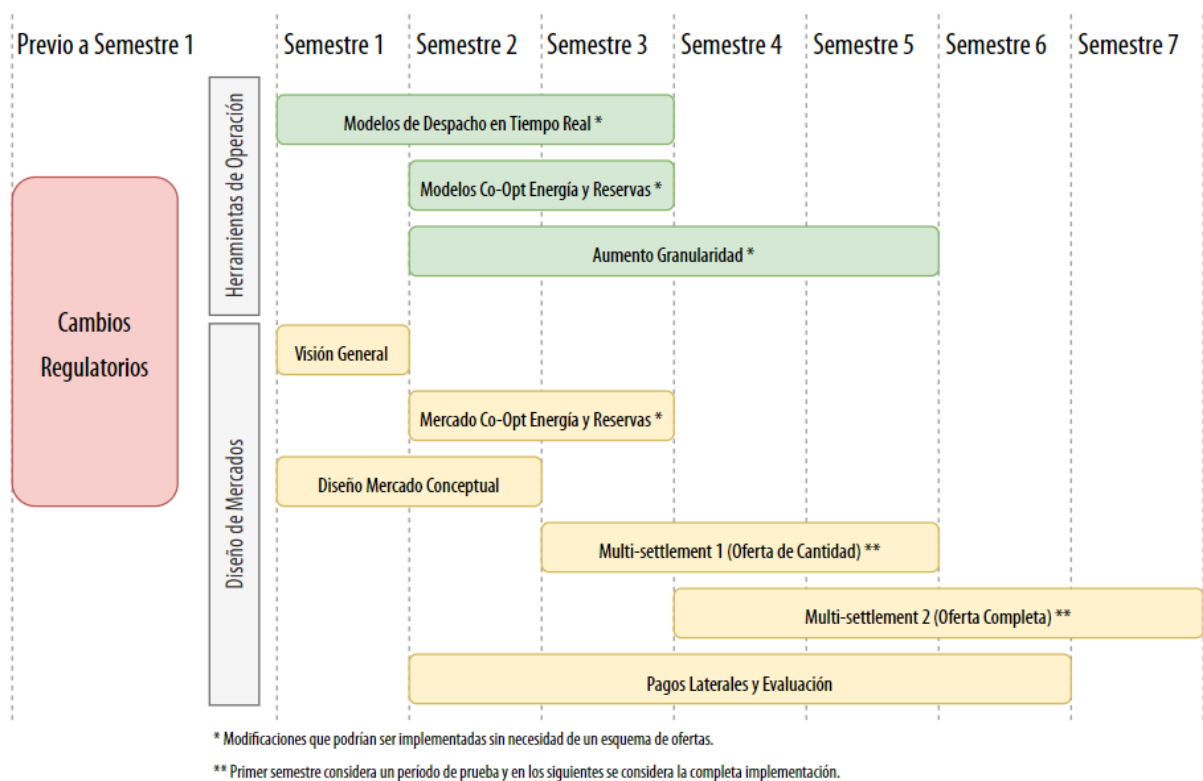


Figura 10.6. Hoja de ruta para la transición hacia un mercado basado en ofertas.

Los elementos previamente señalados (y destacados en la hoja de ruta) resultan transversales para cualquier esquema de mercado que se decida adoptar, ya sea basado en ofertas o manteniendo el esquema actual basado en costos auditados. Respecto al escenario de un mercado basado en ofertas, con el fin de facilitar la transición hacia un mercado de estas características, se podría sugerir en una primera etapa la implementación de un esquema multi-settlement con costos auditados donde los agentes del mercado solo oferten la cantidad de energía que tienen disponible en cada período, para finalmente llegar a un esquema de oferta completa donde los agentes puedan ofertar tanto precio como cantidad, considerando todas las medidas de diseño del mercado, reglas de la subasta, medidas de mitigación y funcionamiento de esquemas adecuados de monitoreo, contratación y todos los elementos

<sup>203</sup> Notar que la implementación en los mercados de los Estados Unidos generalmente ha demorado aún más. No obstante, al aprovechar los diseños exitosos ya existentes, la implementación se puede lograr en períodos de tiempo más acotados, de acuerdo al menos como se ha señalado.

mencionados en el presente informe. Es importante recalcar el punto de que una transición hacia un mercado de ofertas requiere abordarse como un cambio de relevancia para el SEN lo que implica tener claridad de expectativas, plazos y recursos necesarios para un apropiado diseño y ejecución que materialice los beneficios de este cambio.

Finalmente, resulta relevante mencionar que debido a la complejidad de los sistemas eléctricos existen varios elementos en la operación y mercados que no cuentan con una solución única y/o perfecta, por lo que, independiente del esquema de mercado o la implementación de los elementos mencionados, seguirán siendo desafíos que requerirán vasta discusión, estudio, evaluar diseños iniciales y estar conscientes de que el diseño de mercado es algo siempre perfectible. Uno de estos elementos, que es clave evaluar y estudiar en detalle en el SEN corresponde a la gestión hídrica donde hay que conciliar los objetivos de coordinación del recurso con la posibilidad de que agentes puedan operar de manera más descentralizada. En el caso chileno, la estructura de cuencas en cascada y complejas dificulta un diseño de mercado por lo que tal como se propone en el presente estudio en una primera etapa se sugiere que dichos recursos sigan bajo una coordinación centralizada lo que requerirá un esquema de ofertas de naturaleza híbrida. Es decir, la habilitación de distintos tipos de ofertas según tecnología, de manera que todas aquellas unidades pertenecientes a un mismo grupo tecnológico enfrenten las mismas reglas al momento de participar. En función de los primeros años de desempeño del mercado se puede evaluar la estructura de ofertas y considerar que ciertos parámetros operacionales o valores del agua puedan ser internalizados por cada agente en su estructura de ofertas.



## 11. Incorporación de Esquemas Competitivos de Generación en SSMM

A continuación, se presentan las actividades asociadas al análisis de los Sistemas Medianos (SSMM) en particular una visión general del estado actual y el modelo regulatorio asociado, realizado un diagnóstico de brechas existentes. Adicionalmente se revisan potenciales esquemas para incorporar esquemas más competitivos en los segmentos de generación y se desarrolla una propuesta de cambios. Estos cambios están motivados por la necesidad de integración de nuevos agentes, tecnologías, objetivos de política pública y capturar eficiencias adicionales al actual modelo basado en un proceso cuatrienal de tarificación-planificación centralizados.

### 11.1. Proceso Actual de Tarificación-Planificación para SSMM

#### 11.1.1. Descripción y Caracterización de SSMM en Chile

Según lo establecido en el artículo 173° de la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4 de 2007, que aclara que para los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW se definirán como Sistemas Medianos (SSMM). Se debe garantizar el desarrollo óptimo de las inversiones, al igual que la mejor operación posible de las instalaciones, asegurando y manteniendo la seguridad del servicio en los determinados sistemas eléctricos, permitiendo la operación más económica para todos los agentes y consumidores. De la mano con lo anterior, el artículo 174° determina los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión y los precios regulados a nivel de generación y transmisión, conjuntamente, en cada uno de los SSMM. Realizándose, cada cuatro años, estudios técnicos desarrollados por alguna empresa consultora del rubro, contratada por la o las empresas que operen en los respectivos sistemas. Conforme a lo señalado en el artículo 177°, cada estudio debe identificar los planes de expansión de generación y transmisión de cada sistema, y sus respectivos costos incrementales de desarrollo (CID) y costos totales de largo plazo (CTLP) para cada segmento del suministro de energía y potencia en generación y transmisión según corresponda. Considerando el correcto abastecimiento del total de la demanda en sistemas dimensionados eficientemente.

Actualmente existen nueve SSMM en el país, estos son i) Punta Arenas, ii) Puerto Natales, iii) Porvenir, iv) Puerto Williams, v) Hornopirén, vi) Cochamó, vii) Aysén, viii) General Carrera y ix) Palena. La totalidad de estos sistemas se encuentran en la zona sur del país y no presentan conexión alguna con el SEN. El tamaño de cada empresa a las cuales les fue desarrollado un informe de tarificación en el último proceso 2018-2022, desagregado por tecnología hasta el año 2016, se muestra en la Tabla 11.1 a continuación.

Tabla 11.1. Tamaño de cada empresa en sus respectivos SSMM hasta el año 2016<sup>204</sup>.

Sistema	Diésel [MW]	Gas Natural [MW]	Hidro [MW]	Eólica [MW]	Total [MW]
Punta Arenas	7,12	84,12	0	2,55	93,79
Puerto Natales	4,71	6,8	0	0	11,51
Porvenir	3,4	5,56	0	0	8,96
Puerto Williams	2,9	0	0	0	2,9
Hornopirén	3,75	0	0,77	0	4,52
Cochamó	2,43	0	0	0	2,43
Aysén	32,45	0	22,6	3,78	58,83
General Carrera	2,79	0	0,64	0	3,43
Palena	2,34	0	1,4	0	3,74

En los estudios mencionados se realizan proyecciones de demanda para cada una de las barras de todos los SSMM, usando como fuentes de información datos históricos, datos sobre el crecimiento de actividad económica e hitos remarcables de cada sistema. Simultáneamente, se realizan pronósticos de potencia máxima, usando los mismos datos e información. Respecto a este punto resulta esencial tener una noción de la energía y potencia que ha existido y existirá en cada sistema, al ser esto un insumo fundamental para la correcta planificación, expansión y operación eficiente de cada zona y empresas eléctricas que se encuentren presentes en ellos.

Los últimos estudios de planificación y tarificación de SSMM han utilizado modelos ARIMA estacionales para predecir el crecimiento del consumo energético, asumiendo que la relación entre la demanda media y máxima se mantendrá similar a lo observado en años anteriores. Finalmente, en la Tabla 11.2 están registradas las proyecciones de demanda de los distintos SSMM al año 2022, usando sus factores de carga promedio del período 2015 a 2017.

<sup>204</sup> Elaborada a partir de los últimos informes de Planificación y Tarificación de SSMM del proceso 2018-2022. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>

Tabla 11.2. Proyecciones de demanda de los SSMM al año 2022.

Sistema	Energía [MWh]	Potencia Máxima [MW]
Punta Arenas	268.388,8	44,60
Puerto Natales	53.323,4	9,28
Porvenir	32.777,7	5,77
Puerto Williams	6.452,3	1,31
Hornopirén	16.105,4	2,98
Cochamó	15.832,5	3,01
Aysén	138.360,3	24,41
General Carrera	15.633,6	2,90
Palena	14.980,9	2,77

### 11.1.2. Estructura y Proceso Actual de Determinación de Precios en SSMM

El actual proceso de tarificación en los SSMM busca establecer la adecuada remuneración de las empresas presentes en cada sistema, encargadas de satisfacer las necesidades energéticas de la demanda que se encuentra en sus respectivas zonas de servicio. El número de estas suele ser muy pequeño, con presencia de una o dos empresas concesionadas por sistema normalmente. Es por lo anterior que resulta fundamental en estos sistemas la correcta regulación tarifaria, ya que estas pocas empresas podrían caer en conductas monopólicas, fijando precios mucho más altos que sus costos de producción, lo que implicaría gastos innecesarios para los consumidores y una operación ineficiente tanto de la empresa como del sistema en su totalidad, siendo necesaria la regulación para garantizar dicha eficiencia.

En este contexto, la autoridad de la industria eléctrica debe implementar un control de precios que establezca tarifas reguladas que sean utilizadas por las empresas y actualizadas periódicamente. Para esto, se considera la remuneración que debiese obtener una empresa modelo verticalmente integrada, es decir una empresa ideal que opere en cada sistema. Así, el proceso de remuneración tiene como objetivo permitir a los inversionistas privados la recuperación de la totalidad de los costos relacionados con la operación de dicha empresa modelo, considerando para ello:

1. **Eficiencia productiva:** se incentiva a la toma de decisiones, tanto en inversión como en operación, que maximice el beneficio de la empresa como el de los consumidores, es decir el beneficio social o de la sociedad en su conjunto.
2. **Sostenibilidad económica y financiera de la empresa:** consiste en considerar un costo de oportunidad adecuado para el capital en que se incurre.

Ambos objetivos deben interactuar sinérgicamente al momento de la planificación de las tarifas en cada sistema. Actualmente la regulación se basa en incentivos que buscan desacoplar los ingresos de la

empresa proveedora de servicios de sus costos, los que tienen relación con el mantenimiento, operación, inversión y administración de su estructura, siendo coordinada de manera privada por la misma empresa. Para desacoplar los costos se ha implementado el diseño de una empresa modelo o ideal que opera de manera eficiente para suministrar las demandas energéticas de sus clientes. Para esto se determinan los ingresos que la empresa modelo necesitaría al operar de manera eficiente para recuperar su costo de capital invertido a su costo de oportunidad, y al mismo tiempo sus costos de mantenimiento, administración y operación. Es así que el diseño y operación de la empresa modelo, no considera las decisiones de operación e inversión de la empresa real. De esta forma la empresa real tiene incentivos a mejorar su administración y gestión, reduciendo costos, con lo que incrementa sus utilidades provenientes de los ingresos regulados, determinados a partir de la operación de la empresa modelo, y los costos reales de la empresa original. Cumpliendo con el objetivo de **eficiencia productiva**, al desacoplar los ingresos regulados de los costos reales, acercándose e incentivando a la operación eficiente de la empresa original.

De igual forma, la empresa modelo es utilizada como punto de referencia para determinar los costos óptimos que debería tener una operación regulada, específicamente generación y transmisión para los SSMM. Al tener una estimación de estos costos óptimos, es posible calcular las tarifas que permiten remunerar a la empresa modelo eficiente para que tenga un valor actual neto (VAN) igual a cero con una tasa de retorno de 10%. Con lo que potencialmente se fomenta a que la empresa sea eficiente en su operación y reducción de costos, pudiendo optar a una tasa de 10% como techo. Con esto se busca o incentiva que la empresa real sea lo más eficiente posible, usando como punto de referencia la empresa modelo, cumpliendo con el objetivo de **sostenibilidad económica y financiera de la empresa**.

En el resto de esta sección se detalla el proceso realizado en los últimos estudios de planificación y tarificación de los SSMM para la fijación de tarifas reguladas. En primer lugar se realiza una caracterización y valorización de las instalaciones presentes de la empresa real, esto consiste en obtener una visión total de la situación actual de la empresa, respecto a su infraestructura técnica y administrativa, igualmente conocer sus costos fijos, variables y de inversión, de todos los bienes de la empresa, tanto de generación como de transmisión. Posteriormente se realizan proyecciones de demanda para cada uno de los SSMM con el fin de conocer el crecimiento y aumento del consumo de energía, y así poder planificar de manera adecuada las necesidades futuras del sistema. Para la estimación de la demanda futura se usan modelos ARIMA estacionales con información del sistema.

Se prosigue con un catastro de proyectos informados, necesario para la determinación de un plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, utilizados para calcular el costo incremental de desarrollo (CID) y el costo total de largo plazo (CTLP), respectivamente. Se toma en consideración los antecedentes de instalaciones existentes y a nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores, aprobados por la CNE. La empresa consultora verifica los costos de inversión y variables de cada uno de los proyectos informados y sus costos de conexión, no se incluyen proyectos adicionales que no hayan sido declarados por los promotores. Con este catastro es posible determinar el plan de expansión óptimo de generación y transmisión, necesario para el cálculo del CID. El plan de expansión de generación considera tres etapas: i) planificación óptima económica, ii) planificación de suficiencia diésel y iii) verificación del cumplimiento de la norma técnica. En la primera etapa se determinan las vías de inversión que permiten abastecer de manera óptima la demanda de los sistemas en todo el horizonte de optimización, 15 años, minimizando los costos de inversión y operación, y falla. Por otro lado, se exige que el plan de expansión sea por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible

diésel y la generación de centrales hidroeléctricas en un escenario de hidrología seca. Finalmente se verifica si el plan de expansión óptimo resultante cumple con los requerimientos indicados en la norma técnica. El plan de expansión óptimo de generación considera nuevas unidades de generación que deben ser introducidas y reservas en giro, respecto al plan de expansión de transmisión se evalúan distintas alternativas de expansión y se opta por la que cumpla con los objetivos buscados al menor costo.

Se continúa el plan de expansión óptima, ya independiente de la generación o transmisión, con la expansión en infraestructura que debiese tener la empresa modelo. Separándose en i) edificios, ii) vehículos, iii) informática y telecomunicaciones, iv) equipos de bodega, v) herramientas y vi) demás equipos de oficina. Se determinan los costos que la empresa modelo incurriría en edificios, lo que se considera como un arriendo y un gasto fijo anual, similarmente se determina la flota de vehículos necesarios y sus costos. Otros bienes estructurales como microinformática y microinformática se consideran en el plan de expansión. Igualmente se considera la estructura organizacional de la empresa con organigramas eficientes, beneficios, homologación de cargos, costos de personal, expansión del personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de la empresa.

Al tener un correcto catastro de los bienes de la empresa, junto con un plan de expansión óptimo de la empresa, se determina el **costo incremental de desarrollo (CID)** a nivel de generación y transmisión que corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero. El CID es una aproximación del costo marginal, aplicado en situaciones donde los cambios en capacidad instalada sólo se pueden hacer de forma discreta, lo que entrega una medida del costo de proveer la última unidad de servicio o capacidad, siendo igual al costo marginal cuando los saltos discretos convergen a la unidad. Es decir, el CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, en un sistema en que se realizan ampliaciones de capacidad de generación y transmisión, buscando minimizar sus costos de mantenimiento, operación, inversión y energía no suministrada. La metodología de cálculo del CID es esencialmente un estudio de la estructura de costos de la empresa, tanto para la generación y transmisión, llevando los costos a valor presente.

Se determina un proyecto de reposición eficiente el cual es usado posteriormente para calcular el CTLP de la empresa. Para esto se utilizan tres etapas, la primera de ellas es sobre **reposición con consideraciones económicas**. Tomando en consideración las unidades de generación tanto existentes como candidatas para obtener un plan de generación eficiente para suplir la demanda, en donde para unidades hidráulicas se utiliza una hidrología sujeta a una probabilidad de excedencia determinada<sup>205</sup>, lo que se considera el subconjunto de hidrologías o generación real común a los proyectos hidráulicos.

La segunda etapa trata de la **suficiencia diésel y criterio N-1**, una vez que se define el plan de inversiones suficiente y económico en generación, se toma en cuenta las restricciones adicionales de seguridad como el cumplimiento de un criterio N-1, el que considera que el sistema tenga la capacidad de reserva que asegure la suficiencia de potencia en caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Paralelamente, se toma en cuenta el margen de reserva en giro que exige la norma

---

<sup>205</sup> Se utiliza un 50% de excedencia en el caso de los SSMM de Cochamó, de Hornopirén, y de Aysén, General Carrera y Palena.

técnica para los SSMM, la que corresponde al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

La última y tercera etapa es un **modelo de despacho horario**, al tener definida la expansión segura del sistema, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades presentes en el proyecto de reposición eficiente y futuras expansiones. Simulando la operación de despacho horario del sistema, considerando curvas de consumos específicos, rampas y tiempos de operación de unidades, costos variables, etc.

Con el proyecto de reposición eficiente definido se determina el CTLP que corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en los que cae la empresa durante un período tarifario de cuatro años del proyecto de reposición eficiente. Este cálculo es esencialmente un análisis de costos, que se realiza de manera separada para generación y transmisión para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global. Los valores anualizados de inversión y costos de generación se calculan utilizando una tasa de descuento igual a 10%. Finalmente tomando en consideración el estudio de costos del proyecto de reposición eficiente y las consideraciones de análisis se termina determinando el CTLP para cada SSMM.

### 11.1.3. Fórmulas Tarifarias e Indexación

Una vez determinados los CID y CTLP de cada sistema mediano por parte de la empresa consultora, la CNE realiza una instancia de comentarios y correcciones al informe del consultor, las cuales se incorporan en el informe para alcanzar un mayor consenso con la realidad del sistema, regulación y puesta en práctica que entrega la CNE con sus observaciones y recomendaciones. Con lo que se pueden determinar los precios nudo de energía y potencia de cada sistema, usando fórmulas y estructuras tarifarias junto a sus correspondientes formas de indexación.

A efecto de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, a las demandas facturadas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left( \sum_{j=1}^{NB} IAP_j \right)$$

Donde:

$$IAP_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

En las expresiones anteriores  $NB$  es el número de barras o nudos del sistema;  $IAP_j$  es el ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión asociado al nudo o barra  $j$ , expresado en \$/año;  $P_{jt}$  es la potencia de punta consumida en el nudo o barra  $j$ , expresada en kW;  $CDP_j$  es el costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de

generación y transmisión en el nudo o barra  $j$ , expresado en  $\$/kW/mes$ ;  $T$  es el número de años considerados en el período tarifario, en este caso 4 años; y  $r$  la tasa utilizada.

De manera similar, se definen los ingresos anuales equivalentes de energía esperados para el período, para los segmentos de generación, transmisión y para la totalidad del sistema, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento, al implementar los costos incrementales de desarrollo, a las demandas facturadas de energía esperadas para cada una de las barras del sistema, la expresión del sistema en conjunto es la siguiente:

$$IAE = \left( \sum_{j=1}^{NB} IAE_j \right)$$

Donde:

$$IAE_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CID_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

Con  $IAE_j$  siendo el ingreso anual equivalente de energía, en un período de 4 años, del sistema en su totalidad para cada barra, en  $\$/año$ ; y  $E_{jt}$  la energía facturada esperada en cada uno de los nudos o barras del sistema.

Finalmente mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, desagregadas tanto en generación como transmisión, en cada barra  $j$  del sistema, estos valores son constantes durante todo el período de tarificación, cada 4 años.

$$PNEL_j = CIDL_j \cdot \alpha_{Li}$$

$$PNEG_j = CIDG_j \cdot \alpha_{Gj}$$

$$PNE_j = PNEG_j + PNEL_j$$

Siendo  $PNEG_j$  el componente del precio nudo de energía correspondiente a la generación en la barra  $j$  expresado en  $\$/kWh$ ;  $PNEL_j$  el componente del precio nudo de energía correspondiente a la transmisión en la barra  $j$  expresado en  $\$/kWh$ ;  $PNE_j$  al precio nudo de energía en la barra  $j$  expresado en  $\$/kWh$ ;  $\alpha_{Gj}$  al factor de ajuste del componente del precio nudo de energía correspondiente a generación en la barra  $j$ ; y  $\alpha_{Li}$  al factor de ajuste para la componente del precio nudo de energía correspondiente a transmisión en la barra  $j$ .

Debido a que los ingresos de la empresa deben mantenerse constantes en términos reales de manera de no desvirtuar la matriz de costos, manteniendo y asegurando sus ingresos. Es necesario indexar de manera correcta las variaciones en la estructura de costos de la empresa durante el período tarifario. Para determinar las fórmulas de indexación, se analizan las estructuras de costos de inversión de los componentes de cada sistema de acuerdo a la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo

integran. Posteriormente se analizan y definen los indicadores que mejor representen la evolución de los costos de cada sistema. Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas se usan los siguientes indicadores:

- IPC: Índice de precios al consumidor, publicado por el instituto nacional de estadísticas.
- Precio Diésel: Precio vigente del petróleo diésel en cada sistema, según corresponda informado por cada empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses, en unidades de  $\$/m^3$ .
- Precio del gas: Precio vigente de gas natural en cada sistema, según corresponda informado por cada empresa, correspondiente al promedio de los últimos 3 meses, en unidades de  $\$/m^3$ . Para los SSMM de la empresa EDELMAG.
- CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, que corresponde al Consumer Price Index-All Urban Consumers (CPI), considerando el índice al tercer mes anterior al mes de la indexación.
- Valor del dólar: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en USA, publicado por el Banco Central.

En la Figura 11.1 se ilustra el actual proceso de planificación y tarificación de los SSMM, observándose las distintas etapas del proceso. La primera etapa consiste en una recopilación de antecedentes sobre los estados actuales de los sistemas, en la cual se realiza un catastro de las instalaciones de cada uno de ellos y sus respectivas proyecciones de demanda. En segundo lugar, se continúa con la planificación centralizada realizada por la consultora que desarrolla el plan de expansión óptima y proyecto de reposición eficiente, para determinar el CID y CTLP respectivamente, siendo su único objetivo la eficiencia de la empresa. La última tarea de esta segunda etapa consiste en definir las fórmulas de indexación, las cuales son utilizadas en la etapa posterior de resultados, acompañada de los costos de CID y CTLP para la determinación de las distintas tarifas por parte de la CNE en cada SM.

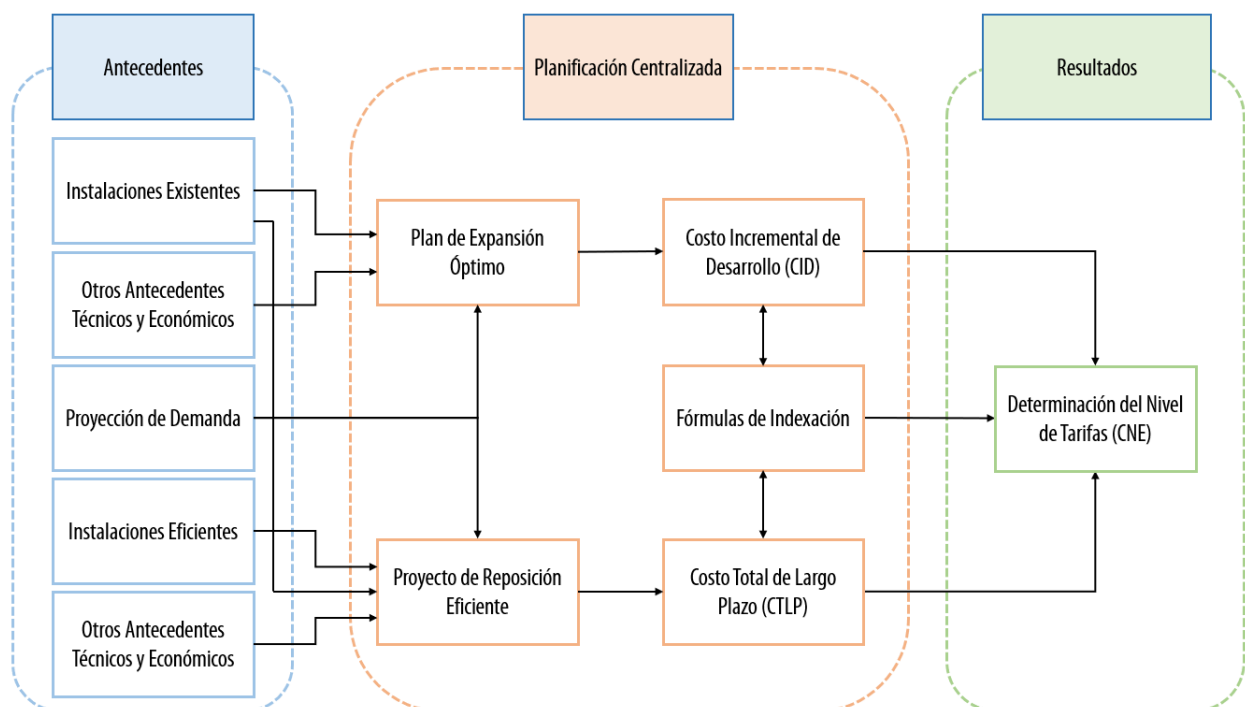


Figura 11.1. Actual Proceso de Planificación y Tarificación de los SSMM.

Fuente: Elaboración propia en base a [Proyecto de Ley SSMM \(MEN\)](#).



Para acercar más al lector a la realidad de estos sistemas, en la Tabla 11.3 se muestran los últimos valores obtenidos de CID y CTLP indexados a junio de 2018, junto a los precios de energía y potencia publicados para cada uno de los SSMM.

Tabla 11.3. Costos y precios de cada SSMM indexados a junio de 2018.

Sistema	Barra	CID [\$/MWh]	CTLP [\$/año]	Precio Energía [\$/kWh]	Precio Potencia [\$/kW/mes]
Punta Arenas	Punta Arenas	39,93	10.076.750.277	43,23	8.950,60
	Tres Puentes	39,93	6.475.303.672	52,15	8.950,60
Puerto Natales	Puerto Natales	38,89	2.710.497.415	43,28	8.990,90
Porvenir	Porvenir	43,83	2.045.564.942	54,96	6.439,65
Puerto Williams	Puerto Williams	115,94	1.129.769.504	154,52	15.529,95
Hornopirén	Hornopirén	10,99	1.838.497.794	112,32	7.419,88
Cochamó	Cochamó	70,03	1.450.804.729	130,42	11.375,28
Aysén	Aysén	52,25	1.787.611.527	58,51	6.385,58
	Chacabuco	54,05	1.542.286.074	58,51	6.385,58
	Mañihuales	54,39	169.475.362	58,51	6.385,58
	Ñirehuao	54,46	24.842.301	58,51	6.385,58
	Tehuelche	54,46	6.204.679.657	58,51	6.385,58
General Carrera	General Carrera	33,94	1.323.432.170	80,20	12.136,52
Palena	Palena	63,16	1.115.580.806	61,56	11.819,21

#### 11.1.4. Perspectivas de Desarrollo en los SSMM

En los últimos años el sector eléctrico chileno ha tenido un considerable aumento de fuentes de energías renovables en su matriz, llegando el SEN a contar con un 51% de su capacidad instalada basada en tecnologías renovables, principalmente solar y eólica<sup>206</sup>. Sin embargo, y a pesar de las modificaciones que se han incorporado en la regulación con el objetivo de incorporar más participación, este nivel de crecimiento no se ha podido emular en los SSMM, donde la transición hacia energías limpias ha sido más lenta debido a la rigidez que el actual proceso de planificación y tarificación de los SSMM genera en el desarrollo de proyectos, logrando en promedio solo un 16% de capacidad instalada renovable<sup>207</sup>. Los proyectos renovables actualmente se caracterizan por tener bajos costos de operación y tener una componente de inversión importante, donde el plazo de 4 años de la planificación actual resulta insuficiente para pagar los proyectos o entregar señales necesarias para los inversionistas. Otro tipo de desarrollo tecnológico que puede verse afectado por las características del proceso de planificación y tarificación de los SSMM, y que tiene un gran potencial para la macro zona sur, es el hidrógeno verde, donde aún se está a tiempo para incentivar el desarrollo de los cambios necesarios que permitan la entrada y masificación de estas tecnologías. Desde el MEN, a través un nuevo proyecto de ley para SSMM propuesto en septiembre del 2021, han hecho énfasis en que el cambio en estos sistemas es necesario para mejorar las tarifas y calidad de servicio<sup>208</sup>, remarcando la necesidad de incorporar proyectos pilotos y más generación renovable en la zona, modernizando la planificación de los SSMM e incentivando y apoyando la transmisión de sistemas aislados a SSMM de electricidad. Igualmente, se busca a futuro una mayor participación de la demanda o consumidores, la consideración de flexibilidad en la planificación y un aumento en la competencia dentro de estos sistemas.

El proceso actual considera el objetivo de eficiencia económica para la empresa modelo, la que termina siendo una guía a la cual debiese apuntar la empresa concesionaria de cada sistema. Este tipo de enfoque carece de un análisis de largo plazo que tome en consideración otros objetivos relevantes para el sistema y que conlleven un desarrollo que guíe hacia una operación segura y confiable mediante la explotación de nuevas oportunidades y tecnologías. Se observa, por ejemplo, la ausencia de mecanismos que permitan una participación de los consumidores en los procesos de planificación u operación, ya sea gestionando su demanda para ofrecer servicios de respuesta de demanda, o mediante la instalación de proyectos de generación distribuida. La competencia es también un factor clave en el desarrollo de estos sistemas, ya que el esquema de empresa modelo parte del hecho que una sola empresa, o la empresa con la mayor participación, es la encargada de suministrar la totalidad de la demanda, lo que si bien es representativo de la realidad de estas zonas, a la vez coarta la posibilidad de que nuevos agentes ingresen en estos mercados. Por último, el proceso actual resulta poco flexible, puesto que no considera la evaluación de escenarios de riesgo o no contempla herramientas de ajuste dentro del período para el cual es válida la planificación.

Es así que en el nuevo proyecto de ley para SSMM propuesto por el MEN, se plantean tres pilares esenciales que buscan mejorar la situación de los SSMM y permitir la integración de energías renovables y proyectos pilotos. Estos pilares son:

- I. Modernizar la planificación, haciendo robusto el proceso con principios modernos y facilitando la transición energética,

---

<sup>206</sup> Fuente: [Alcances del anteproyecto que modifica los sistemas medianos.](#)

<sup>207</sup> Fuente: [Alcances del anteproyecto que modifica los sistemas medianos.](#)

<sup>208</sup> Referencia: [Proyecto de Ley Sistemas Medianos, MEN](#)

- II. Aumentar la participación de empresas y comunidades, transparentando el proceso tarifario, al hacerlo más participativo y consistente,
- III. La incorporación de energías renovables y proyectos pilotos, entregando señales correspondientes para incentivar la inversión en estos proyectos.

Específicamente, el proyecto de ley busca obtener mejores condiciones para la remuneración a los inversionistas de tecnologías renovables, extendiendo su pago durante tres períodos tarifarios, es decir 12 años, lo que les permitiría contar con mayor certidumbre respecto a la recuperación de los costos de inversión incurridos, a diferencia del proceso actual en donde solo se cuenta con un período tarifario, para luego de ello depender de los resultados del siguiente proceso de tarificación. Para proyectos pilotos, como el hidrógeno verde o almacenamiento, se busca flexibilizar la regulación para que este tipo de pilotos puedan probar este tipo de tecnologías en los distintos SSMM y que esto ayude a lograr una masificación de este tipo de tecnologías, las cuales en el proceso actual no cuentan con mecanismos especiales que habiliten su desarrollo. Se busca además un cambio en los criterios de planificación, que actualmente persigue como objetivo único la eficiencia económica de la empresa de referencia, para dar paso a un proceso que, además de poseer eficiencia económica, sea capaz de aumentar la competencia, seguridad y diversificación de los sistemas. Por otro lado, el acompañamiento a desarrolladores de proyectos, los registros de proyectos y los registros de participación ciudadana serán exigidos por ley y definidos por reglamento, lo que representa un gran cambio en comparación a la regulación actual donde la participación de los consumidores es de carácter voluntario o simplemente no existe la regulación que permita materializar esta participación. En conjunto, todas las medidas planteadas en el proyecto de ley, buscan favorecer el desarrollo íntegro del sistema y la zona en que se encuentra presente.

Una temática fundamental que se debe mencionar, debido a su gran potencial para la zona del sur del país y sistemas medianos como aislados, es el desarrollo de plantas de hidrógeno verde operando con energía verde proveniente de parques de generación eólica. Chile tiene una gran oportunidad de desarrollar una industria competitiva de hidrógeno verde, usando energía proveniente de recursos renovables con costos reducidos, que permitan elaborar un energético de uso local y de exportación, fomentando una economía sustentable en torno a este. Lo anterior además otorga un valor verde a los productos desarrollados usando la marca de energías de Chile, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero de transporte y un nuevo energético limpio que puede ser utilizado por el resto del mundo y sus procesos productivos, asociado a la búsqueda de que Chile se convierta en el productor principal de este insumo mediante su producción en el sur del país. Uno de los puntos esenciales para el desarrollo de esta industria es la entrega de señales regulatorias y financieras claras, que de manera transparente le abran las puertas al desarrollo de esta industria y que le permitan convertirse en el eje trascendental del desarrollo y crecimiento de los sistemas de potencia que la alimentarán. Cabe destacar además que las expectativas de desarrollo de esta tecnología en la zona son ambiciosas, tal que el crecimiento deseado podría superar el límite superior que define a los SSMM<sup>209</sup>, requiriendo una coordinación similar a la observada en el SEN, antecedente que resulta favorable para la discusión sobre la eventual desagregación del segmento de generación.

---

<sup>209</sup> Fuente:

<https://www.terram.cl/2021/12/sigue-el-boom-por-el-hidrogeno-verde-gigante-francesa-se-suma-a-la-carrera-con-nuevo-proyecto-en-magallanes/>

Históricamente, el hidrógeno (H<sub>2</sub>) se ha producido a partir de combustibles fósiles a través de procesos que emiten gases de efecto invernadero, asociados a la industria química y refinerías de petróleo. En cambio, el hidrógeno verde ofrece la oportunidad de alimentar con energía eléctrica renovable la electrólisis del agua que permite separar sus componentes en hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>). Lo anterior representa toda una revolución respecto a la forma en que se consume energía en diversos procesos industriales, surgiendo el hidrógeno verde como una opción para el reemplazo de combustibles más contaminantes. Así, la Figura 11.2 ilustra un mapa conceptual de las ventajas y el potencial del hidrógeno verde tanto en reducción de emisiones como fuente de desarrollo económico.

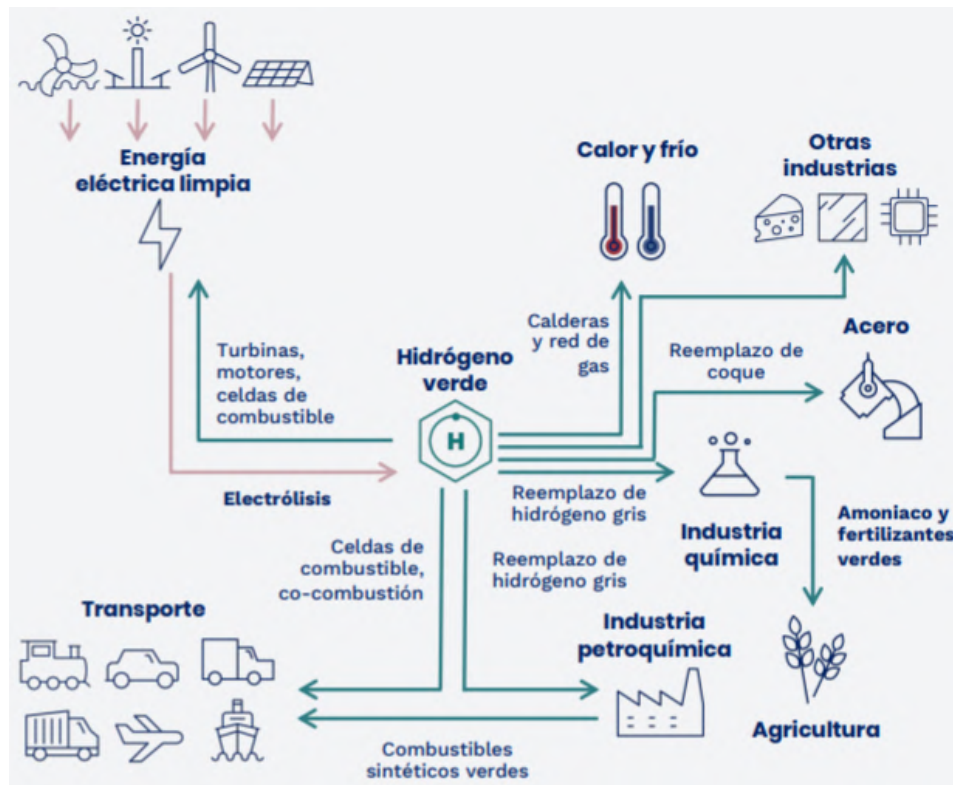


Figura 11.2. Potencial de utilización del hidrógeno verde<sup>210</sup>.

En los últimos años el costo nivelado de la generación renovable ha disminuido considerablemente, en un fenómeno que se espera continúe con esta tendencia y permita que los costos sigan bajando en el futuro. Esta reducción de costos ha permitido que la generación renovable se haya vuelto competitiva frente a tecnologías convencionales, especialmente en las zonas norte del país donde se alcanzan altos factores de planta para centrales fotovoltaicas (aprox. 35%), y en la zona sur con turbinas eólicas on-shore que alcanzan factores de planta de 60%, rango similar a turbinas off-shore en otros países<sup>211</sup>. Lo anterior sumado a las disminuciones en los costos de electrolizadores, están volviendo al hidrógeno verde en una opción competitiva a nivel doméstico e internacional. Junto a lo anterior, el abundante financiamiento para proyectos “verdes” y los beneficios tributarios actuales para el desarrollo de proyectos en zonas extremas son factores positivos que contribuyen a aumentar la competitividad de costos y atraer el interés de inversionistas. Es así como actualmente se estima que en Chile los costos nivelados de esta tecnología rondan entre 1.3 - 1.4 [USD/kg H<sub>2</sub>], convirtiéndolos en los costos más bajos

<sup>210</sup> Fuente: [Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde](#)

<sup>211</sup> Fuente: [Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde](#)

a nivel mundial, seguidos por Australia con 1.7 [USD/kg H<sub>2</sub>] y Estados Unidos, China y La Unión Europea con 2.1, 2.2 y 2.6 [USD/kg H<sub>2</sub>] respectivamente<sup>212</sup>. De esta manera, resulta fundamental la disminución de barreras de entrada y el desarrollo de una regulación que permita desarrollar de manera correcta y oportuna la industria de hidrógeno verde en Chile, tal que se genere una industria que sea capaz de competir en mercados internacionales y que, de la mano de las capacidades locales de financiamiento y ventajas en la generación eléctrica, construya ejes de desarrollo a nivel mundial en la macro zona sur del país.

#### 11.1.5. Comentarios Respecto al Proceso Actual Asociado a SSMM

Un comentario general respecto al desarrollo actual de los SSMM, que ha sido reconocido por otros diagnósticos, tiene que ver con la **baja penetración de energías renovables** en los sistemas. Principalmente son fuentes fósiles como gas o diésel los principales insumos energéticos utilizados para la generación eléctrica. Siendo la penetración de energías renovables como la eólica un porcentaje reducido. Sin embargo, las perspectivas tecnológicas a futuro y los desarrollos esperados en generación distribuida y proyectos que van a aumentar la demanda eléctrica, como el desarrollo del Hidrógeno Verde o electrificación de consumos como la calefacción, hacen pensar la necesidad de actualizar el marco regulatorio de los SSMM. En particular, actualizar los procesos de planificación y tarificación e incluso, en el futuro, considerar abrir a estructuras más competitivas algunos segmentos.

Respecto al actual sistema de regulación de naturaleza altamente **centralizada** con foco primario en eficiencia económica, basada para las componentes de generación y transmisión en planes de expansión que deben ejecutarse, es importante notar algunos elementos. En primer lugar, el esquema de regulación no genera incentivos a innovación o desarrollo de pilotos debido a la **naturaleza misma del proceso** de regulación, con pocas instancias de flexibilidad. De igual manera, al estar sujetos a **planes ejecutados cada 4 años**, es esperable que se fomente el desarrollo de tecnologías de generación de menores costos de inversión los cuales están alineados con dicha escala de tiempo de tal forma de minimizar riesgos.

La regulación actual de los SSMM tiene **elementos** de una regulación del tipo *cost-of-service*, donde la remuneración de las empresas se basa en la aplicación de tarifas que permitan recuperar los costos asociados junto a una ganancia razonable por la provisión del servicio, siendo el regulador quien define el requisito de ingresos que logra este objetivo. Este *cost-of-service* se calcula como la suma de los costos de operación, mantenimiento, depreciación, impuestos y un retorno en el valor de las inversiones asociados a los segmentos de transmisión y generación, donde los planes de expansión resultan de la simulación de una **empresa modelo** que teóricamente asegura una expansión eficiente. Sin embargo, el hecho de contar con planes de expansión vinculantes y el desarrollo al estar sujeto a asimetrías de información y supuestos de modelación, provoca que de igual manera se presenten algunos desafíos de este tipo de regulación tipo *cost-of-service*. Los desafíos de este tipo de esquema regulatorio altamente centralizado son conocidos e incluyen: pocos incentivos para reducir costos, así como una tendencia de las empresas a escoger un mix tecnológico inapropiado; una exacerbada asimetría de información con el regulador, al existir el incentivo a reportar costos mayores a los reales con el objetivo de aumentar los ingresos permitidos por el regulador (Dyck & Di Tella, 2002); y una tendencia a sobreinvertir caracterizada por el efecto Averch-Johnson. Adicionalmente, este esquema regulatorio requiere un fuerte involucramiento y recursos del regulador quien es el responsable de analizar y definir los planes

---

<sup>212</sup> Referencia: [Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde](#)

de inversiones (Joskow, 2005). Adicionalmente, el foco excesivo en minimizar los costos de la empresa asociada **no permite la evaluación efectiva de inversiones que aumenten el valor a los consumidores** (Malkin & Centolella, 2013), pues no se cuantifica de manera correcta otras alternativas que poseen un valor agregado distinto para el sistema y que pueden terminar a futuro en una solución más eficiente, tales como aportes a la flexibilidad, desarrollo sustentable del sistema o implementación de pilotos de tecnologías incipientes con gran potencial futuro. Finalmente esquemas del tipo *cost-of-service* resultan en que gran parte del riesgo está siendo gestionado por el regulador, no por las empresa que teóricamente son quienes están en mejor posición para gestionar y tomar las decisiones de inversión. Algunos de estos elementos descritos anteriormente se ven reflejados en el estado actual de desempeño de los SSMM, donde la **rigidez** del proceso de planificación ha ralentizado la transición energética, con una baja penetración de recursos de generación renovable y bajo desarrollo de proyectos piloto enfocados en nuevas tecnologías.

Por lo tanto en una primera etapa se hace necesario generar cambios al proceso de **planificación y tarificación** de tal forma de incentivar el desarrollo de pilotos y, progresivamente, ir aumentando el desarrollo de energías renovables, generación distribuida y otras tecnologías inteligentes, por mencionar un objetivo de interés. Lo anterior requiere **agregar otro tipo de objetivos** de mayor largo plazo, que permitan complementar la eficiencia económica del proceso, como por ejemplo establecer objetivos explícitos para aumentar los niveles de generación distribuida y renovable, con alguna meta en particular a cumplir durante un horizonte definido. Relacionado con el anterior punto, se hace necesario agregar señales de mayor **largo plazo** para el desarrollo de proyectos renovables y pilotos, por ejemplo a través de procesos de subastas diferenciadas por tecnologías para contratos con plazos mayores a los planes cuatrienales del proceso actual, ya que estos plazos pueden no ser suficientes para recuperar las inversiones realizadas y además, podrían convertirse en una fuente de incertidumbre respecto a los ingresos esperados una vez finalizado el período. No obstante lo anterior, es importante recalcar que estas mejoras debiesen implementarse principalmente en los sistemas de mayor tamaño, pues los sistemas pequeños es poco plausible el espacio para desarrollar proyectos con objetivos adicionales a la eficiencia económica de corto plazo. Similarmente, para el caso particular de pilotos es necesario evaluar caso a caso los impactos en tarifas y la eventual necesidad de recursos adicionales para su implementación (e.g., asociado al desarrollo de alguna política pública específica). El hecho de que el actual esquema de regulación se base en una planificación centralizada y planes de obra vinculantes facilita la incorporación de otros objetivos de interés, sin embargo se hace necesario evaluar cómo esto podría afectar en los incentivos y riesgos que observan los agentes al momento de invertir en el desarrollo de proyectos. Lo anterior podría generar la necesidad de hacer una transición hacia otros esquemas de regulación por incentivos con distintos tipos de reconocimiento de legado y planes de expansión, no necesariamente vinculantes (tal como ocurre, por ejemplo, en la regulación de la distribución en el Reino Unido).

En una segunda etapa, otro elemento a considerar frente a un posible futuro escenario de expansión de la generación distribuida, es una **separación del segmento de generación** de la planificación centralizada, abriendo el segmento de generación a mecanismos con una mayor nivel de competencia de mediano y corto plazo. Lo anterior a través del desarrollo de licitaciones, subastas o mercados locales de electricidad como se explica en la siguiente sección lo cual se podría ver impulsado por el avance de tecnologías de la información que puedan reducir los costos administrativos del proceso. Un elemento crítico tomando en consideración lo reducido de los sistemas.

## 11.2. Alternativas de Implementación para Esquemas de Transacción de Energía de Corto y Largo Plazo

La integración vertical en estos sistemas de tamaño moderado, si bien busca lograr una eficiencia productiva reduciendo las posibilidades de prácticas monopólicas o poco competitivas, constituye un esquema donde la mayor parte del riesgo es asumido por los consumidores y una barrera de entrada en aquellos sectores que, durante los últimos años, han evidenciado un notable aumento de nuevos agentes debido a mejoras en costos, tiempos y facilidades de construcción y operación, como lo ha sido el sector generación en el SEN, especialmente mediante tecnologías de generación no convencionales y recursos distribuidos. Debido a lo anterior es que se analiza un potencial esquema donde se mantiene la integración vertical en los segmentos de distribución y transmisión, abriendo el segmento de generación a algún tipo de esquema de mercado.

Una potencial liberalización del segmento de generación, mediante la implementación de esquemas de naturaleza más competitiva de largo plazo, a través de licitaciones, o de corto plazo, mediante subastas asociadas a la operación de un mercado eléctrico de corto plazo, constituyen una oportunidad para lograr un desarrollo competitivo de manera más flexible que el esquema tradicional, cumpliendo a la vez con el objetivo de abastecer la demanda de manera eficiente, segura y a mínimo costo. Adicionalmente, debido a la diversidad que existe entre los distintos SSMM, no resultaría pertinente la aplicación por igual de un mismo esquema de transacción de energía en cada uno de estos sistemas, especialmente si se considera la gran diferencia de tamaño que existe entre algunos de estos. De esta manera, la implementación de un nuevo esquema se debe realizar solamente en aquellos sistemas donde el cambio es justificado ya sea por la escala del mismo o por el potencial que posee el sistema para el desarrollo de futuros proyectos y tecnologías que tal como se presentó son relevantes en algunas áreas, además de mostrar condiciones de competencia que propicien un desarrollo adecuado de estas instancias de mercado.

A continuación se realiza una revisión de distintas alternativas para esquemas de transacción de energía considerando una potencial liberalización del segmento de generación, tales como:

- Esquemas basados en licitaciones de largo plazo por infraestructura,
- Licitaciones de largo plazo por contratos,
- Mercados locales de electricidad de corto plazo con distintos niveles de centralización en el caso de sistemas con potencial de desarrollo de generación distribuida,
- Esquemas colaborativos de uso de recursos distribuidos (*peer-to-peer markets* con transacciones directas entre los actores, sin intermediarios).

### 11.2.1. Licitaciones de Largo Plazo

Las licitaciones de largo plazo, ya sea por infraestructura o por contratos de energía, constituyen una alternativa que permite disminuir la exposición al riesgo que enfrentan los generadores, al poder asegurar un ingreso fijo durante el período licitado según las condiciones que se estipulan. En particular, las licitaciones por infraestructura tienen similitudes con un mercado de capacidad, donde la remuneración va ligada a la capacidad instalada del recurso de generación y ésta se realiza independiente de que se produzca o no energía. Por otro lado, las licitaciones pueden tener una

estructura similar a contratos de energía, donde se remunera por la energía producida a un precio fijo previamente determinado, para así ser el generador quien gestiona directamente el riesgo, que en el caso del SEN corresponde a los costos de oportunidad respecto al costo marginal del sistema y en el caso de SSMM, ante la ausencia de un mercado de corto plazo, la gestión de riesgo debiese considerar la posible variación en los costos asociados a los insumos de generación, relevante especialmente para unidades de generación térmica. Ciertamente el diseño de los productos y estructura de la licitación deberá ir evaluándose en función de las necesidades del sistema. Particularmente, cuando la penetración de recursos variables aumente, nuevos productos asociados a requerimientos de flexibilidad podrían ser necesarios de considerar en las licitaciones.

Una de las principales ventajas de este tipo de esquemas es que entrega a los generadores una señal de inversión estable y predecible en el tiempo, lo que facilita la toma de decisiones para aquellos agentes interesados en ingresar al mercado, entregando certidumbre financiera mientras se encuentre vigente el horizonte de la licitación. Del mismo modo, disminuye el riesgo que observa la demanda durante el horizonte de validez de la licitación, puesto que el precio no debiese verse modificado por eventos específicos y son los generadores quienes deben internalizar dicho riesgo. Así, el generador debe ser capaz de ganar la licitación con un precio que sea lo suficientemente bajo como para ser adjudicado y lo suficientemente alto como para maximizar sus ingresos y cubrirse ante eventos que aumenten los costos de generación o costos de oportunidad. Un parámetro relevante a definir en este tipo de mercados es el plazo que abarca la licitación, ya que plazos muy largos pueden ser buenos desde el punto de vista del generador, al asegurar un ingreso estable durante un mayor horizonte, pero generan un mercado poco flexible ante cambios en la estructura de costos, pudiendo producirse escenarios donde el precio de licitación se mantiene alto respecto al costo de mercado, o viceversa. Por otro lado, plazos muy cortos pueden no entregar las señales de inversión adecuadas para el desarrollo de proyectos que requieran de un mayor *payback*.

### 11.2.2. Mercados Locales

La descentralización de los mercados eléctricos, en particular en el sector de generación, ha contribuido en un aumento significativo de los agentes que participan de las instancias de mercado. Adicionalmente, durante los últimos años el crecimiento de proyectos de generación distribuida y la participación de nuevas tecnologías, como almacenamiento y respuesta de demanda, han generado desafíos aún mayores para la coordinación de sistemas eléctricos, que de por sí ya eran bastante complejos. Es así como en Reino Unido y diversos lugares de Europa han surgido esquemas de Mercados Locales para sistemas de diverso tamaño como una solución al desafío impuesto para la coordinación de todos estos recursos<sup>213</sup>.

Los Mercados Locales hacen referencia a aquellas iniciativas por implementar un mercado que coordine la generación, almacenamiento, transporte y consumo de energía dentro de un área geográfica particular y con recursos energéticos descentralizados, tales como energías renovables, almacenamiento, respuestas de demanda, etc. Lo anterior con el objetivo de que todos estos agentes cooperen en conjunto para conseguir una operación segura y a la vez conseguir una mayor participación e involucramiento por parte de estos agentes.

---

<sup>213</sup> Fuente: <https://es.catapult.org.uk/report/the-policy-and-regulatory-context-for-new-local-energy-markets/>



Según información publicada por ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity)<sup>214</sup>, en la actualidad se han desarrollado y probado distintas plataformas de mercado de este estilo para realizar transacciones de energía, incluso mediante transacciones *peer-to-peer*. Estas plataformas suelen estar restringidas a regiones o comunidades particulares, generalmente definidas por las limitaciones de red, lo que permite identificar semejanzas con las restricciones de conexión que presentan los SSMM debido, en este caso, a su geografía. Entre los principales proyectos destacan EM-Power, Centrica en Cornwall y Coordinet<sup>215</sup>, que cuentan con un portafolio de proyectos de diverso tamaño, la mayoría con una escala similar a la observada en los SSMM, y que mediante su operación han conseguido un aumento de producción local y un relajo en los niveles de congestión en las redes de transmisión y distribución, junto con otros resultados positivos en cuanto a flexibilidad y sustentabilidad que han sustentado que este tipo de esquema se continúe utilizando.

Uno de los aspectos relevantes de los Mercados Locales es que son capaces de mejorar la suficiencia del sistema y prevenir congestiones, mediante el incentivo al uso de generadores para autoconsumo y como fuentes de flexibilidad. Desde el punto de vista de la competencia, los Mercados Locales pueden contribuir a la mitigación de poder de mercado, en particular gracias a la participación de la respuesta de demanda<sup>216</sup> y su rol en disminuir eventos críticos o de congestión. De esta manera resulta relevante destacar que la potencialidad de los Mercados Locales es aprovechada de mejor manera cuando, tanto generación y demanda, poseen acceso a una gestión inteligente de energía, mediante equipos de gestión inteligente de energía y recursos de almacenamiento, que permitan un uso adecuado de los excedentes producidos. Lo anterior da cuenta del alto nivel de coordinación con que se debe contar para un funcionamiento ideal de estos recursos, por lo que su implementación puede resultar poco adecuada si no se cuenta con la infraestructura de comunicación y gestión necesaria.

Adicionalmente, esquemas de Mercados Locales basados en transacciones del tipo *Peer-To-Peer* requieren de infraestructura de medición y automatismos avanzados que permitan transacciones entre los agentes de manera simple y reducir los costos asociados a estas transacciones. Es así como en ciertos pilotos, como Pebbles en Dinamarca<sup>217</sup>, Enervalis<sup>218</sup> y Coordinet se han desarrollado soluciones basadas en Blockchain para entregar seguridad y rapidez a las transacciones de mercado realizadas.

### 11.2.3. Mercado de Corto Plazo (Modelo Actual SEN)

Los mercados de corto plazo suelen ser entendidos como aquellos mercados que toman lugar el día anterior al momento en que se realiza la generación y consumo de la energía transada, incluyendo todas las posibles etapas intermedias posteriores, como mercados intradiarios o mercados de balance en tiempo real<sup>219</sup>. Este tipo de mercados son muy importantes para responder a la variabilidad del sistema eléctrico, entregando a los generadores la posibilidad de transar energía con menor incertidumbre de sus condiciones operacionales, lo que resulta especialmente útil para generadores renovables que pueden ajustar sus pronósticos más cerca del momento del despacho.

---

<sup>214</sup> Fuente: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/local-energy-trading>

<sup>215</sup> Fuente: <https://empowerweb.org/>, <https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market> y <https://coordinet-project.eu/>

<sup>216</sup> Fuente: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7858975>

<sup>217</sup> Fuente: <https://pebbles-projekt.de/en/>

<sup>218</sup> Fuente: <https://enervalis.com/enervalis/news/worlds-first-full-smart-energy-community-with-blockchain-technology/>

<sup>219</sup> Fuente: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917302428>

En sistemas descentralizados, la coordinación de estos recursos de manera segura y eficiente en un mercado de corto plazo está generalmente a cargo de un Operador Sistema. Esta figura se encarga de recibir información por parte de los agentes y optimizar el programa de despacho considerando restricciones técnicas del parque y asegurando la operación a mínimo costo. Este programa de despacho define las posiciones de generación que deberá tener cada agente, así como también determina el costo marginal del sistema, usualmente con resolución horaria, que permite remunerar a cada uno de los participantes.

La resolución horaria de este mercado lo convierte en un esquema más volátil respecto a las condiciones de operación, tales como congestiones, disponibilidad de insumos de generación, precios de combustible, etc. Esto a su vez genera mercados atractivos, ya que genera la ocurrencia de precios altos de energía durante ciertas horas del día, incentivando a los agentes a lograr ser asignados y rentar durante estas horas<sup>220</sup>, pero por otro lado dificulta presupuestar ingresos en horizontes más largos, debido al mayor nivel de incertidumbre involucrada.

Un aspecto relevante a mencionar es que los esquemas de mercado de corto plazo con remuneración basada en costos marginales tienen su origen en sistemas eléctricos con una composición distinta a la actual. La presencia de recursos de energía variable, almacenamiento y respuesta de demanda han generado grandes desafíos en este esquema, tanto a nivel de complejidad de implementación como de las señales de precio que se generan. Este último punto se debe principalmente a que las unidades variables son consideradas con un costo variable nulo, por lo que una alta presencia de este tipo de tecnologías puede establecer costos marginales iguales a cero en el sistema, reduciendo así drásticamente los ingresos percibidos por el resto de los agentes<sup>221</sup>, en magnitudes que posiblemente no fueron consideradas al momento de evaluar cada proyecto, y siendo un ejemplo de los riesgos asociados a la operación del generador, particularmente respecto a la volatilidad antes mencionada.

---

<sup>220</sup> Fuente: <https://www.psi.de/en/psi-energymanagement/magazin/energy-trading-on-short-term-markets/>

<sup>221</sup> Fuente: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7858975>

### 11.3. Propuesta para la Desintegración del Segmento Generación Respecto de los Segmentos de Transmisión-Distribución en SSMM

Actualmente los segmentos de generación, transmisión y distribución operan bajo una lógica centralizada de tarifas reguladas. En la mayoría de los sistemas es una misma empresa que se hace cargo de los tres segmentos, una integración vertical. Donde los segmentos de generación y transmisión basan sus tarifas en procesos de planificación centralizada y planes de expansión con obras vinculantes mediante la expansión de una empresa modelo con legado. Por otro lado, el segmento de distribución está basado, al igual que en el SEN, mediante una regulación por incentivos donde se calculan tarifas en base a la expansión de una empresa modelo sin legado, sin existencia de obras vinculantes.

Las perspectivas futuras de desarrollo de tecnologías de generación distribuida, almacenamiento y proyectos intensivos en el uso de energía, que requerirán proyectos de generación probablemente específicos para cada proyecto pero que podrían contar con excedentes, generan condiciones para evaluar las perspectivas de desintegrar el segmento de generación y abrirlo a procesos más competitivos.

Históricamente la evolución natural de una organización verticalmente integrada como la apreciada en la Figura 11.3 tiene distintos niveles, dependiendo de los segmentos y niveles donde mercados competitivos se integran.

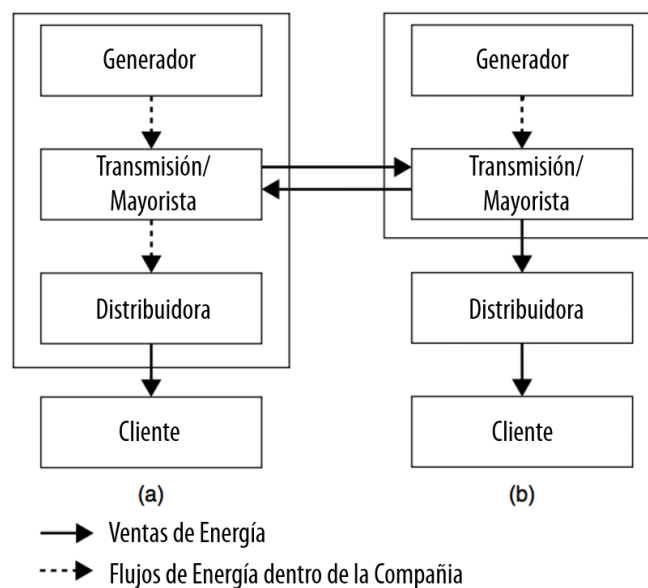


Figura 11.3. Monopolio Regulado (Kirschen y Strbac, 2004).

Un primer nivel de competencia se aprecia en la Figura 11.4, donde la figura de Productores Independientes de Potencia (IPP) pueden participar. En esta estructura algún mecanismo de licitación o similar se debe implementar para que esos productores entreguen la energía generada a la empresa verticalmente integrada que en el caso (a) tiene sus propios medios de generación. Un nivel con mayor competencia es que existe una agencia que centralizadamente compra desde los IPP, también materializado a través de licitaciones, y esa agencia que compra de manera mayorista vende a distribuidoras que también están desagregadas. En este modelo los precios de compra y venta de la

agencia están regulados al ser un monopolio con las distribuidoras y un monopsonio con las IPPs. Luego, no tiene el nivel de competencia de los siguientes niveles donde hay explícitamente mercados mayoristas y minoristas.

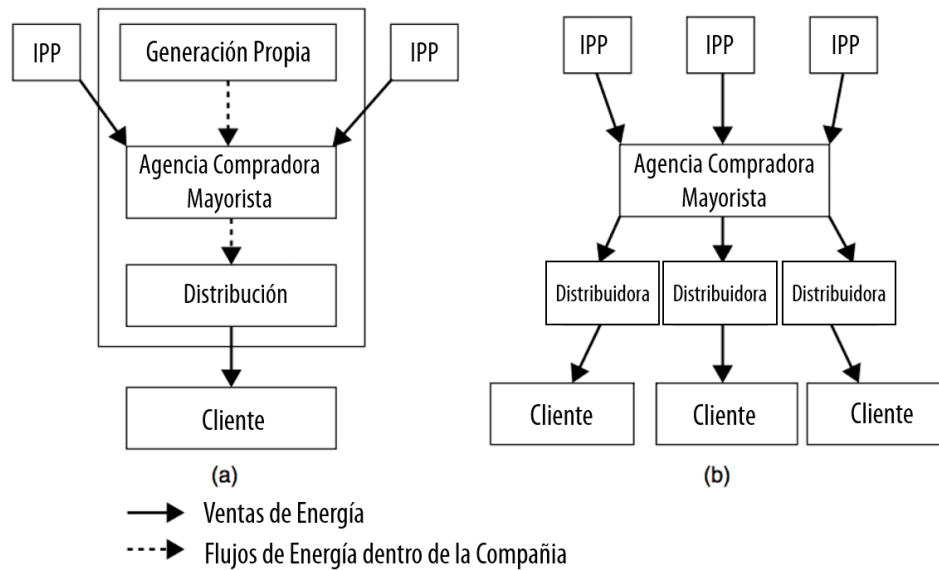


Figura 11.4. Primer nivel de competencia integración de IPPs (Kirschen y Strbac, 2004).

En este modelo no hay una agencia central única de compra para la generación. Existe implementado un mercado mayorista de generación donde participan generadores y distribuidoras y clientes de gran tamaño. Esta es la estructura actualmente implementada en el SEN. Existen distintas formas de organizar el mercado mayorista, ya sea través de un esquema centralizado (tipo pool) como sería el caso Chileno y diversos sistemas en Norteamérica, o esquemas más descentralizados basados en acuerdos bilaterales o subastas simples como lo apreciado en el caso Europeo y países Latinoamericanos como Colombia. Desde el punto de vista de la implementación, los mercados mayoristas de corto plazo requieren contar con un operador del mercado, niveles de competencia adecuados, y una serie de procesos que complejizan su ejecución. Por lo tanto, en sistemas de la escala de los SSMM este tipo de estructura se ve poco plausible de implementar en el corto y mediano plazo. No obstante, estructuras de mercado locales como las descritas en la sección anterior podrían ser una alternativa a evaluar en los SSMM donde resulte pertinente.

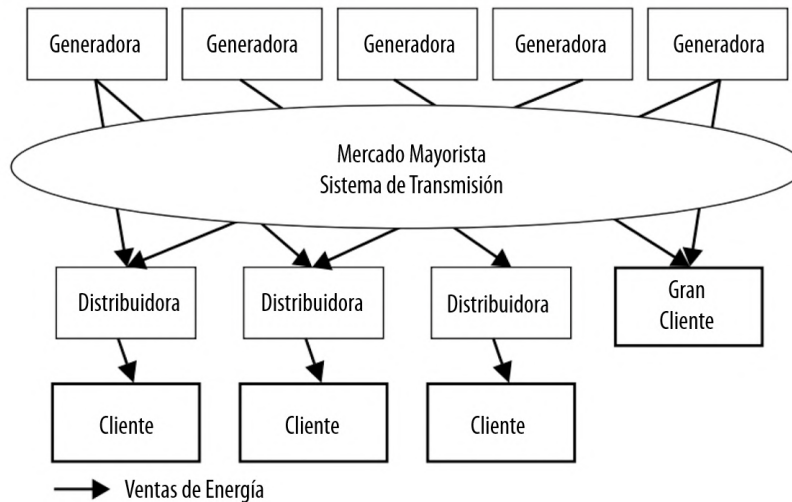


Figura 11.5. Segundo nivel de competencia implementación mercado generación mayorista (Kirschen y Strbac, 2004).

Finalmente, en esta visión conceptual de arquitecturas de organización se encuentra el descrito en la Figura 11.6 donde no solo existe implementado un mercado mayorista, sino también un mercado minorista donde comercializadores y consumidores participan en este mercado de comercialización alojado en las redes de distribución. Este tipo de estructura es la que ha estado bajo discusión en el SEN durante los últimos años, pero nuevamente la escala y ámbito de los SSMM hacen poco plausibles en el corto plazo la implementación de estos esquemas, tomando en consideración los costos administrativos asociados.

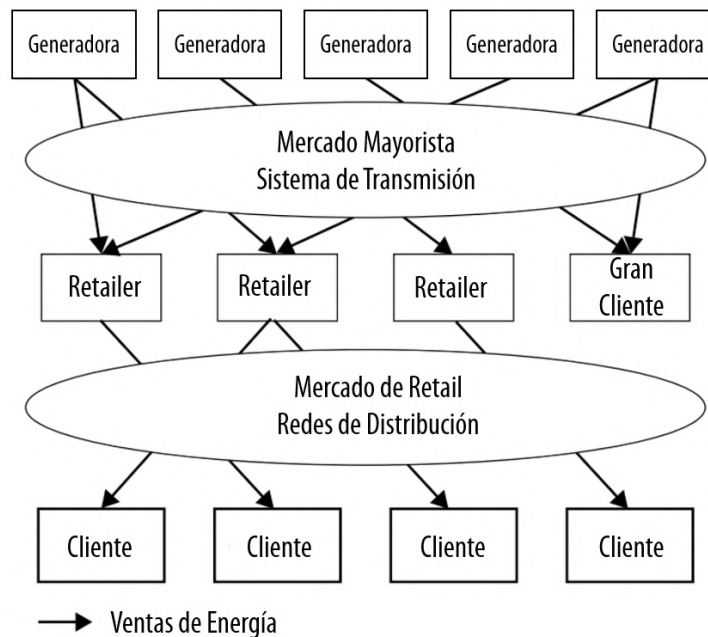


Figura 11.6. Tercer nivel de competencia implementación mercados mayoristas y minoristas (Kirschen y Strbac, 2004).

### 11.3.1. Propuesta de Implementación

En base a la discusión anterior, y tomando en consideración la motivación del desarrollo de proyectos renovables y pilotos de otro tipo de tecnologías distribuidas, almacenamiento y similares es que se propone un esquema donde **productores independientes de potencia** (IPP) puedan integrarse paulatinamente en los SSMM. De esta manera, el objetivo es generar instancias de competencia utilizando el mecanismo de licitaciones de largo plazo, mediante la consideración de licitaciones de generación llevadas a cabo dentro de los procesos cuatrienales, y en donde los resultados de estas subastas tengan un horizonte de validez mayor que 4 años, para así entregar señales de inversión acordes al *payback* de otras tecnologías. Un elemento relevante a considerar, para dar estos pasos de integración de nuevos actores y estructuras, tiene que ver con el **potencial esperado** de desarrollo de proyectos de generación en la zona que generen condiciones de competencia para la participación de nuevos actores, lo que sería un **indicador relevante** para comenzar este tipo de procesos. De igual manera el desarrollo adicional de tecnologías de recursos distribuidos y de información que permitan reducir costos administrativos asociados a la implementación de nuevas estructuras de mercado.

En régimen permanente y dadas las perspectivas de desarrollo, es plausible asumir que en algunos SSMM existan condiciones para que este mercado de generación opere en su totalidad mediante un esquema de IPPs, generando incluso oportunidades para un mercado de corto plazo que debieran evaluarse, mientras que el sector transmisión y distribución mantienen su carácter regulado con procesos de tarificación centralizados cada cierta cantidad de años. Sin embargo, en una primera etapa de implementación es esperable un período transitorio, ya que los proyectos de generación no serán suficientes como para implementar un mercado basado en su totalidad en IPPs. A la vez esto último es también una de las principales razones para adoptar un esquema de transacción de energía que incentive, a través de sus señales de inversión, la entrada de proyectos renovables y nuevas tecnologías. No obstante lo anterior, es importante recalcar que estas modificaciones debiesen implementarse principalmente en los **sistemas de mayor tamaño (actual o esperado)**, pues los sistemas pequeños es poco plausible el espacio para desarrollar proyectos con objetivos adicionales a la eficiencia económica de corto plazo, así como las condiciones para el surgimiento de IPPs.

La propuesta no necesariamente requeriría un cambio radical al esquema actual pues bastaría en una primera etapa con permitir que la empresa concesionaria considere procesos de licitación específicos para desarrollar los proyectos de generación y los resultados de las subastas se incorporen en la determinación de tarifas<sup>222</sup>. De esta forma se generarían incentivos por ejemplo a licitar pilotos, o tecnologías específicas que vayan alineadas con los objetivos de política pública que se quieran ir desarrollando en las distintas zonas. La definición de qué dimensiones considerar, por ejemplo respecto al tipo de pilotos, deberá evaluarse caso a caso de tal forma de hacer conciliar objetivos de corto (e.g., tarifas) y largo plazo (e.g., desarrollo de tecnologías). Una visión general del esquema propuesto se aprecia en la Figura 11.7.

---

<sup>222</sup> Cabe destacar que el proceso actual realiza un catastro de proyectos, informados por desarrolladores, que se utilizan como unidades candidatas en el plan de expansión. Sin embargo, una licitación permite mayor flexibilidad respecto a la incorporación de otras dimensiones de la operación, además de facilitar la incorporación de nuevos agentes al mercado.

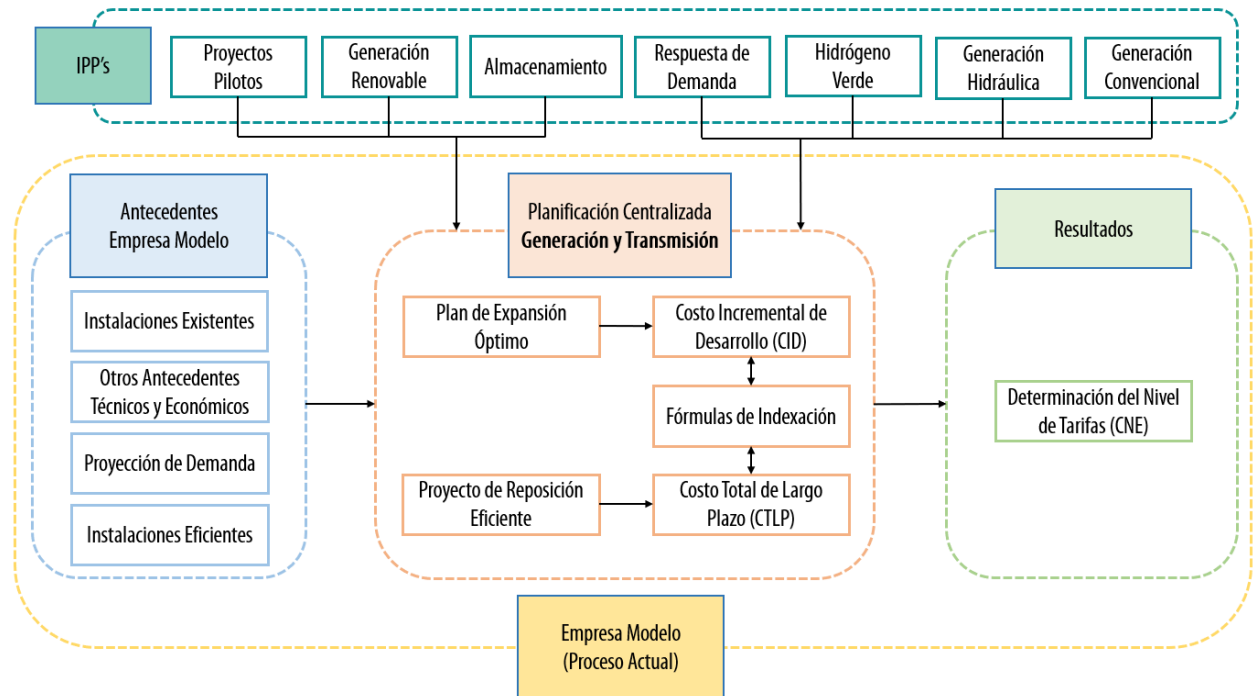


Figura 11.7. Esquema con IPPs y generación de la empresa.

El hecho de abrir el esquema hacía que IPPs puedan participar permitiría en el corto plazo el desarrollo de proyectos de interés, pero en el mediano y largo plazo incentivar que nuevos proyectos puedan participar vendiendo excedentes tomando en consideración los desarrollos tecnológicos esperados en estas regiones presentadas anteriormente. Desde el punto de vista de la implementación sí es importante **ponderar los costos administrativos** de diseñar e implementar este tipo de licitaciones.

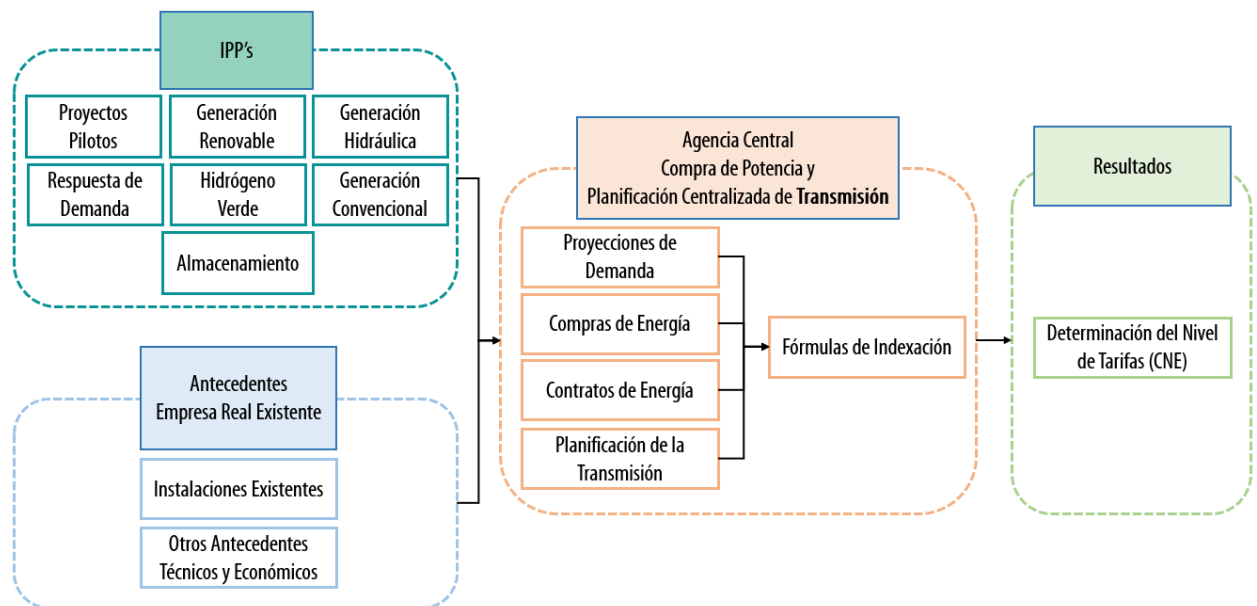


Figura 11.8. Esquema con Agencia Central de Compra.

Adicionalmente, bajo el escenario que los IPPs empiezan a participar de las licitaciones y existen perspectivas de desarrollo de proyectos, el esquema podría transitar hacia una siguiente etapa ilustrada

en la Figura 11.8. En este esquema está el surgimiento de una agencia de compra, similar al esquema (b) de la Figura 11.4, lo que sería en la práctica una **separación** del segmento generación hacia un esquema más competitivo, pero no al nivel de un mercado mayorista. En este caso el mecanismo de materialización serían licitaciones centralizadas organizadas por la autoridad.

Respecto a las perspectivas futuras, dado el tamaño de estos sistemas, las escalas de tiempo asociadas al desarrollo de proyectos, y la necesidad de cumplir otros objetivos de política pública de estructuras de mercados con competencia “*por el mercado*”, como podría catalogarse el esquema de agencia de compra, permiten al regulador ir delineando el desarrollo del sistema. Por otro lado, un mayor nivel de competencia materializada a través de un mercado mayorista, podría no generar las señales apropiadas para la inversión de nuevos proyectos. Por lo que si las tecnologías de información continúan su avance y la generación distribuida se masifica, estructuras del tipo de mercados locales *peer-to-peer* podrían ser una alternativa a evaluar, pero en un horizonte temporal de mayor largo plazo.

Los beneficios del esquema propuesto consisten en abrir paulatinamente el segmento de generación para la participación de IPPs alternativos a la empresa concesionaria, mediante la implementación de licitaciones en una primera etapa. Posteriormente, aumentando el número de IPPs en etapas posteriores, es posible hacer una **transición** hacia un esquema de agencia compradora. Todo lo anterior debiese mejorar las posibilidades del desarrollo de nuevos proyectos, al permitir el proceso de licitaciones de proyectos con atributos particulares o específicos, **posibilitando la ejecución** de las oportunidades de mejora del esquema actual en aquellos SSMM con perspectivas de desarrollo de nuevos proyectos. Adicionalmente, los costos administrativos asociados a la implementación de estas posibles subastas, las cuales pueden basarse ampliamente en las estructuras y procesos de aquellas que se llevan a cabo para clientes regulados en el SEN, podrían significar un ahorro en los costos de diseño e implementación de ellas. Sin embargo, analizar cuantitativamente los costos administrativos de puesta en marcha y los impactos reales que significaría en la entrada de oferentes, requiere de una serie de supuestos sujetos a un substancial nivel de incertidumbre, por ejemplo en lo que se refiere a potenciales nuevos participantes, proyectos a implementar en las regiones de interés, etc. En consecuencia, los resultados de cualquier análisis cuantitativo de esta naturaleza serían altamente dependientes de los supuestos que se tomen, siendo sus conclusiones de reducido valor para la toma de decisiones. Ejercicios cuantitativos deben enfocarse en estimar impactos **asumiendo** que existe entrada de nuevos agentes. Luego, dado que no es factible estimar probabilidades de entrada de nuevos agentes, los análisis deben enfocarse en sensibilizar la entrada de agentes y analizar su impacto.

### 11.3.2. Ejemplos Cuantitativos y Factibilidad

A continuación se añaden algunos ejemplos cuantitativos simples que buscan ilustrar potenciales efectos de una liberalización del segmento de generación en los SSMM, mediante el cálculo de cómo se ven afectadas las tarifas de los SSMM ante una variación en sus componentes asociada a generación.

De esta manera, se utilizó la base de datos dispuesta en los Anexos del Proceso de Tarificación 2018-2022 de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera<sup>223</sup>. En particular se utilizó el archivo “PNudo Edelayén\_CNE \$ \_Jun 2018.xls” que resume el cálculo de los precios nudo de energía y potencia en función de los costos incrementales de desarrollo (CID), costo total de largo plazo (CTLP), entre otros,

---

<sup>223</sup> Disponible en:

<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/proceso-de-tarificacion-2018-2022/>



separándolos además en sus componentes de generación y transmisión. Lo anterior permite aislar la componente de generación y aplicar sensibilidades sobre sus valores, tal que cubran las posibles variaciones que, al funcionar el mercado de manera desagregada, se podrían generar en el sector generación. Con lo anterior, se evalúa el impacto que tiene la variación de la componente de generación en el Precio Nudo resultado, tanto en Energía como Potencia.

En la Tabla 11.4 se observan los resultados de este ejercicio en el sistema mediano de Aysén con respecto al valor que adquieren el Precio Nudo de Energía y el Precio Nudo de Potencia ante distintas variaciones en su componente de energía, específicamente en la componente de generación del Costo Incremental de Desarrollo y la parte asociada a generación del Costo de Desarrollo de Potencia. A modo de referencia, se destaca que el Precio Nudo de Energía en la barra Alto Jahuel del SEN corresponde a 47.75 [\$/MWh] y el Precio Nudo de Potencia en la misma barra es de 6131.82 [\$/MWh].

Tabla 11.4. Ejemplo de efectos en el Precio Nudo de Energía y Precio Nudo de Potencia ante distintas variaciones en su componente de energía.

Variación en Componente Energía	PNE [\$/kwh]	Variación PNE	PNP [\$/kW/mes]	Variación PNP
-40%	40.4	-35%	4132.5	-35%
-30%	45.9	-26%	4695.8	-26%
-20%	51.4	-18%	5259.0	-18%
-10%	56.9	-9%	5822.3	-9%
<b>Original</b>	<b>62.4</b>	<b>0%</b>	<b>6385.6</b>	<b>0%</b>
+10%	67.9	9%	6948.9	9%
+20%	73.4	18%	7512.1	18%
+30%	78.9	27%	8075.4	26%
+40%	84.4	35%	8638.7	35%

Este tipo de ejercicios simples permiten ilustrar el impacto que tiene desagregar la componente de generación en la tarifa final, la cual, como se plantea en la propuesta debiese seguir siendo regulada. Luego, es relevante analizar la **factibilidad** de que se materialicen este tipo de variaciones una vez implementada la desagregación del sector generación. Así, la ocurrencia de estos impactos dependerá **directamente** del número de nuevos agentes entrantes y proyectos que se puedan ir materializando bajo las modificaciones implementadas, así como también de las características del esquema de subastas implementado y los resultados de éstas.

Considerando lo expuesto en la sección 11.1.4, sobre condiciones futuras de desarrollo para los SSMM, existe una gran potencialidad de escenarios asociados al desarrollo tecnológico que pueden favorecer a una materialización de disminuciones en el componente de generación, especialmente aquellos que

contemplan el uso de nuevas tecnologías, en donde escenarios con disminuciones en los costos de almacenamiento, costos de generación renovables y costo de generación distribuida, así como también el desarrollo y masificación de la industria del hidrógeno en la macrozona sur del país, son catalizadores claves para una disminución en los costos de generación.

Sin embargo, para que se pueda aprovechar todo este potencial resulta fundamental el desarrollo de una regulación y procedimientos que **disminuyan las barreras de entrada** y flexibilicen los procesos actuales, **facilitando** la entrada de nuevos agentes y proyectos al mismo tiempo que se entregan señales adecuadas que motiven su ejecución. Del mismo modo, se debe tener contemplada la posibilidad de que el desarrollo de estas nuevas tecnologías, especialmente la industria del hidrógeno verde, podrían llevar a la necesidad de una coordinación cada vez mayor de los recursos de estos sistemas e incluso a procedimientos similares a los llevados por el Coordinador Eléctrico Nacional en el SEN si es que estos sistemas crecen más allá del límite superior que define a los SSMM, lo que si bien puede ayudar a tener una operación más segura y confiable del sistema, incurrirá en mayores costos de operación asociados a la implementación y coordinación de procedimientos.

Por otro lado, las características de los productos asociados a las subastas son también un factor relevante al momento de materializarse estas variaciones en la componente de generación. Así, aspectos como el horizonte de las licitaciones, la definición de los atributos considerados en los productos a subastar (e.g., energía, potencia, etc.), cómo se empaquetan los productos (e.g., bloques, porcentajes de la demanda, etc.) resultan esenciales para los agentes al momento de determinar el rango de precios con los que se presentan ante una eventual subasta y, por lo tanto, el rango en que se encontrará finalmente el precio de adjudicación (Negrete-Pincetic, de Castro, & Pulgar-Painemal, 2015).

## 12. Conclusiones

En este documento se presentan los resultados del estudio “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”, desarrollado por Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., para la Comisión Nacional de Energía.

En la sección 1 se presenta una breve introducción y motivación para el desarrollo del estudio, además de presentar la estructura general del informe final, mientras que en la sección 2 se presentan el objetivo general y objetivos específicos de la consultoría.

En la sección 3 se describe la experiencia internacional de mercados eléctricos de referencia que utilizan esquemas de oferta de energía y reservas, y liquidación múltiple. En particular, se revisa la experiencia de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, España y Nueva Zelanda. Adicionalmente, se revisan aspectos de la reestructuración del mercado eléctrico colombiano, la crisis eléctrica de California y el proceso de transición del sistema eléctrico mexicano desde un esquema de mercado basado en costos auditados a uno basado en ofertas (parciales) de energía. En general, estos sistemas reflejan distintas filosofías de organización de la operación de los sistemas y mercados eléctricos, diferenciándose en sus niveles de centralización. Por otro lado, el desarrollo y operación de un mercado basado en ofertas supone un enfoque particular en el monitoreo de las condiciones de competencia en el corto, mediano y largo plazo, en un proceso de desarrollo y mejora continua que ha y continúa tomando, varios años.

En la sección 4 se realiza un análisis crítico respecto del funcionamiento actual del mercado chileno, en contraste con la experiencia de sistemas de referencia. Los diversos sistemas revisados coinciden en un diagnóstico similar, respecto a que existirá un aumento de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente, lo que supondrá una serie de cambios necesarios integrales y profundos. Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado y herramientas operacionales utilizadas. Es así como resulta manifiesta la necesidad primordial de avanzar hacia un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios. Adicionalmente, es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado, alineados con la visión del sistema eléctrico chileno y adaptado a las necesidades del nuevo paradigma tecnológico.

En la sección 5 se proponen dos esquemas de implementación de mercados eléctricos para el SEN basados en mecanismos de liquidación múltiple utilizando elementos de la revisión internacional, literatura especializada y elementos particulares del SEN recogidos a partir del análisis crítico de este. Las propuestas descritas resultan ser extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, sientan elementos de diseño, como la vinculación y múltiples etapas, y elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado, y se entienden como un paso previo hacia la implementación de esquemas basados en ofertas. Adicionalmente, cabe destacar que estos esquemas requieren cambios en los mercados de SSCC debido a la transición hacia un esquema más coherente que el diseño actual. En particular, se requiere modificar la forma en que se remunera la provisión de reservas de SSCC, transitando desde un esquema de remuneración del tipo pay-as-bid a uno del tipo pay-as-clear que genere las señales de inversión requeridas para el desarrollo de tecnologías de

generación flexibles que puedan responder a las necesidades de integración de fuentes ERV al SEN en el futuro. Respecto al actual mecanismo de suficiencia, las propuestas no generan necesidades adicionales de modificaciones a los mecanismos de suficiencia, más allá de los cambios que dicho mecanismo debiese tener. En particular, transitar desde uno basado en pagos administrativos como en el caso chileno, a uno basado en el desarrollo de mercados en los que los requerimientos de suficiencia se encuentran definidos en base a métricas y estándares de confiabilidad determinados, y donde el precio del servicio resulte en consecuencia de la competencia entre los agentes del mercado.

En la sección 6 mediante el uso de simulaciones se evalúa la operación esperada del sistema bajo los esquemas de mercado propuestos, enfatizando las ventajas y desventajas de su implementación en el SEN, en contraste con la situación actual. La evaluación se realiza utilizando una modelación detallada del SEN con múltiples consideraciones operacionales asociadas a tecnologías de generación, red de transmisión, sistema hídrico e información asociada al parque de generación actual. Dicho modelo de operación se utiliza como elemento central para la implementación de los distintos esquemas de liquidación múltiple lo que involucra un alto número de tiempos de simulación y manejo de datos.

A partir de los resultados obtenidos es posible apreciar cómo la vinculación, etapas intradiarias, mejora de pronósticos y el uso de co-optimización y modelos tienen impacto en el funcionamiento del mercado frente a diversos escenarios operacionales. En particular, es relevante destacar las ventajas que entrega el Esquema Propuesto 2, que incluye etapas intradiarias y despachos económicos con ventanas futuras, frente a una alta penetración de energías renovables variables, donde rampas intradiarias podrían ser un elemento relevante durante la operación.

Bajo un esquema vinculante existen incentivos para la realización de mejores pronósticos, ya que de lo contrario es factible verse expuestos a la incertidumbre de la demanda y el resto del parque de generación en tiempo real. Los resultados también reafirman el punto de que un diseño con mayores grados de libertad para mejorar los pronósticos permiten adaptar la información a los agentes con recursos variables a medida que se aproxima la operación en tiempo real, lo cual se ve alineado con los incentivos asociados en términos de las remuneraciones recibidas.

Por otro lado, los resultados muestran cómo, en términos de SSCC, un esquema de co-optimización con precio uniforme genera mejores señales de incentivo a nuevos participantes y tecnologías, pues así los costos de oportunidad por la provisión de estos productos son internalizados en las señales de precio que entrega el mercado. Lo anterior difiere del esquema actual donde los costos de oportunidad son calculados de manera discriminatoria a través de pagos laterales en base a los costos de operación individuales de cada agente.

En la sección 7 se presenta el diseño del mercado basado en ofertas propuesto, el cual se basa en el esquema de liquidación de múltiples etapas presentado con anterioridad, contando con similitudes en su modelación y etapas del día anterior e intradiarias vinculantes, las que se basan en la resolución de problemas de co-optimización de energía y reservas, así como precios uniformes para energía y capacidad de productos de reserva, con la salvedad de que la información de entrada se basa en una estructura de ofertas.

En la sección 8 se presentan los resultados del análisis cuantitativo del desempeño esperado del esquema de mercado propuesto considerando las características propias del SEN. Para cumplir con lo

anterior, se adaptan los desarrollos implementados en la simulación de mercados de múltiples etapas, para la consideración de un esquema de mercado basado en ofertas como el anteriormente descrito.

A partir de lo anterior se presentan simulaciones técnico-económicas cuya finalidad consiste en estudiar los distintos tipos de incentivos con los que podrían contar los agentes del mercado para modificar sus ofertas, evaluar los impactos en asignaciones, remuneraciones y costos marginales. Todo lo anterior en el contexto de un mercado de energía basado en ofertas de precio uniforme sin mecanismos explícitos de mitigación de poder de mercado como precios máximos, limitación del valor de ofertas de algunos agentes u otras medidas. Es importante recalcar que el objetivo de estas simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino evaluar y analizar los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas como el descrito, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.

Los resultados obtenidos son consistentes con los análisis de esquemas de múltiples etapas de liquidación presentados previamente, en cuanto al valor de los pronósticos. No existe una correlación directa entre los costos totales de operación del sistema y costos marginales, mientras que diferentes estrategias de oferta modifican el pre-despacho y despacho de diferentes mix de generación, los que responden de manera diferente a desviaciones. Escenarios que analizan condiciones estructurales actuales del sistema y condiciones de corto plazo dan cuenta del impacto de contar con una mayor holgura y capacidad de adaptación del sistema a los cambios en la curva de oferta, mientras que escenarios de reemplazo de generación en base a carbón al año 2030 dan cuenta de que los incentivos del esquema propuesto en un escenario de desarrollo futuro del SEN se mantienen.

En la sección 9 se presenta una revisión y análisis crítico de mecanismos de mitigación de poder de mercado en base a la implementación de precios máximos o de mecanismos de mitigación local de ofertas, así como de las principales metodologías para el análisis de las condiciones de competencia propuestas y utilizadas por las principales agencias de monitoreo de mercados eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente. Estos esquemas y mecanismos resultan necesarios para la operación eficiente en condiciones de competencia de mercados eléctricos, dada la complejidad de los mecanismos de mercado e interacción de los agentes. Sin embargo, cabe destacar que su implementación es altamente desafiante. A la fecha no existen herramientas cuantitativas robustas desarrolladas para esta tarea, en particular para mercados con la complejidad de los mercados eléctricos. Por lo tanto, el análisis deberá basarse en una multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos por un lado (e.g., índices estáticos, simulaciones basadas en mecanismos determinados, y rentas pivotaes, entre otros), y el análisis experto por el otro.

En la sección 10 se analiza el proceso de transición hacia un mecanismo de mercado de múltiples etapas basado en ofertas, y se realiza una detallada descripción de etapas y plazos asociados a dicha transición, la cual debiera tomar varios años. Si bien es de esperar que las condiciones de mercado futuras favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por el ingreso de nuevos actores y tecnologías, y la reducción de barreras para la competencia a nivel del SEN, la transición hacia un mecanismo de mercado basado en ofertas requerirá de una serie de etapas, horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución. Y aún cuando las etapas anteriormente descritas no requieren ser llevadas adelante de manera totalmente secuencial, incluso realizando actividades en paralelo, el plazo total de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición requerirá varios años.

Finalmente, en la sección 11 se entrega una visión general del estado actual y el modelo regulatorio vigente en la tarificación de los Sistemas Medianos (SSMM), realizado un diagnóstico de brechas existentes, especialmente enfocado en la rigidez del proceso actual y el efecto que esto ha tenido en la transición energética, donde se observa una baja penetración de recursos de generación renovable y bajo desarrollo de proyectos asociados a nuevas tecnologías. A partir de lo anterior, se realiza una propuesta de cambios que permita que productores independientes de potencia puedan participar en los SSMM, mediante la realización de procesos de licitación específicos para desarrollar los proyectos de generación y donde los resultados de las subastas sean incorporados en la determinación de tarifas. Es relevante destacar que estos cambios se ven motivados por la necesidad de integración de nuevos agentes, tecnologías, objetivos de política pública y capturar eficiencias adicionales a las capturadas por el actual modelo de tarificación-planificación centralizado basado en un proceso cuatrienal.

## Referencias

### Revisión de Mercados de Oferta y Liquidación Múltiple

(Benavides et al., 2018) Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. <http://hdl.handle.net/11445/3673>

(Ciarreta, Nasirov, & Silva, 2016) Ciarreta, A., Nasirov, S., & Silva, C. (2016). The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy policy*, 96, 700-710.

(Dictuc, 2021) Dictuc, “Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional,” 2021. Disponible en: [https://energia.gov.cl/sites/default/files/documentos/informefinal\\_-\\_estudio\\_del\\_tratamiento\\_general\\_de\\_la\\_potencia\\_para\\_clientes\\_finales\\_en\\_el\\_sen\\_-\\_dictuc.pdf](https://energia.gov.cl/sites/default/files/documentos/informefinal_-_estudio_del_tratamiento_general_de_la_potencia_para_clientes_finales_en_el_sen_-_dictuc.pdf)

(Hernández, 2016) Hernández Romero, A. (2016). Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/132455226.pdf>

(Herrero et al., 2018) I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle. “Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources”. *Energy Journal*, 39(3), 141–165, 2018. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.3.iher>

(Hogan & Jackson, 2012) Hogan, S., & Jackson, P. (2012). A critique of Wolak's evaluation of the NZ electricity market: The incentive to exercise market power with elastic demand and transmission loss. *New Zealand Economic Papers*, 46(1), 11-23. Disponible en: [https://www.nzae.org.nz/wp-content/uploads/2011/08/Jackson\\_and\\_Hogan\\_Critique\\_of\\_Wolaks\\_Evaluation\\_of\\_the\\_NZ\\_Electricity\\_Market.pdf](https://www.nzae.org.nz/wp-content/uploads/2011/08/Jackson_and_Hogan_Critique_of_Wolaks_Evaluation_of_the_NZ_Electricity_Market.pdf)

(Khazaei, Zakeri, & Oren, 2017) Khazaei, J., Zakeri, G., & Oren, S. S. (2017). Single and multisettlement approaches to market clearing under demand uncertainty. *Operations Research*, 65(5), 1147-1164. Disponible en: <https://oren.ieor.berkeley.edu/pubs/128.pdf>

(Lee, 2017) Lee, T. (2017). Energy storage in PJM: Exploring frequency regulation market transformation. Kleinman Center for Energy Policy: Philadelphia, PA, USA. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/320963151\\_Energy\\_Storage\\_in\\_PJM\\_Exploring\\_Frequency\\_Regulation\\_Market\\_Transformation](https://www.researchgate.net/publication/320963151_Energy_Storage_in_PJM_Exploring_Frequency_Regulation_Market_Transformation)

(McRae, 2019) McRae, S. D. (2019). Market power in cost-based wholesale electricity markets: Evidence from Mexico. Disponible en: <https://www.aeaweb.org/conference/2020/preliminary/paper/r5H6kA6i>

(Millán, 1999) Millán, J. J. (1999). The Second Generation of Power Exchanges: Lessons for Latin America. Inter-American Development Bank. Working paper, Washington.

<https://publications.iadb.org/es/publicacion/11307/second-generation-power-exchanges-lessons-latin-america>

(Rudnick, 1996) Rudnick, H. (1996). Pioneering electricity reform in South America. IEEE spectrum, 33(8), 38-44. Disponible en:

[https://www.researchgate.net/publication/2999461\\_Pioneering\\_electricity\\_reform\\_in\\_South\\_America/citations](https://www.researchgate.net/publication/2999461_Pioneering_electricity_reform_in_South_America/citations)

(Rebours et al., 2007-1) Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M., & Rossignol, S. (2007). A survey of frequency and voltage control ancillary services—Part I: Technical features. IEEE Transactions on power systems, 22(1), 350-357.

(Rebours et al., 2007-2) Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M., & Rossignol, S. (2007). A survey of frequency and voltage control ancillary services—Part II: Economic features. IEEE Transactions on power systems, 22(1), 358-366.

(Schipper et al., 2019) Schipper, J., Wood, A., Edwards, C., & Miller, A. (2019). Recommendations for Ancillary Service Markets under High Penetrations of Wind Generation in New Zealand. Disponible en: <https://ir.canterbury.ac.nz/handle/10092/16918>

(Wolak, 2009) Wolak, F. (2009). An assessment of the performance of the New Zealand wholesale electricity market. Report for the New Zealand Commerce Commission. Disponible en: [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/new\\_zealand\\_report\\_redacted.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/new_zealand_report_redacted.pdf)

(Yang et al., 2018) Yang, Y., Bao, M., Ding, Y., Song, Y., Lin, Z., & Shao, C. (2018). Review of information disclosure in different electricity markets. Energies, 11(12), 3424. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3424/htm>

(Zakeri, 2020) Zakeri, G. (2020, January). Potential impact of climate change on the New Zealand electricity market. In Proceedings of the 53rd Hawaii International Conference on System Sciences. Disponible en: <https://scholarspace.manoa.hawaii.edu/bitstream/10125/64125/0310.pdf>

## **Análisis Crítico del Funcionamiento Actual del Mercado**

(Cebulla & Fichter, 2016) Cebulla, F., & Fichter, T. (2016). Merit order or unit-commitment dispatch? How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?. Disponible en: <https://www.semanticscholar.org/paper/Merit-order-or-unit-commitment-dispatch-How-does-in-Cebulla-Fichter/b37c30658322b9f606b89b7feb16536dd904ad27>

(CEN, 2019) Informe Final, “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”, Coordinador Eléctrico Nacional 2019.

(Dictuc, 2019a) Dictuc (2019). Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 1: Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-pr>



[eliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/](#)

(Dictuc, 2019b) Dictuc (2019). Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 2: Análisis Técnico-económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-para-eliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/>

(Dictuc, 2019c) Dictuc (2019). Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Final-Dictuc-1531950.pdf>

(ERCOT, 2016) Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), "System wide wind database", 2016. Disponible en: <https://www.ercot.com>

(Finon et al., 2017) D. Finon, J. H. Keppler, and F. Roques, "Special section: Towards hybrid market regimes in the power sector," Energy Policy, vol. 105, no. March, pp. 547–549, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.041.

(Gribik et al., 2007) P. Gribik, W. Hogan, and S. Pope. "Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift." Harvard Electricity Policy Group working paper, December 2007.

(Guler & Gross, 2010) T. Güler, G. Gross, E. Litvinov, and R. Coutu, "On the economics of power system security in multi-settlement electricity markets," IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 1, pp. 284–295, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030398.

(Hogan, 1995) W. Hogan. "Coordination for competition in an electricity market. Response to an Inquiry Concerning Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act", 1995. <http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/ferc0395.pdf>

(Hua & Baldick, 2017) B. Hua and R. Baldick, "A Convex Primal Formulation for Convex Hull Pricing," IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 5, pp. 3814–3823, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2637718.

(Inodú, 2018) Informe Final, "Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno", Inodú 2018.

(Joskow, 2019) P. L. Joskow, "Challenges for Wholesale Generation at Scale: Intermittent Renewable Electricity Markets with The U.S. Experience," vol. 24, no. 1, pp. 75–75, 2019, doi: 10.1111/j.1467-629x.1984.tb00054.x.

(Keppler, 2017) J. H. Keppler, "Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives," Energy Policy, vol. 105, no. October 2016, pp. 562–570, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.

(Muñoz et al., 2018) F. D. Muñoz, S. Wogrin, S. S. Oren, and B. F. Hobbs, "Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs," *Energy J.*, vol. 39, no. 3, pp. 51–68, 2018, doi: 10.5547/01956574.39.3.fmun.

(Newbery, 2016a) D. Newbery, "Tales of two islands – Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland," *Energy Policy*, vol. 105, no. October 2016, pp. 597–607, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.015.

(Newbery et al., 2018) D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, "Market design for a high-renewables European electricity system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 695–707, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.025.

(NREL, 2013) E. Ela, V. Diakov, E. Ibanez, and M. Heaney, "Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales", National Renewable Energy Laboratory, Mayo 2013. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58274.pdf>

(O'Neill et al., 2005) R. P. O'Neill, P. M. Sotkiewicz, B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, and W. R. Stewart, "Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 164, no. 1, pp. 269–285, 2005, doi: 10.1016/j.ejor.2003.12.011.

(Philpott et al., 2019) Philpott, A., Read, G., Batstone, S., & Miller, A. (2019). The New Zealand electricity market: challenges of a renewable energy system. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(1), 43-52.

(PSR-Moray, 2018) Informe Final, "Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes", PSR-Moray 2018.

(Roques & Finon, 2017) F. Roques and D. Finon, "Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?," *Energy Policy*, vol. 105, no. February, pp. 584–596, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.035.

(Schiro et al., 2015) A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao, and E. Litvinov. Convex Hull Pricing in Electricity Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31, 1–8. 2015. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2486380>

(Sioshansi et al., 2008) R. Sioshansi, R. O'Neill, and S. S. Oren, "Economic consequences of alternative solution methods for centralized unit commitment in day-ahead electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 344–352, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.919246.

(Synex-Comillas-EEC, 2018) Informe Final "Diseño del Mercado para Gran Participación de Generación Variable en el Sistema Eléctrico de Chile," Consorcio Synex, Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores 2018.

(Twomey et al., 2005) P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff, and D. Newbery, "A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems", MIT CEEPR, 2005.

(Vázquez et al., 2017) C. Vázquez, M. Hallack, and M. Vázquez, "Price computation in electricity auctions with complex rules: An analysis of investment signals," *Energy Policy*, vol. 105, no. February, pp. 550–561, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.003.

(Verástegui et al., 2021) Verástegui, F., Lorca, Á., Olivares, D & Negrete-Pincetic, M., "Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in Highly Renewable Power Systems," Submitted to *Energy* 2021.

(Villalobos et al., 2021) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The impact of short-term pricing on flexible generation investments in electricity markets", *Energy Economics*, Volume 98, 2021, 105213, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105213.

(Wang et al., 2012) G. Wang, M. Negrete-Pincetic, A. Kowli, E. Shafieepoorfard, S. Meyn, and U. V. Shanbhag, "Dynamic Competitive Equilibria in Electricity Markets," in *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*, A. Chakraborty and M. D. Ilić, Eds. New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 35–62.

(Wang et al., 2013) G. Wang, U. V. Shanbhag, T. Zheng, E. Litvinov, and S. Meyn, "An extreme-point subdifferential method for convex hull pricing in energy and reserve markets-part ii: Convergence analysis and numerical performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2121–2127, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2229303.

(Wang, 2013) G. Wang. "Design and Operation of Electricity Markets: Dynamics, Uncertainty, Pricing and Competition," Ph.D. Dissertation, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2013.

(Wärtsilä, 2019) Informe Final, "Path to 100% Renewables: Chile", Wärtsilä 2019.

## Propuesta de Esquemas de Liquidación

(Ahlqvist et al. 2018) V. Ahlqvist, P. Holmberg and T. Tangeras. "Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets", Issue 1257, 2018.

(Batlle & Rodilla, 2010) C. Batlle and P. Rodilla, "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7169–7179, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.07.039.

(Bajo-Buenestado, 2017) R. Bajo-Buenestado, "Welfare implications of capacity payments in a price-capped electricity sector: A case study of the Texas market (ERCOT)," *Energy Econ.*, vol. 64, pp. 272–285, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.03.026.

(Bajo-Buenestado, 2019) R. Bajo-Buenestado, "Operating Reserve Demand Curve, Scarcity Pricing and Intermittent Generation: Lessons from the Texas ERCOT Experience," *SSRN Electron. J.*, pp. 1–38, 2019, doi: 10.2139/ssrn.3383058.

(Batlle et al., 2007) C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga, "Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options," *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 4545–4554, 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2007.04.002.

(Bhagat et al., 2017) P. C. Bhagwat, K. K. Iychettira, J. C. Richstein, E. J. L. Chappin, and L. J. De Vries, "The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources," *Util. Policy*, vol. 48, pp. 76–91, 2017, doi: 10.1016/j.jup.2017.09.003.

(Biggar & Hesamzadeh, 2014) D. Biggar and R. Hesamzadeh, "The Economics of Electricity Markets," Wiley 2014.

(Borenstein, Bushnell, & Knittel, 1999) Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. R. (1999). Market power in electricity markets: Beyond concentration measures. *The Energy Journal*, 65-88.

(Brown, 2018) D. P. Brown, "Capacity payment mechanisms and investment incentives in restructured electricity markets," *Energy Econ.*, vol. 74, pp. 131–142, 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2018.05.033.

(Bublitz et al., 2019) A. Bublitz, D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner, "A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms," *Energy Econ.*, vol. 80, pp. 1059–1078, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.

(Crampton, 2017) P. Crampton, "Electricity market design," *Oxford Rev. Econ. Policy*, vol. 33, no. 4, pp. 589–612, 2017, doi: 10.1093/oxrep/grx041.

(Chakraborty et al., 2017) P. Chakraborty, E. Baeyens, and P. P. Khargonekar, "Cost Causation Based Allocations of Costs for Market Integration of Renewable Energy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 70–83, 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2690404.

(Cho & Meyn, 2010) I. Cho and S. P. Meyn, "Efficiency and marginal cost pricing in dynamic competitive markets with friction," *Theor. Econ.*, vol. 5, no. 2, pp. 215–239, 2010, doi: 10.3982/te324.

(de Castro, Negrete-Pincetic, & Gross, 2008) de Castro, L., Negrete-Pincetic, M., & Gross, G. (2008). Product definition for future electricity supply auctions: The 2006 Illinois experience. *The Electricity Journal*, 21(7), 50-62.

(De Maere et al., 2017) G. de Maere d'Aertrycke, A. Ehrenmann, and Y. Smeers, "Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts," *Energy Policy*, vol. 105, no. January, pp. 571–583, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.01.029.

(De Vries, 2004) L. J. De Vries, *Securing the public interest in electricity generation markets, the myths of the invisible hand and the copper plate*. 2004.

(Guler et al. 2010) T. Güler, G. Gross, E. Litvinov, and R. Coutu, "On the economics of power system security in multi-settlement electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 284–295, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030398.

(Griffes, 2014) P. H. Griffes, “Renewable Generation and Capacity Markets,” Proc. 37th IAEE Int. Conf., pp. 27–28, 2014.

(Herrero et al., 2015) I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle. “Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules”. Energy Economics, 47, 42–51, 2015. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.024>

(Herrero et al., 2018) I. Herrero, P. Rodilla, and C. Batlle. “Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources”. Energy Journal, 39(3), 141–165, 2018. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.3.iher>

(Hogan, 1995) W. Hogan. “Coordination for competition in an electricity market. Response to an Inquiry Concerning Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act”, 1995. <http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/ferc0395.pdf>

(Hogan, 2017) M. Hogan, “Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system,” Electr. J., vol. 30, no. 1, pp. 55–61, 2017, doi: 10.1016/j.tej.2016.12.006.

(Höschle, 2018) H. Höschle, “Capacity Mechanisms in Future Electricity Markets,” no. March, 2018, [Online]. Available: <https://lirias.kuleuven.be/retrieve/503729>.

(IRENA, 2019) International Renewable Energy Agency, “Redesigning Capacity Markets Innovation Landscape,” 2019, [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org).

(Jenkin et al., 2016) T. Jenkin, P. Beiter, and R. Margolis, “Capacity Payments in Restructured Markets under Low and High Penetration Levels of Renewable Energy,” NREL Tech. Rep., vol. NREL/TP-6A, no. February, 2016, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65491.pdf>.

(Joskow, 2007) P. Joskow, “Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design”, MIT Economics White Paper.

(Joskow, 2019) P. L. Joskow, “Challenges for Wholesale Generation at Scale: Intermittent Renewable Electricity Markets with The U.S. Experience,” vol. 24, no. 1, pp. 75–75, 2019, doi: 10.1111/j.1467-629x.1984.tb00054.x.

(Kamat & Oren, 2004) Kamat, R., & Oren, S. S. (2004). Two-settlement systems for electricity markets under network uncertainty and market power. Journal of Regulatory Economics, 25(1), 5–37. <https://doi.org/10.1023/B:REGE.0000008653.08554.81>

(Keles et al., 2016) D. Keles, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner, “Analysis of design options for the electricity market: The German case,” Appl. Energy, vol. 183, pp. 884–901, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.

(Keppler, 2017) J. H. Keppler, “Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives,” *Energy Policy*, vol. 105, no. October 2016, pp. 562–570, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.

(Koch & Hirth, 2019) C. Koch and L. Hirth. Short-term electricity trading for system balancing: An empirical analysis of the role of intraday trading in balancing Germany’s electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113 (February 2019), 109275. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109275>

(Leautier, 2016) T. O. Leautier, “The visible hand: Ensuring optimal investment in electric power generation,” *Energy J.*, vol. 37, no. 2, pp. 89–109, 2016, doi: 10.5547/01956574.37.2.tlea.

(Levin & Botterud, 2015) T. Levin and A. Botterud, “Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation,” *Energy Policy*, vol. 87, pp. 392–406, 2015, doi: 10.1016/j.enpol.2015.09.012.

(Ma & Sun, 2005) Ma, X., & Sun, D. (2005). Key elements of a successful market design. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2005, 1–6. <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546905>

(Muñoz et al., 2018) F. D. Muñoz, S. Wogrin, S. S. Oren, and B. F. Hobbs, “Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs,” *Energy J.*, vol. 39, no. 3, pp. 51–68, 2018, doi: 10.5547/01956574.39.3.fmun.

(Muñoz et al. 2020) F. D. Muñoz, C. Suazo-Martínez, E. Pereira, and R. Moreno. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148 (November 2020). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

(Negrete-Pincetic, de Castro, & Pulgar-Painemal, 2015) Negrete-Pincetic, M., de Castro, L., & Pulgar-Painemal, H. A. (2015). Electricity supply auctions: Understanding the consequences of the product definition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 285-292.

(Negrete-Pincetic et al., 2017) M. Negrete-Pincetic, G. Wang, M. Arancibia, A. Kowli, E. Shafieepoofard, and S. Meyn, “The value of volatile resources in electricity markets,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 11, pp. 46–57, 2017, doi: 10.1016/j.segan.2017.07.001.

(Newbery, 2016b) D. Newbery, “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors,” *Energy Policy*, vol. 94, pp. 401–410, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.

(Newbery et al., 2018) D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, “Market design for a high-renewables European electricity system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 695–707, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.025.

(Neuhoff & De Vries, 2004) K. Neuhoff and L. De Vries, “Insufficient incentives for investment in electricity generations,” *Util. Policy*, vol. 12, no. 4, pp. 253–267, 2004, doi: 10.1016/j.jup.2004.06.002.

(Ockenfels et al., 2013) A. Ockenfels, S. Stoft, and P. Cramton, "Capacity market fundamentals," *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. 2, no. 2, pp. 27–46, 2013, doi: 10.5547/2160-5890.2.2.2.

(Ousman et al., 2018) A. Ousman Abani, N. Hary, V. Rious, and M. Saguan, "The impact of investors' risk aversion on the performances of capacity remuneration mechanisms," *Energy Policy*, vol. 112, no. August 2017, pp. 84–97, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.10.008.

(Papavasiliou & Smeers, 2017) A. Papavasiliou and Y. Smeers, "Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: A case study of Belgium," *Energy J.*, vol. 38, no. 1, pp. 105–135, 2017, doi: 10.5547/01956574.38.6.apap.

(Pérez-Arriaga, 2013) I. Pérez-Arriaga. "Regulation of the Power Sector," Springer, 2013.

(Petitet et al., 2016) M. Petitet, D. Finon, and T. Janssen, "Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism," *Energy Policy*, vol. 103, no. December 2016, pp. 30–46, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.032.

(Stoft, 2002) Stoft, S. (2002). Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8, 94-99.

(Villalobos et al., 2021) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The impact of short-term pricing on flexible generation investments in electricity markets", *Energy Economics*, 2021, 105213, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105213.

(Wang et al., 2012) G. Wang, M. Negrete-Pincetic, A. Kowli, E. Shafieepoofard, S. Meyn, and U. V Shanbhag, "Dynamic Competitive Equilibria in Electricity Markets," in *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*, A. Chakraborty and M. D. Ilić, Eds. New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 35–62.

## Análisis de Desempeño de Esquemas de Liquidación Múltiple

(Villalobos et al., 2021) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The impact of short-term pricing on flexible generation investments in electricity markets", *Energy Economics*, 2021, 105213, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105213.

## Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas

(Corredor et al., 2020) Corredor, P., Helman, U., Jara, D., & Wolak, F. A. (2020). Inter-American Development Bank-IDB World Bank-BM. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24166201/1.+EN+Competition%2C%20participation+and+structure+of+the+electricity+market.pdf>

(Lino et al., 2003) Lino, P., Barroso, L. A. N., Pereira, M. V. F., Kelman, R., & Fampa, M. H. C. (2003). Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*, 120(1–4), 81–97. <https://doi.org/10.1023/A:1023322328294>

(McRae, 2019) McRae, S. D. (2019). Market power in cost-based wholesale electricity markets: Evidence from Mexico. Disponible en: <https://www.aeaweb.org/conference/2020/preliminary/paper/r5H6kA6i>

(Muñoz et al. 2020) F. D. Muñoz, C. Suazo-Martínez, E. Pereira, and R. Moreno. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. Energy Policy, 148 (November 2020). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

(Turner, Buckley, & Sinclair, 2015) Turner, M., Buckley, D., & Sinclair, D. (2015). Negative pricing in the GB wholesale electricity market. Baringa Partners LLP. Disponible en: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/441809/Baringa\\_DECC\\_CfD\\_Negative\\_Pricing\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/441809/Baringa_DECC_CfD_Negative_Pricing_Report.pdf)

(Vinken Dictuc, 2021) Vinken Dictuc, “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”, 2021.

## **Análisis de Desempeño de Esquemas de Mercado de Ofertas**

(Allaz & Vila, 1993) Allaz, B., & Vila, J. L. (1993). Cournot competition, forward markets and efficiency. Journal of Economic theory, 59(1), 1-16.

(Vinken Dictuc, 2021) Vinken Dictuc, “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”, 2021.

## **Revisión de Esquemas de Monitoreo de Mercado**

(Allaz & Vila, 1993) Allaz, B., & Vila, J. L. (1993). Cournot competition, forward markets and efficiency. Journal of Economic theory, 59(1), 1-16.

(Bataille et al., 2019) Bataille, M., Bodnar, O., Steinmetz, A., & Thorwarth, S. (2019). Screening instruments for monitoring market power—The Return on Withholding Capacity Index (RWC). Energy Economics, 81, 227-237.

(Bigerna, Bollino, & Polinori, 2016) Bigerna, S., Bollino, C. A., & Polinori, P. (2016). Market power and transmission congestion in the Italian electricity market. The Energy Journal, 37(2).

(Biggar & Hesamzadeh, 2014) D. Biggar y R. Hesamzadeh, "The Economics of Electricity Markets," Wiley 2014.

(Brown, & Eckert, 2021) Brown, D. P., & Eckert, A. (2021). Analyzing firm behavior in restructured electricity markets: Empirical challenges with a residual demand analysis. International Journal of Industrial Organization, 74, 102676.

(Creti & Fontini, 2019) Creti, A., & Fontini, F. (2019). Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules. Cambridge University Press.



(Corredor et al., 2020) Corredor, P., Helman, U., Jara, D., & Wolak, F. A. (2020). Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico [White paper]. Banco Interamericano de Desarrollo y Banco Mundial. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24166201/1.+ES+Competencia%2C%20participaci%C3%B3n+y+estructura+del+mercado+el%C3%A9ctrico.pdf>

(David & Wen, 2001) David, A. K., & Wen, F. (2001). Market power in electricity supply. IEEE Transactions on energy conversion, 16(4), 352-360. Disponible en: <http://www.paper.edu.cn/scholar/showpdf/OU2MNxIOTTOAxeQh>

(Dictuc, 2019c) Dictuc (2019). Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Final-Dictuc-1531950.pdf>

(Farrel & Shapiro, 2010) Farrell, J., & Shapiro, C. (2010). Antitrust evaluation of horizontal mergers: An economic alternative to market definition. Available at SSRN 1313782.

(Feng, Zhong, & Gan, 2008) Feng, D., Zhong, J., & Gan, D. (2008). Reactive market power analysis using must-run indices. IEEE Transactions on Power Systems, 23(2), 755-765.

(Gan & Bourcier, 2002) Gan, D., & Bourcier, D. V. (2002). Locational market power screening and congestion management: experience and suggestions. IEEE Transactions on Power Systems, 17(1), 180-185.

(Green & Newbery, 1992) Green, R. J., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British electricity spot market. Journal of political economy, 100(5), 929-953.

(Hakam, 2018) Hakam, D. (2018). Market power modelling in electricity market: A critical review. International Journal of Energy Economics and Policy, 8(5), 347-356. Disponible en: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/6748/3967>

(Helman, 2006) Helman, U. (2006). Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets. Energy, 31(6-7), 877-904. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.011>

(Hughes et al., 2002) William R. Hughes, Andrew Parece, The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Markets, The Electricity Journal, Volume 15, Issue 6, 2002.

(Hulshof, Jepma, & Mulder, 2019) Hulshof, D., Jepma, C., & Mulder, M. (2019). Performance of markets for European renewable energy certificates. Energy Policy, 128, 697-710.

(Ji & Yépez-García, 2017) Ji, Y., & Yépez-García, A. (2017). Market Power in Electricity Generation Sector: A Review of Methods and Applications. US: Inter-American Development Bank. <http://dx.doi.org/10.18235/0000894>

(Joskow, 2008) Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>

(Kahn, 2002) Alfred E. Kahn, "The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms," *The Electricity Journal*, Volume 15, Issue 2, 2002.

(Karthikeyan, Raglend, & Kothari, 2013) Karthikeyan, S. P., Raglend, I. J., & Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 48, 139-147. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.024>

(Karthikeyan et al., 2013) Karthikeyan, S. P., Raglend, I. J., & Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 48, 139-147.

(Kiesling & Wilson, 2007) Kiesling, Lynne, and Bart J. Wilson. "An experimental analysis of the effects of automated mitigation procedures on investment and prices in wholesale electricity markets." *Journal of Regulatory Economics* 31.3 (2007): 313-334.

(Kirschen & Strbac, 2004) Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*.

(Klemperer & Meyer, 1989) Klemperer, P. D., & Meyer, M. A. (1989). Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 1243-1277.

(Krishna, 2010) Krishna, V. (2010). *Auction Theory*.

(Le Coq & Orzen, 2012) C. Le Coq and H. Orzen, "Price caps and fluctuating demands in electricity markets: Experimental evidence of competitive bidding," 2012 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012, pp. 1-4.

(Le Coq et al., 2017) C. Le Coq, H. Orzen, Schwenen S. "Pricing and capacity provision in electricity markets: an experimental study" *J. Regul. Econ.*, 51 (2017), pp. 123-158.

(Leautier, 2018) Léautier, T. (2018). *Imperfect Markets and Imperfect Regulation*. Disponible en: <https://mitpress.mit.edu/books/imperfect-markets-and-imperfect-regulation>

(Patton, Sinclair, & LeeVanShaick, 2002) Patton, D. B., Sinclair, R. A., & LeeVanShaick, P. (2002). *Competitive assessment of the energy market in New England*. Potomac Economics, LTD., May.

(Pérez-Arriaga, 2013) Pérez-Arriaga, Ignacio, "Regulation of the Power Sector," Springer, 2013.

(Pinczynski & Kasperowicz, 2016) Pinczynski, M., & Kasperowicz, R. (2016). Overview of electricity market monitoring. *Economics & Sociology*, 9(4), 153. Disponible en: [https://www.economics-sociology.eu/files/E&S\\_9\\_4\\_Pinczynski\\_Kasperowicz.pdf](https://www.economics-sociology.eu/files/E&S_9_4_Pinczynski_Kasperowicz.pdf)

(Pototschnig, 2020) Pototschnig, A. (2020). The importance of a sound bidding-zone review for the efficient functioning of the internal electricity market.

(Prete & Hobbs, 2015) Prete, C. L., & Hobbs, B. F. (2015). Market power in power markets: an analysis of residual demand curves in California's day-ahead energy market (1998-2000). *The Energy Journal*, 36(2).

(Rudkevich, 2003) Rudkevich, A. (2003, January). Supply function equilibrium: theory and applications. In 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2003. Proceedings of the (pp. 10-pp). IEEE.

(Stoft, 2002) Stoft, S. (2002). Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8, 94-99.

(Twomey et al., 2005) P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff y D. Newbery, "A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems", MIT CEEPR, 2005.

(Vossler et al., 2009) Vossler, Christian A., et al. "An experimental investigation of soft price caps in uniform price auction markets for wholesale electricity." *Journal of Regulatory Economics* 36.1 (2009): 44-59.

(Wang, Xiao, & Ding, 2004) Wang, P., Xiao, Y., & Ding, Y. (2004). Nodal market power assessment in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1373-1379.

(Willems, Rumiantseva, & Weigt, 2009) Willems, B., Rumiantseva, I., & Weigt, H. (2009). Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us?. *Energy Economics*, 31(1), 38-47.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.08.004>

(Wolak, 2005) Wolak, F. A. (2005). Managing unilateral market power in electricity. The World Bank.  
<http://hdl.handle.net/10986/8600>

(Wolak, 2007) Wolak, F. A. (2007). Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets. *Journal of Applied Econometrics*, 22(7), 1179-1209.

## **Análisis del Proceso de Transición**

(AEMO, 2020) Green Energy Markets, "Projections for Distributed Energy Resources - Solar PV and Stationary Energy Battery Systems," Report for AEMO, June 2020.

(CEN, 2019) Informe Final, "Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón", Coordinador Eléctrico Nacional 2019.

(Finon et al., 2017) D. Finon, J. H. Keppler, and F. Roques, "Special section: Towards hybrid market regimes in the power sector," *Energy Policy*, vol. 105, no. March, pp. 547-549, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.041.

(Inodú, 2018) Informe Final, "Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno", Inodú 2018.

(ISCI, 2019) Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica”, 2019. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/metropolitana-de-santiago/informes-del-estudio-de-acompanamiento-d-e-distribucion>

(ISCI, 2020) Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Evaluación de la Industria de Generación Distribuida como Motor de Empleo y Desarrollo Económico Eficiente y Sustentable en Chile Post COVID-19”, 2020.

(Joskow, 2019) P. L. Joskow, “Challenges for Wholesale Generation at Scale: Intermittent Renewable Electricity Markets with The U.S. Experience,” vol. 24, no. 1, pp. 75–75, 2019, doi: 10.1111/j.1467-629x.1984.tb00054.x.

(Keppler, 2017) J. H. Keppler, “Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives,” Energy Policy, vol. 105, no. October 2016, pp. 562–570, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.

(Newbery, 2016) D. Newbery, “Tales of two islands – Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland,” Energy Policy, vol. 105, no. October 2016, pp. 597–607, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.015.

(Newbery et al., 2018) D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, “Market design for a high-renewables European electricity system,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 91, no. April, pp. 695–707, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.025.

(PSR-Moray, 2018) Informe Final, “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes”, PSR-Moray 2018.

(Roques & Finon, 2017) F. Roques and D. Finon, “Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?,” Energy Policy, vol. 105, no. February, pp. 584–596, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.035.

(Sauma, 2016) Sauma, E. “Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica,” Propuestas Para Chile 2016, 183–202.

(System, 2018) Presentación en Conferencia IEEE PES General Meeting, “Power System Flexibility: Key Elements in the Chilean Power System”, System 2018.

(Verástegui et al., 2020) F. Verástegui, A. Lorca, M. Negrete-Pincetic, D. Olivares. Firewood heat electrification impacts in the Chilean power system. Energy Policy, Volume 144, 2020, 111702, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111702.

(Verastegui et al., 2021) Verástegui, F., Lorca, Á., Olivares, D & Negrete-Pincetic, M., “Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in Highly Renewable Power Systems,” Submitted to Energy 2021.

(Vinken Dictuc, 2021) Vinken Dictuc, “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”, 2021.

(Wärtsilä, 2019) Informe Final, “Path to 100% Renewables: Chile”, Wärtsilä 2019.

## **Incorporación de Esquemas Competitivos de Generación en SSMM**

(Dyck & Di Tella, 2002) Dyck, I. J., & Di Tella, R. (2002). Cost reductions, cost padding and stock market prices: The Chilean experience with price cap regulation.

(Joskow, 2005) Joskow, P. L. (2005). Regulation of Natural Monopolies/Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research,(05-008 WP).

(Kirschen & Strbac, 2004) Kirschen, D., & Strbac, G. Fundamentals of power system economics, 2004. ed: John Wiley & Sons.

(Malkin & Centolella, 2013) Malkin, D., & Centolella, P. A. (2013). Results-based regulation: A modern approach to modernize the grid. Atlanta, GA: GE-Digital Energy and the Analysis Group.

(Negrete-Pincetic, de Castro, & Pulgar-Painemal, 2015) Negrete-Pincetic, M., de Castro, L., & Pulgar-Painemal, H. A. (2015). Electricity supply auctions: Understanding the consequences of the product definition. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 64, 285-292.

## Anexos

### Anexo A. Plataforma NewEn Operations

El modelo matemático utilizado para realizar simulaciones detalladas de la operación del sistema eléctrico, corresponde a la formulación considerada en la plataforma New Energy (NewEn) Operations para la resolución del problema de pre-despacho de unidades del sistema, desarrollada por el equipo consultor. La plataforma permite la formulación de problemas de optimización utilizados para determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras bajo diferentes escenarios de variación de demanda, generación ERV y otras restricciones operacionales. La plataforma presenta una arquitectura modular y versátil desarrollada en base a herramientas de optimización y modelación matemática avanzada que permiten un apoyo efectivo a la toma de decisiones y diseños de política pública. En general, NewEn Operations permite:

- Optimizar el problema de pre-despacho de las unidades de corto plazo, el despacho de unidades, la asignación de reservas y las decisiones de gestión de almacenamiento, a partir de lo cual se pueden obtener precios de energía y servicios complementarios.
- Capturar las dinámicas operacionales diarias del sistema con un alto nivel de detalle.
- Adaptar el modelo a las necesidades específicas de proyectos y clientes en términos de nuevas tecnologías, restricciones operacionales, y políticas energéticas.

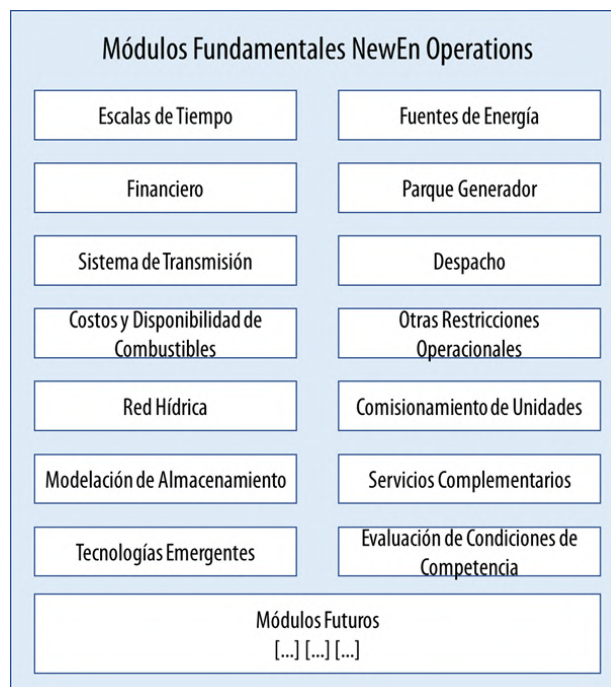


Figura A.1. Formulación Modular NewEn Operations.

La plataforma considera una estructura de módulos independientes ilustrados en la Figura A.1, los que permiten un uso selectivo de estos de forma tal de capturar y comprender de forma aislada diferentes fenómenos emergentes en el SEN. Algunos módulos actualmente incluidos dentro de NewEn Operations incluyen:

- Modelo de pre-despacho de unidades con resolución horaria.
- Modelamiento de dinámicas de la red hídrica.
- Modelación detallada de SSCC.
- Modelación de restricciones operacionales específicas para el comportamiento de las unidades, tales como capacidad de rampa, mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido y apagado, consideración de múltiples configuraciones, etc.
- Modelación de disponibilidad y uso limitado de GNL.

La plataforma fue desarrollada y validada en el marco de diferentes proyectos llevados a cabo por Dictuc-Vinken para la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

- “Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios” para la Comisión Nacional de Energía (CNE) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- “Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 1: Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC” para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- “Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 2: Análisis Técnico-económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones” para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- Estudios para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) consideraron múltiples actualizaciones en 2019 y 2020. [Algunos de estos reportes se encuentran disponibles en línea.](#)
- “Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional” para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile en 2020.

Adicionalmente, su desarrollo consideró la formulación del modelo y la misma base de datos comprensiva del SEN utilizada por el CEN en sus procesos diarios. De esta manera, la herramienta NewEn Operations es capaz de hacer uso de la misma información que utiliza el CEN para Programación de la Operación, tales como indisponibilidad de líneas y centrales, precios de combustibles, perfiles de generación renovables, condiciones de agua embalsada, costo de agua embalsada, capacidad de provisión de SSCC, requerimientos de SSCC, condiciones iniciales y consumo máximo de GNL, etc. Entre otros aspectos, la plataforma considera:

- Alta granularidad temporal y espacial.
- Información detallada del parque generador y red de transmisión.
- Representación detallada de la red hídrica nacional.
- Representación de limitaciones de disponibilidad y restricciones inter horarias.
- Co-optimización de energía y reservas.
- Flexibilidad para la incorporación de nuevos módulos.

En el Anexo B de este documento se encuentra el detalle de las ecuaciones que componen el modelo base del NewEn Operations: pre-despacho, conectividad hidráulica y SSCC.

## Anexo B. Modelo de Pre-despacho

Esta sección presenta el modelo matemático utilizado para resolver el problema de pre-despacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación eficiente de energía y reservas, tanto en el contexto centralizado (considerando los diferentes mecanismos de liquidación múltiple) como en el de una subasta<sup>224</sup>. Este corresponde a la formulación considerada en la plataforma NewEn Operations, desarrollada por el equipo consultor, la cual es utilizada en el presente estudio. En las secciones a continuación, se presentan las componentes del modelo de pre-despacho, la modelación de la conectividad hidráulica y la incorporación de las reservas dentro del problema correspondiente.

### B.1. Problema de Pre-despacho

#### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en el modelo base de pre-despacho son los siguientes.

- $z \in \mathcal{Z}$ : Índice y conjunto de barras o zonas de carga.
- $t \in \mathcal{T}$ : Índice y conjunto de instantes temporales.
- $i \in \mathcal{G}$ : Índice y conjunto de unidades de generación.
- $j \in \mathcal{L}$ : Índice y conjunto de líneas de transmisión.
- $i \in \mathcal{G}^V$ : Índice y conjunto de unidades de generación con capacidad variable.
- $i \in \mathcal{G}^W$ : Índice y conjunto de generadores sujetos al costo del agua.
- $i \in \mathcal{G}(z)$ : Índice y conjunto de generadores en la barra  $z$ .

Las variables del modelo son las siguientes.

- $x_{it}$ : Estado *on/off* del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $u_{it}$ : Encendido del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $v_{it}$ : Apagado del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $p_{it}$ : Generación programada del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $f_{jt}$ : Flujo de potencia a través de la línea  $j$  en el instante  $t$ .
- $\theta_{zt}$ : Ángulo de voltaje en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $p_{zt}^{OG}$ : Exceso de generación en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $p_{zt}^{LS}$ : Desprendimiento de carga en la zona  $z$  en el instante  $t$ .

Los parámetros del modelo son los siguientes.

- $x_i^0$ : Estado *on/off* inicial del generador  $i$ .
- $p_i^0$ : Punto de generación inicial del generador  $i$ .
- $C_z^{OG}$ : Costo por exceso de generación en la zona  $z$ .
- $C_z^{LS}$ : Costo por desprendimiento de carga en la zona  $z$ .
- $C_i^C$ : Costo base de operación del generador  $i$ .
- $C_i^{SU}$ : Costo de encendido del generador  $i$ .

<sup>224</sup> En ambos casos, el modelo tiene la misma estructura. Sin embargo, los datos de entrada son distintos. En el caso centralizado se utilizan costos, mientras que en el caso de subastas, las ofertas de los agentes.



- $C_i^{SD}$ : Costo de apagado del generador  $i$ .
- $C_{it}^G$ : Costo variable del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $T_i^U$ : Tiempo mínimo de encendido del generador  $i$ .
- $T_i^D$ : Tiempo mínimo de apagado del generador  $i$ .
- $\bar{p}_{it}$ : Capacidad máxima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $\underline{p}_{it}$ : Capacidad mínima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^U$ : Rampa máxima hacia arriba durante la operación del generador  $i$ .
- $R_i^D$ : Rampa máxima hacia abajo durante la operación del generador  $i$ .
- $R_i^{SU}$ : Rampa máxima de encendido del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{SD}$ : Rampa máxima de apagado del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $B_j$ : Susceptancia de la línea de transmisión  $j$ .
- $\bar{f}_j$ : Capacidad de la línea de transmisión  $j$ .
- $s(j)$ : Barra de retiro de la línea de transmisión  $j$ .
- $r(j)$ : Barra de inyección de la línea de transmisión  $j$ .
- $p_{zt}^D$ : Demanda de energía en la zona  $z$  en el instante  $t$ .

### Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones base del modelo de pre-despacho consideradas para las simulaciones.

- Restricciones de pre-despacho.

$$x_{it} - x_i^0 = u_{it} - v_{it} \quad \forall t = 1, i \in \mathcal{G}$$

$$x_{it} - x_{i,t-1} = u_{it} - v_{it} \quad \forall t > 1, i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de rampa.

$$-R_i^D x_{it} - R_i^{SD} v_{it} \leq p_{it} - p_{i,t-1} \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$-R_i^D x_{it} - R_i^{SD} v_{it} \leq p_{it} - p_i^0 \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$R_i^U x_{it} + R_i^{SU} u_{it} \geq p_{it} - p_{i,t-1} \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$R_i^U x_{it} + R_i^{SU} u_{it} \geq p_{it} - p_i^0 \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado.

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^U]} (x_{i\tau}) \geq T_i^U u_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (x_{i\tau} - u_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^D]} (1 - x_{i\tau}) \geq T_i^D v_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (1 - x_{i\tau} - v_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

- Mínimos y máximos de generación.

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^V, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda.

$$p_{zt}^{LS} + \sum_{i \in \mathcal{G}(z)} p_{it} + \sum_{j, r(j)=z} f_{jt} = p_{zt}^D + p_{zt}^{OS} + \sum_{j, s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC.

$$f_{jt} = B_j (\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\bar{f}_j \leq f_{jt} \leq \bar{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de pre-despacho se presenta a continuación.

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{i \in \mathcal{G}} (C_i^C x_{it} + C_i^{SU} u_{it} + C_i^{SD} v_{it} + C_{it}^G p_{it}) \right) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} (C_z^{OG} p_{it}^{OG} + C_z^{LS} p_{it}^{LS})$$

## B.2. Conectividad Hidráulica

Esta sección presenta los componentes para la modelación de la conectividad hidráulica, la conexión entre nodos hidráulicos, las restricciones de convenios y caudales, y la relación entre generación y agua turbinada de las centrales hidráulicas.

### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $n \in \mathcal{N}$ : Índice y conjunto de nodos hidro.
- $(u, v) \in \mathcal{D}$ : Índice y conjunto de pares de nodos hidro conectados (corredores de agua).
- $g \in \mathcal{G}_{HC}$ : Índice y conjunto de generadores hidro con conectividad hidro.
- $(u, n) \in \mathcal{D}_{in}(n)$ : Corredores de agua que inyectan un flujo de agua al nodo  $n$ .
- $(n, u) \in \mathcal{D}_{out}(n)$ : Corredores de agua que extraen un flujo de agua desde el nodo  $n$ .
- $n \in \mathcal{N}_R$ : Conjunto de nodos hidro asociados a algún embalse.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$ : Conjunto de corredores de agua asociados a la generación de alguna central eléctrica.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $w_{(u,v),t}$ : Flujo de agua a través del corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $q_{n,t}$ : Extracción de agua en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .

- $P_{g(u,v),t}$ : Generación eléctrica en  $MW$  del generador eléctrico  $g \in \mathcal{G}_{HC}$ , asociado al corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $e_{n,t}$ : Agua almacenada en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $W_{(u,v),t}$ : Flujo de agua forzado a través del corredor de agua  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $D_{n,t}$ : Demanda de riego para el nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $I_{n,t}$ : Afluente entrante al nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $C_n^W$ : Costo del agua (valor estratégico) en  $\frac{USD}{dm^3}$  para el embalse  $n$ .
- $\eta_{(u,v)}$ : Eficiencia en  $\frac{MW}{m^3/s}$  del corredor de agua  $(u, v) \in \mathcal{D}_G$  asociado a un generador eléctrico.
- $\underline{E}_n$ : Nivel mínimo de almacenamiento del embalse  $n$ .
- $\bar{E}_n$ : Nivel máximo de almacenamiento del embalse  $n$ .

### Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones de conectividad hidráulica incorporadas al modelo base de pre-despacho que será utilizado en las simulaciones del estudio.

- Restricciones para los corredores de agua, los cuales se diferencian según si los nodos hidro están o no asociados a embalses.

$$\begin{aligned} & \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} + q_{n,t} \\ & \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T} \\ & \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} \\ & \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

$$\begin{aligned} e_{n,t} - e_{n,t-1} & \leq \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \\ & \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} - D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T} \\ \underline{E}_n & \leq e_{n,t} \leq \bar{E}_n \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

$$P_{g(u,v),t} = \eta_{(u,v)} w_{(u,v),t} \quad \forall (u, v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por la siguiente ecuación, donde  $3,6 = 3.000/1.000$ , siendo  $1/1.000$  la conversión de  $dm^3$  a  $m^3$ , y  $3.600$  representa la conversión de  $m^3/s$  a  $m^3$ .

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3.6 C_n^W q_{n,t}$$

### B.3. Reservas en el Problema de Pre-despacho

Esta sección presenta las restricciones que extienden el modelo de pre-despacho para la consideración de reservas. Se describen tanto la formulación matemática del modelo como las fuentes de información consideradas para determinar los parámetros relevantes.

#### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $j \in \mathcal{J}$ : Índice y conjunto de productos de reserva.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}$ : Unidades de generación térmicas e hidro.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}$ : Unidades de generación térmicas e hidro que pueden proveer CTF no en giro.
- $j \in \mathcal{G}_{WS}$ : Unidades de generación eólicas y solares.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $r_{it}^{1+}, r_{it}^{1-}$ : Capacidad asignada para CPF+ y CPF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-}$ : Capacidad asignada para CSF+ y CSF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{3S+}, r_{it}^{3NS}$ : Capacidad asignada para CTF+ en giro y no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{3S-}$ : Capacidad asignada para CTF- en giro y no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $R_i^{1+}, R_i^{1-}$ : Máximo técnico para dar CPF+ y CPF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{2+}, R_i^{2-}$ : Máximo técnico para dar CSF+ y CSF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{3S+}, R_i^{3S-}$ : Máximo técnico para dar CTF en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{3NS}$ : Máximo técnico para dar CTF no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $\underline{P}_{it}, \overline{P}_{it}$ : Mínimos y máximos técnicos de generación de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $DR_{zt}^j$ : Requerimiento del producto de reserva  $j$  en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $C_{it}^j$ : Oferta de la unidad de generación  $i$  para dar el producto de reserva  $j$  en el instante  $t$ .

## Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de pre-despacho para la consideración de productos de reserva.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al pre-despacho.

$$\begin{aligned}
 0 &\leq r_{it}^{1-} \leq R_i^{1-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{1+} \leq R_i^{1+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2+} \leq R_i^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S+} \leq R_i^{3S+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S-} \leq R_i^{3S-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS} (1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

Notar que en esta modelación se utiliza el supuesto de que las unidades podrían ser asignadas en reserva terciaria (no en giro) en un monto por debajo de su mínimo técnico. Este supuesto elimina la necesidad de una variable binaria adicional que indique si la unidad se encuentra en el estado “*apagada prestando servicio no en giro*”, evitando de esta forma mayores tiempos de cómputo. Se destaca que este supuesto, en la práctica, no presenta inconvenientes en los resultados debido a que la mayor parte de los oferentes utilizados en el parque generador chileno, y que son capaces de dar reserva no en giro, poseen un mínimo técnico bajo. Además, se comprobó con los resultados que, debido a la linealidad del problema, la mayoría de las unidades que entreguen reserva no en giro debieran entregar su capacidad al máximo en caso de ser asignadas, y que el servicio es entregado principalmente por unidades en giro. Por último, se destaca que el resto de los productos se encuentran sujetos a las restricciones de mínimo técnico de las unidades, tal como se observa en las siguientes ecuaciones:

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad.

$$\begin{aligned}
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S+} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} - r_{it}^{3S-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto.

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1+} &\geq DR_{zt}^{1+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} &\geq DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} &\geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} &\geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S+} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} \geq DR_{zt}^{3+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} \geq DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

Finalmente, con esto, es necesario sumar las siguientes componentes de costo a la función objetivo para considerar los costos de proveer reservas y co-optimizar esta asignación junto con el despacho de energía:

$$CR^1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{1+} C_{it}^{1+} r_{it}^{1+} + w_t^{1-} C_{it}^{1-} r_{it}^{1-}$$

$$CR^2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{2+} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + w_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-}$$

$$CR^3 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3S+} + w_t^{3-} C_{it}^{3-} r_{it}^{3S-} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3NS} \right)$$

Donde  $w_t^j$  representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva  $j$  en el instante  $t$ . La necesidad de definición de este factor surge de la definición de las ofertas que se reciben por cada producto, donde los servicios de reserva hacia abajo reciben ofertas por activación y no por capacidad. De este modo, el término da cuenta del monto esperado de activación de la reserva y el costo que esto implica. Además, se recalca que corresponde a un valor sistémico, igual para todas las unidades del sistema, ya que representa la posibilidad de que, debido a algún desvío en el sistema, se incurra en la necesidad de activar el servicio, por lo que no representa en ningún caso la probabilidad de activación específica de una unidad, la cual cada agente interiorizará dentro su oferta.

## Anexo C. Ejemplo Ilustrativo de la Ineficiencia Asociada a Listas de Mérito

Las ineficiencias que surgen del uso de listas de mérito son posibles de ilustrar en ejemplos de pequeña escala. El siguiente ejemplo busca ilustrar este impacto, mediante la consideración de un parque generador de 3 unidades cuyas características técnicas se observan en la Tabla C.1, y una demanda en un horizonte de 4 horas, dada por el vector de la Tabla C.2. De esta manera, se obtienen los despachos según lista de mérito y según una formulación de un modelo de optimización con consideración de aspectos intertemporales en la Tabla C.3 y C.4, respectivamente. En estos resultados destacan las diferencias en H1, ya que debido a la intertemporalidad de las restricciones, esta decisión impacta en los despachos de las horas siguientes. Además, lo anterior genera un despacho más barato en H1 cuando se considera lista de mérito, pero al considerar el resto del horizonte se observa que la solución entregada por el despacho del modelo de optimización resulta ser la más costo eficiente, tal como se muestra en la Tabla C.5.

La resolución del problema mediante una lista de mérito aplicada hora a hora no permite internalizar elementos intertemporales que pueden impactar las decisiones para una operación eficiente, resultando en despachos que limitan la operación eficiente en horas posteriores. Así, incluso con tecnologías convencionales, se observa que las listas de mérito pueden presentar ineficiencias importantes, lo cual se exagera en sistemas con mayores requerimientos de flexibilidad. Particularmente cuando se consideran nuevas tecnologías, como el almacenamiento, las cuales su implementación con listas de mérito requiere la definición de procedimientos adicionales que no aseguran una operación eficiente.

Tabla C.1. Características de las unidades de generación.

	G1	G2	G3
Capacidad [MW]	1500	1000	1000
Costo Variable [\$/MWh]	40	50	150
Rampa Máxima [MW/h]	600	200	400

Tabla C.2. Demanda durante el horizonte de análisis.

	H1	H2	H3	H4
Demanda [MW]	1000	2000	2500	1500

Tabla C.3. Despachos de los generadores según lista de mérito.

	H1	H2	H3	H4
Despacho G1 [MW]	1000	1500	1500	1100
Despacho G2 [MW]	0	200	400	200
Despacho G3 [MW]	0	300	600	200

Tabla C.4. Despachos de los generadores según modelo con restricciones intertemporales.

	H1	H2	H3	H4
Despacho G1 [MW]	600	1200	1500	900
Despacho G2 [MW]	400	600	800	600
Despacho G3 [MW]	0	200	200	0

Tabla C.5. Costos de generación.

	H1	H2	H3	H4	Total
Costos según despacho modelo [\$]	44.000	108.000	130.000	66.000	348.000
Costos según despacho lista de mérito [\$]	40.000	115.000	185.000	84.000	424.000



## Anexo D. Programa de Descarbonización

Con el fin de contar con un programa de descarbonización referencial, el cronograma de retiro de unidad para el año 2040 toma como base el cronograma utilizado por el CEN en su Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón y el plan Energía Zero Carbon<sup>225</sup>. Estos contemplan el retiro de todas las unidades de generación a carbón al año 2040, y asumen que no se instalarán nuevas unidades de generación a carbón que no cuenten con sistema de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes. Estos buscan, entre otras cosas, contribuir a la meta de carbono neutralidad del país, fijada para el 2050. En particular, el calendario de retiro de centrales considerado se resume en la tabla a continuación, donde se detallan las fuentes de información respecto de las fechas de retiro o reconversión de las unidades a carbón.

Tabla D.1. Escenarios de retiro de centrales de carbón del SEN.

Central a Carbón	Capacidad (MW)	Fecha de Retiro o Reconversión	Fuente
Ventanas 2	208	2021	Generadoras de Chile. CNE autoriza solicitud de AES Gener para el retiro definitivo de las unidades Ventanas 1 y 2 en 2025. Febrero de 2021. Disponible en: <a href="http://generadoras.cl/prensa/cne-autoriza-solicitud-de-aes-gener-para-el-retiro-definitivo-de-las-unidades-ventanas-1-y-2-en-2025">http://generadoras.cl/prensa/cne-autoriza-solicitud-de-aes-gener-para-el-retiro-definitivo-de-las-unidades-ventanas-1-y-2-en-2025</a>
Bocamina 2	350	2022	Diario Concepción. Confirmado: Bocamina 2 cierra definitivamente en siete meses más. Octubre de 2021. Disponible en: <a href="https://www.diarioconcepcion.cl/economia/2021/10/17/confirmado-bocamina-2-cierra-definitivamente-en-siete-meses-mas.html">https://www.diarioconcepcion.cl/economia/2021/10/17/confirmado-bocamina-2-cierra-definitivamente-en-siete-meses-mas.html</a>
Tocopilla U14	121	2022	Minería Chilena. Retiro del carbón se reactivará en enero de 2022 con salida de dos unidades de Central Tocopilla. Enero de 2021. Disponible en: <a href="https://www.mch.cl/2021/01/04/retiro-del-carbon-se-reactivara-en-enero-de-2022-con-salida-de-dos-unidades-de-central-tocopilla/">https://www.mch.cl/2021/01/04/retiro-del-carbon-se-reactivara-en-enero-de-2022-con-salida-de-dos-unidades-de-central-tocopilla/</a>
Tocopilla U15	123	2022	
Mejillones 1 CTM1	166	2024	Engie. Engie anuncia el desarrollo de cartera de energías renovables por cerca de 2.000 MW y una salida total del carbón para 2025. Abril de 2021. Disponible en: <a href="https://www.engie.cl/engie-anuncia-el-desarrollo-de-cartera-de-energias-renovables-por-cerca-de-2-000-mw-y-una-salida-total-del-carbon-para-2025/">https://www.engie.cl/engie-anuncia-el-desarrollo-de-cartera-de-energias-renovables-por-cerca-de-2-000-mw-y-una-salida-total-del-carbon-para-2025/</a>
Mejillones 2 CTM2	175	2024	
Angamos 1 ANG1	268	2025	MEN. Ministerio de Energía anuncia histórico cierre adelantado de centrales a carbón. Julio de 2021. Disponible en: <a href="https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon">https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon</a>
Angamos 2 ANG2	272	2025	
Campiche (Ventanas 4)	272	2025	
Nueva Ventanas (Ventanas 3)	272	2025	
Andina CTA	177	2025 a	Ministerio del Medio Ambiente. Gobierno anuncia el retiro del 50% de

<sup>225</sup> Disponible en: <https://energia.gob.cl/iniciativas/energia-zero-carbon> y [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/folleto\\_estrategia\\_descarbonizacion\\_cast.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/folleto_estrategia_descarbonizacion_cast.pdf)

		Biomasa	las centrales a carbón al 2025. Abril de 2021. Disponible en:
IEM 1 Mejillones	377	2025 a Gas Natural	<a href="https://mma.gob.cl/gobierno-anuncia-el-retiro-del-50-de-las-centrales-a-carbon-al-2025/">https://mma.gob.cl/gobierno-anuncia-el-retiro-del-50-de-las-centrales-a-carbon-al-2025/</a>
Hornitos CHT	165	2025 a Biomasa	
Norgener Nueva Tocopilla 1 NTO 1	141	2027	Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Diciembre de 2018. Disponible en: <a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%c3%b3n-Parte1.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%c3%b3n-Parte1.pdf</a>
Guacolda 1	152	2027	
Guacolda 2	152	2028	
Norgener Nueva Tocopilla 1 NTO 2	132	2029	El Mostrador. Tras anuncio de Engie de salida total del carbón para 2025, ambientalistas apuntan a Aes Gener y Colbún. Abril de 2021. Disponible en: <a href="https://www.elmostrador.cl/dia/2021/04/28/tras-anuncio-de-engie-de-salida-total-del-carbon-para-2025-ambientalistas-apuntan-a-aes-gener-y-colbun/">https://www.elmostrador.cl/dia/2021/04/28/tras-anuncio-de-engie-de-salida-total-del-carbon-para-2025-ambientalistas-apuntan-a-aes-gener-y-colbun/</a>
Petropower	21	2030	
Guacolda 3	152	2033	
Guacolda 4	152	2034	
Santa María	370	2037	El Mostrador. Ambientalistas destacan cierre anticipado de cuatro centrales a carbón y piden al Gobierno que los anuncios "no queden en la voluntariedad y sin fechas definidas". Julio de 2021. Disponible en: <a href="https://www.elmostrador.cl/dia/2021/07/07/ambientalistas-destacan-cierre-anticipado-de-cuatro-centrales-a-carbon-y-piden-al-gobierno-que-los-anuncios-no-queden-en-la-voluntariedad-y-sin-fechas-definidas/">https://www.elmostrador.cl/dia/2021/07/07/ambientalistas-destacan-cierre-anticipado-de-cuatro-centrales-a-carbon-y-piden-al-gobierno-que-los-anuncios-no-queden-en-la-voluntariedad-y-sin-fechas-definidas/</a>
Cochrane 1 CCH1	266	2038	
Cochrane 2 CCH2	266	2038	
Guacolda 5	157	2038	