

Informe de Resultados

Propuesta de Diseño de Mercado para Atributos de Flexibilidad y Seguridad del SEN

preparado por Vinken
para AES Chile.

Santiago, 24 de Marzo de 2026

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos	2
1. Antecedentes	3
2. Análisis de Impacto de Atributos	5
2.1. Metodología y Supuestos	6
2.2. Resultados	10
2.2.1. Resultados Escenario SR	10
2.2.2. Valorización en Base a Nueva Infraestructura	11
2.2.3. Valorización en Base a Costos de Operación	12
2.3. Conclusiones	13
3. Mecanismo Propuesto para Remuneración de Atributos	14
3.1. Mecanismo Propuesto	14
3.2. Implicancias e Incentivos Para los Agentes	18
3.3. Diseño Regulatorio	20
3.3.1. Mecanismo de Mercado	20
3.3.2. Lineamientos Modificación	21

1. Antecedentes

El esquema de remuneración actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) **presenta deficiencias estructurales para incentivar tecnologías que proveen flexibilidad y seguridad**. En primer lugar, las **rentas del mercado de energía enfrentan una tendencia a la baja** por la integración masiva de renovables con costos variables cercanos a cero y por la reducción de los diferenciales de precios día/noche debido al despliegue acelerado de sistemas de almacenamiento (BESS). En segundo lugar, los **ingresos por Servicios Complementarios (SSCC) son insuficientes bajo el diseño actual**, e incluso con modificaciones como una transición a un precio uniforme o ajustes en los precios máximos podrían no ser suficientes para cubrir los costos de estos atributos críticos para la seguridad del sistema. Finalmente, el **pago por capacidad no reconoce adecuadamente estas prestaciones técnicas**, lo que podría desincentivar la permanencia de infraestructura existente con estos atributos y la inversión en nuevas soluciones eficientes.

En particular, es relevante notar que **atributos de robustez de frecuencia (inercia) y robustez de tensión (fortaleza de la red)**, relevantes en la operación del sistema, **no son remunerados** directamente por el diseño de mercado actual. Sin embargo, frente al proceso de descarbonización y entrada masiva de fuentes renovables variables y nuevas tecnologías basadas en inversores, podrían volverse atributos escasos en la operación si no se cuenta con señales de remuneración adecuadas. Luego, es importante generar las **señales de mercado adecuadas** que permitan que estos atributos se integren al sistema de manera **oportuna** y mediante aquellos agentes que puedan entregarlos de manera **eficiente**, ya sean estos recursos existentes o nuevas inversiones.

Una forma para abordar **en el cortísimo plazo** este desafío es a través de la **definición de nuevos SSCC**. Al respecto, el Artículo 225° de la LGSE define a los SSCC como aquellas **prestaciones que permiten efectuar la coordinación** de la operación del sistema en los términos dispuestos en el Artículo 72°-1, particularmente: **preservando la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico, **y garantizando la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En particular, **atributos de robustez de frecuencia y de tensión pueden contribuir a una operación más segura** frente a perturbaciones y el riesgo de inestabilidades de frecuencia o de tensión, **además de apoyar una operación más eficiente del sistema**, en la medida que habilitan una mayor la integración de fuentes de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento, sin comprometer la seguridad del sistema.

Luego, la **provisión de estos atributos a través de mecanismos competitivos** puede no solo contribuir a una operación que cumpla de manera eficiente con los requerimientos de seguridad esperados, sino que además entregar una señal adicional para la participación e inversión en tecnologías que quieran ingresar al sistema para proveer dichos atributos.

En función de lo anterior, el presente documento tiene como objetivo la generación de propuestas de modificaciones de corto plazo a las estructuras de mercado de SSCC, de tal forma de generar condiciones habilitantes para la **remuneración adecuada de atributos** de tecnologías necesarios para la transición energética del SEN, tanto a los recursos existentes como nuevas inversiones. En específico, se evalúa la incorporación de nuevos productos

asociados a SSCC que permitan asegurar una **operación segura y eficiente del SEN**, mediante productos de robustez de frecuencia y de tensión, similar a lo observado en mercados eléctricos de referencia internacional¹.

La sección 2 a continuación se encarga de **analizar el impacto en la operación del SEN que tienen los atributos de robustez de frecuencia y de tensión**, a partir de lo cual se realiza una estimación de su valorización y costo de provisión ante distintos escenarios.

Luego, en la sección 3, **se describe de forma general el mecanismo propuesto para la remuneración de atributos**. En concreto, se propone un mecanismo de materialización de SSCC homólogo tanto para la provisión de atributos de robustez de frecuencia y de tensión. El mecanismo:

- Responde a la necesidad de generar **señales de mercado** adecuadas.
- Se encuentra **en línea con la normativa vigente y materialización** de otros SSCC.
- Resulta de **bajo costo de implementación** por parte del regulador (CNE) y CEN.
- **No afecta los lineamientos de programación ni OTR del sistema** por parte del CEN (operación a mínimo costo co-optimizada de energía y reservas).

Adicionalmente, se describen de forma general aspectos asociados al **diseño regulatorio asociado al mecanismo de materialización propuesto** y lineamientos de modificaciones regulatorias requeridas.

¹ Ver por ejemplo el caso del Stability Market en Reino Unido. Disponible en:
<https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/stability-market>

2. Análisis de Impacto de Atributos

El estudio “Propuestas de Cambios al Mercado de Servicios Complementarios” realizado en 2024 por Vinken para AES, mostró que una operación costo eficiente del sistema, sin restricciones respecto a niveles de inercia, no alcanzaría los niveles mínimos de robustez de frecuencia (inercia) para permitir una operación segura del sistema durante todas las horas.

De esta manera, para cumplir con los niveles mínimos de seguridad resulta necesario el despacho de centrales hídricas y térmicas (gas o diésel) que provean este atributo, ocasionando incluso el despacho de centrales diésel durante horas de sol para proveer inercia. El mayor despacho térmico implica una serie de desafíos, tales como la gestión de una mayor disponibilidad de combustible y un potencial aumento en los pagos laterales, debido a la operación a mínimo técnico o fuera de orden de mérito de estas centrales.

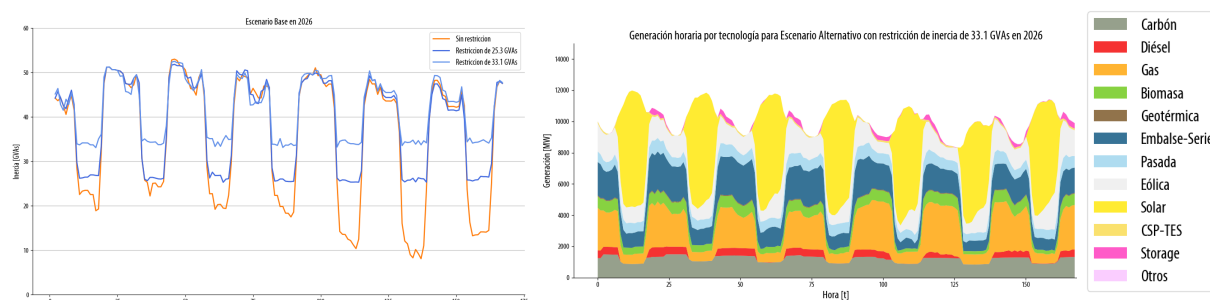


Figura 2.1. Niveles de inercia y generación horaria por tecnología según estudio de referencia desarrollado en 2024.

Dicho estudio de referencia se basó en los requerimientos de inercia proyectados por el Coordinador en el “Estudio de Inercia y Cortocircuito” en 2022², con un requerimiento sistémico para 2026 de hasta 33.1 GVAs y de hasta 6.5 GVAs en el Norte Grande.

En 2025, mediante la Minuta DAOP 04/2025, el Coordinador determinó niveles mínimos de inercia en la zona del Norte Grande para cumplir con un ESCR > 1.5 en la zona, según se detalla en la tabla a continuación. En estos se refleja un aumento en el requerimiento mínimo de inercia requerido a nivel zonal.

Tabla 2.1. Requerimientos de Inercia en la Zona Grande según Minuta DAOP 04/2025.

Unidades de Guacolda E/S	Inercia en la zona Norte Grande [GVAs]	Mínimo valor de ESCR / Punto de control
0	14.9	1.5 / Parinacota 220 kV
2	14.9 (*)	1.57 / Parinacota 220 kV
4	12.0	1.51 / Parinacota 220 kV

Análisis realizados en el Informe “Transición Energética del SEN: Estudios de Confiabilidad” realizado durante 2025 por Estudios Eléctricos para Generadoras, muestran que al incorporar los proyectos BESS esperados a 2026/2027, estos niveles mínimos de inercia definidos por el CEN no serían suficientes para cumplir con niveles de ESCR sobre 1.5, como se puede

² Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/>

observar en la figura 2.2 (izq.). Para lograr incorporar esta cantidad esperada de proyectos BESS con niveles de ESCR adecuados se requiere el despacho forzado adicional de todo el carbón y GNL disponible en el Norte (figura 2.2 centro).

Cabe destacar que, en base a la nueva norma técnica, el parque BESS con entrada en operación posterior a agosto 2026 podría tener habilitado GFM, es decir en el mejor de los casos, para 2027 cerca de un 50% de la capacidad BESS podría tener GFM. Sin embargo, la implementación de GFM no soluciona los problema de Fortaleza de Red en el corto plazo, ya que con un 50% de las BESS con GFM al año 2027 aún presentan niveles de ESCR bajo 1.5, como se puede observar en la figura 2.2 (der.).

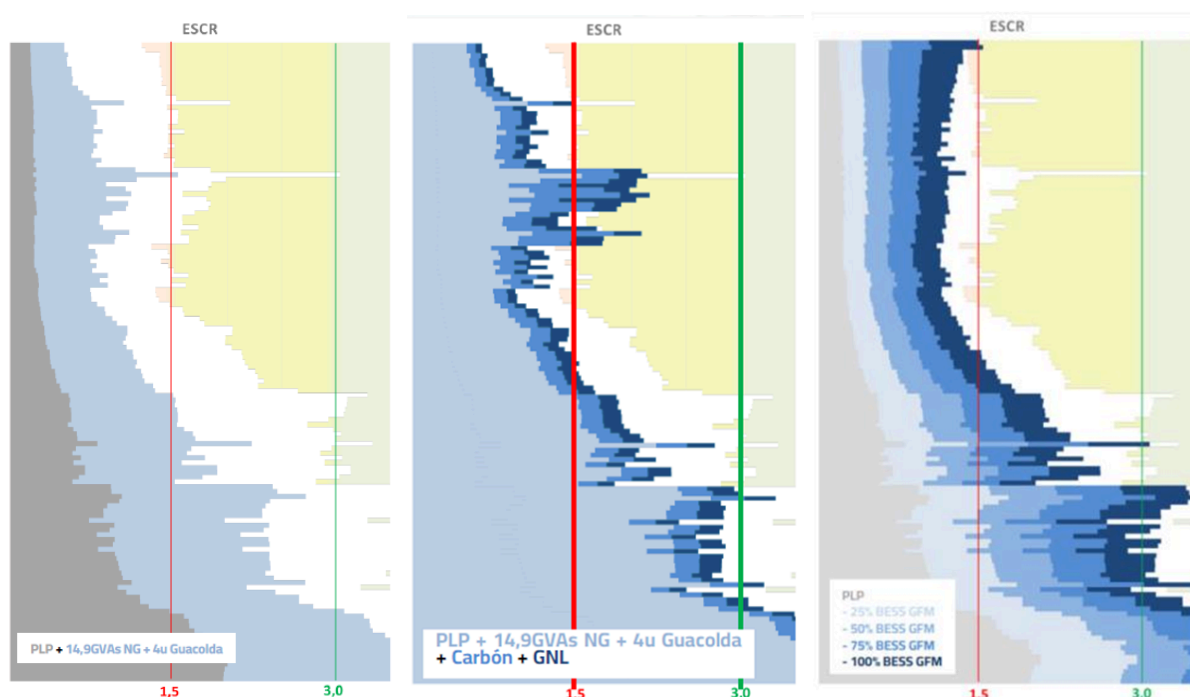


Figura 2.2. Resultados niveles de ESCR mínimos en la zona del Norte Grande ante distintos escenarios.

2.1. Metodología y Supuestos

La metodología considera la estimación del valor que cada atributo tiene para el sistema como la diferencia de costos de operación entre las distintas condiciones de operación que permiten cumplir con los niveles mínimos de cada uno de ellos, tal como se bosqueja en la figura 2.3.

Para efectos de estimar los costos de operación ante cada caso, se utiliza un modelo de optimización de programación de la operación del sistema que co-optimiza energía y servicios complementarios, replicando las restricciones técnicas y operacionales relevantes utilizadas en la programación diaria del SEN realizada por el Coordinador, y que ha sido validado con los resultados de este proceso.

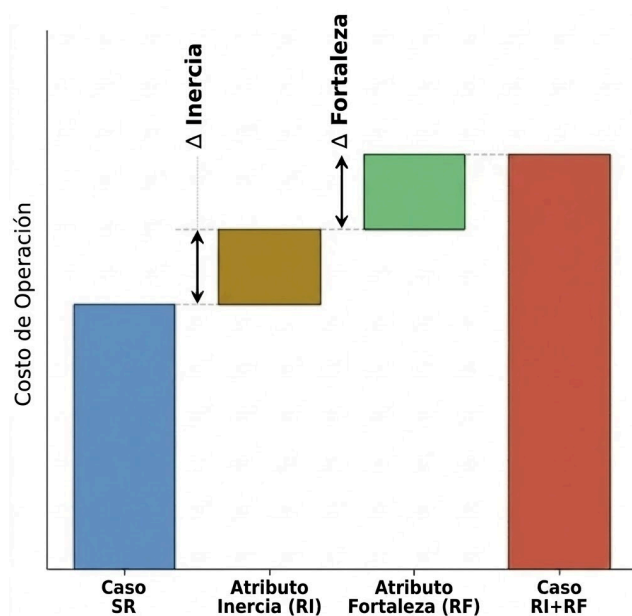


Figura 2.3. Diagrama que ilustra la metodología para cuantificar el valor sistémico de cada atributo.

A partir de lo anterior, se realiza la simulación de la operación esperada del sistema para los años 2027 y 2030, con resolución horaria y cronológica para todo el año, considerando las siguientes condiciones de operación:

- **Sin Requerimiento (SR):** Refleja la operación costo eficiente en un sistema que puede operar sin restricciones de inercia.
- **Restricción Inercia (RI):** Se considera un requerimiento de inercia sistémico y uno específico para la zona del Norte Grande, según se detalla en la tabla 2.2. La diferencia entre este caso (RI) y el caso Sin Requerimiento (SR) da cuenta del valor del recurso de robustez de frecuencia (inercia).

Tabla 2.2. Requerimientos de Inercia considerados en las simulaciones.

Requerimiento Mínimo	2027			2030		
	SR	RI	RF	SR	RI	RF
Sistémico (GVAs)	-	33.1	33.1	-	39.1	39.1
Norte Grande (GVAs)	-	14.9	23.0	-	14.9	26.0

- **Restricción Fortaleza (RF):** Además del requerimiento de inercia previamente planteado, se considera el despacho forzado de centrales a carbón y GNL en el Norte Grande, produciendo niveles mínimos de inercia según se indican en la tabla 2.2. La diferencia entre este caso (RF) y el caso con Restricción de Inercia (RI) da cuenta del valor del recurso de fortaleza de la red.

En particular, las centrales con despacho forzado corresponden a aquellas con generación basada en carbón y GNL del conjunto de unidades síncronas con capacidad de proveer inercia en la zona del Norte Grande (destacadas con rojo en la

figura 2.4), según la información disponible en el informe preliminar del “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”³, publicado en 2025 por el Coordinador.

Unidad	Parámetros de la unidad		Inercia [GVA*s]
	Sn [MVA]	H [s]	
CSP CERRO DOMINADOR	133.5	3.27	0.437
GEO CERRO PABELLON U1	32.5	1.38	0.045
GEO CERRO PABELLON U2	32.5	1.38	0.045
GEO CERRO PABELLON U3	40.0	3.40	0.136
HP CHAPIQUIÑA U1	6.2	3.76	0.023
HP CHAPIQUIÑA U2	6.2	3.76	0.023
HP PMGD CAVANCHA U1	3.7	2.55	0.009
TER ANDINA U1	206.3	5.50	1.135
TER ANGAMOS U1	330.0	4.80	1.584
TER ANGAMOS U2	330.0	4.80	1.584
TER ATACAMA CC1-TG1	165.0	6.05	0.999
TER ATACAMA CC1-TG2	165.0	6.05	0.999
TER ATACAMA CC1-TV	165.0	6.00	0.990
TER ATACAMA CC2-TG1	165.0	6.05	0.999
TER ATACAMA CC2-TG2	165.0	6.05	0.999
TER ATACAMA CC2-TV	165.0	6.00	0.990
TER COCHRANE U1	330.0	3.86	1.274
TER COCHRANE U2	330.0	3.86	1.274
TER HORNITOS U1	206.3	5.50	1.135
TER KELAR CC1-TG1	225.0	6.59	1.483
TER KELAR CC1-TG2	225.0	6.59	1.483
TER KELAR CC1-TV	212.4	6.52	1.385
TER MEJILLONES CTM3-TG	185.0	4.80	0.888
TER MEJILLONES CTM3-TV	111.0	7.58	0.841
TER PAM	31.2	2.78	0.087
TER TOCOPILLA TG1	27.9	2.50	0.070
TER TOCOPILLA TG2	27.9	2.50	0.070
TER TOCOPILLA TG3	45.0	2.50	0.113
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	500.0	6.13	3.065
Total			24.160

Figura 2.4. Conjunto de unidades síncronas con capacidad de proveer inercia en el Norte Grande.

Finalmente, respecto a la composición del parque de generación para los años a simular, este refleja el ingreso esperado de BESS para el año 2027 y 2030, en función del plan de obras en construcción y de manera consistente con el estudio “Transición Energética del SEN: Estudios de Confiabilidad” desarrollado por Estudios Eléctricos. De esta manera, la capacidad instalada por tecnología se indica en la tabla 2.3. Cabe destacar que los condensadores síncronos adjudicados en la licitación de 2024⁴ no se consideran para el escenario 2027, pero si se incluyen en el escenario 2030.

Tabla 2.3. Capacidad instalada por tecnología.

Tecnología (GW)	2027	2030
Carbón	3.09	1.90
Térmica	9.61	10.22
Hidráulica	7.57	7.57
Eólica	7.16	7.98
Fotovoltaica	11.83	13.73
BESS	6.80	7.93

Adicionalmente, la tabla 2.4 muestra el detalle del retiro de centrales a carbón considera, donde para el año 2027 se considera que la central IEM ya fue reconvertida y que las centrales

³ Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Preliminar-ERST-2025.pdf>

⁴ Disponibles en:

<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>

Andina y Hornitas son retiradas para su reconversión en mayo de 2027. Por otro lado, para el año 2030 se considera un mayor nivel de reconversión de unidades, así como el retiro definitivo de Nueva Ventanas y Campiche.

Tabla 2.4. Condición de operación considerada para centrales a carbón.

Central	2027	2030	Fecha Retiro
Angamos 1	Operativa	Operativa	
Angamos 2	Operativa	Operativa	
IEM	Reconvertida	Reconvertida	2025-12
Andina	Operativa*	Reconvertida	2027-05
Hornitos	Operativa*	Reconvertida	2027-05
Nva. Ventanas	Operativa	Retirada	2028-12
Campiche	Operativa	Retirada	2028-12
Guacolda 1	Operativa	Reconvertida	2029-12
Guacolda 2	Operativa	Reconvertida	2029-12
Guacolda 3	Operativa	Operativa	2032-12
Guacolda 4	Operativa	Operativa	2032-12
Guacolda 5	Operativa	Operativa	2032-12
Santa María	Operativa	Operativa	2032-12
Cochrane 1	Operativa	Operativa	
Cochrane 2	Operativa	Operativa	

2.2. Resultados

2.2.1. Resultados Escenario SR

Los resultados del escenario SR permiten observar cuál sería el despacho óptimo del sistema si los requerimientos de inercia y fortaleza de la red estuviesen resueltos. De esta manera, se observa una alta integración de BESS en el despacho, lo que permite un mayor aprovechamiento de energía solar y eólica, con vertimientos prácticamente nulos. Al no incluir una restricción de inercia, los niveles de inercia intrínsecos a este caso son bajos, especialmente en horas de sol. Esta diferencia entre los niveles de inercia del caso SR y los requerimientos mínimos asociados a los otros casos se denominará **déficit del atributo**.

Tabla 2.5. Resultados de inercia y generación para el escenario SR.

Métrica	Mínimo	Promedio	Máximo
Inercia (GVAs)	4.9	19.9	40.4

Tecnología	Térmica	Hidro	Solar	Eólica	BESS Descarga	BESS Carga
Generación Anual (TWh)	18.4	23.4	29.4	17.7	5.5	7.9

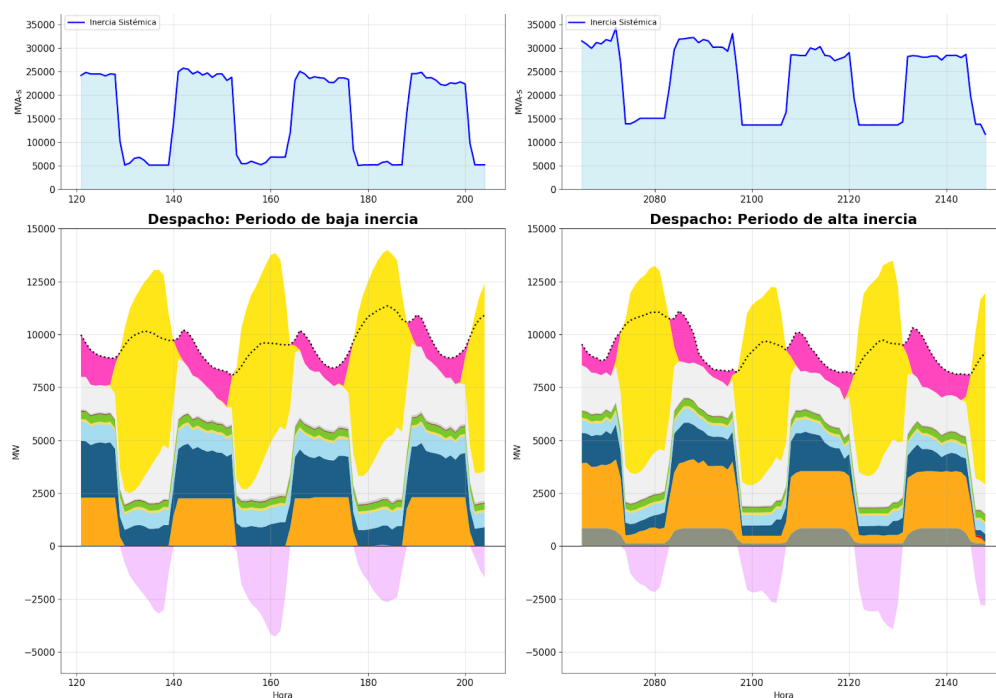
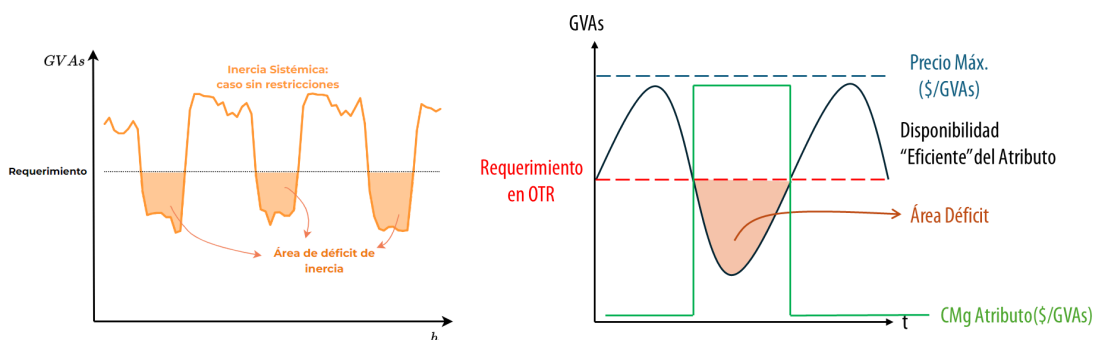


Figura 2.5. Generación por tecnología para días con distintos niveles de inercia dentro del año analizado.

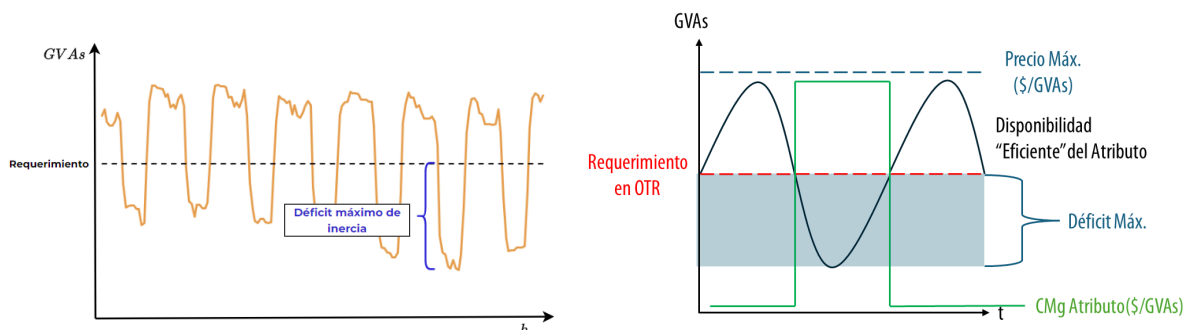
2.2.2. Valorización en Base a Nueva Infraestructura

Una forma de valorizar los atributos de inercia y fortaleza resulta de considerar que los respectivos requerimientos se resuelven mediante el desarrollo de infraestructura dedicada a proveer estos atributos. De esta manera, el dimensionamiento de esta infraestructura se puede estimar a partir de la diferencia entre los niveles de inercia del caso SR y el requerimiento mínimo de inercia, es decir, el déficit del atributo. Para esto se consideran 2 aproximaciones:

- **Área Déficit:** Representa el costo de “arrendar” o pagar sólo por los MVAs exactos que se necesitan para cubrir el déficit de atributo identificado, es decir, la infraestructura ya estaría desarrollada y solo presta el servicio cuando es requerida.



- **Déficit Máximo:** Representa el costo de instalar condensadores síncronos dimensionados para cubrir el mayor déficit horario observado entre el caso SR respecto al requerimiento de inercia.



Una vez dimensionado el atributo, su valorización se realiza considerando un rango de precio máximo entre 3.00 y 4.26 USD/MVAs, asociado a CONE anualizado de desarrollo de condensadores síncronos según la licitación realizada en 2024⁵. Los resultados de este ejercicio se presentan en la tabla 2.6, donde el costo de proveer la totalidad de los atributos de inercia y fortaleza mediante nueva infraestructura podría alcanzar los 1000 MM USD.

Tabla 2.6. Resultados valorización de atributo en base a nueva infraestructura.

Valorización Anual (MM USD)	Área Déficit	Déficit Máximo
Total Atributos Robustez de Frecuencia y Fortaleza de la Red	441-626	742-1053

⁵ Considera la cota inferior y superior de valores máximos anualizados presentados en la estimación del valor máximo para el valor anualizado del servicio, divididos en 8,760 horas. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>

2.2.3. Valorización en Base a Costos de Operación

Al aplicar la metodología basada en costos de operación mostrada en la sección 3.2, se observa que considerar requerimientos de inercia y fortaleza provoca diferencias en el despacho, con un aumento de generación térmica (carbón y gas) para cumplir con estos requerimientos. Este despacho térmico provoca un desplazamiento de generación solar y eólica, la cual se aprovecha mediante una mayor carga y descarga de BESS.

Tabla 2.7. Resultados de inercia y generación para el escenario RI+RF.

Generación Anual (TWh)	Térmica	Hidro	Solar	Eólica	BESS Descarga	BESS Carga	Inercia (GVAs)	Promedio
SR	18.4	23.4	29.4	17.7	5.5	7.9	SR	19.9
RI+RF	21.2 (+2.8)	22.1 (-1.3)	29.4	17.7	8.1 (+2.6)	11.7 (+3.8)	RI+RF	33.5

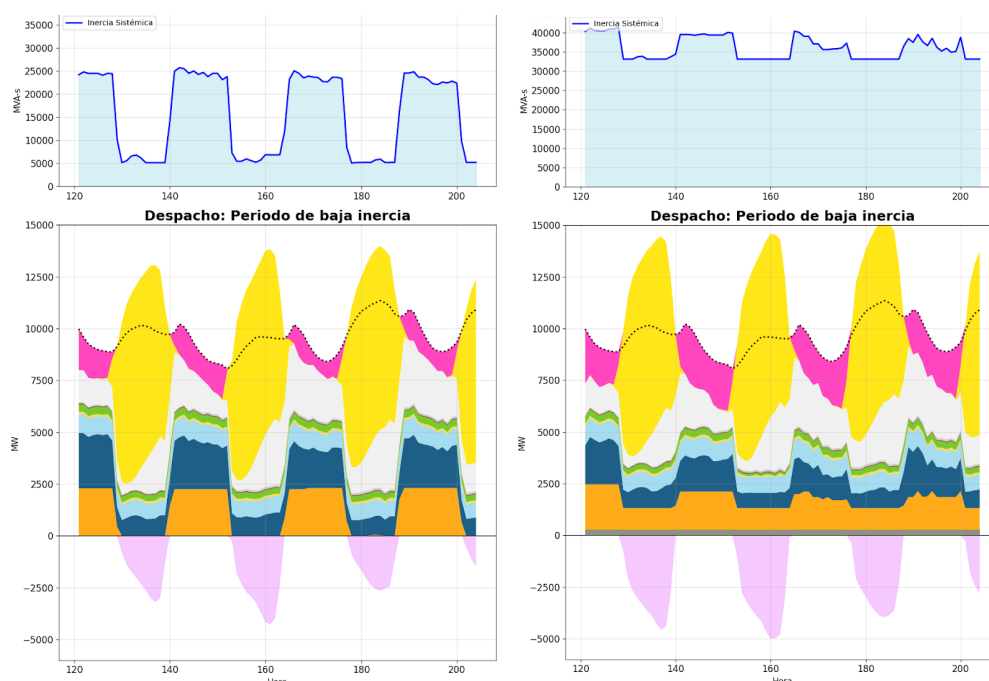


Figura 2.6. Generación por tecnología para los mismos días con y sin restricciones de inercia.

La tabla 2.8 muestra la diferencia de costos de operación anuales entre cada escenario, donde se observa que estos requerimientos tendrían un costo para el sistema de 265 MM USD (+3.2 USD/MWh) al año 2027. Estos costos podrían aumentar en la medida que no se remunere adecuadamente y esta infraestructura deja de estar disponible.

Tabla 2.8. Diferencia de costos de operación entre escenarios.

Escenario	SR	Atributo Inercia (RI respecto a SR)	Atributo Fortaleza (RF respecto a RI)	Total Atributos (RF+RI)
Costo Operación (MM USD)	1930	+88 (+4.6%)	+177 (+9.2%)	+265 (+13.7%)
Aumento Costo Unitario (USD/MWh)	-	+1.05	+2.11	+3.15

A modo de comparación, el estudio de referencia desarrollado en 2024 mostró que, en un escenario 2027 de descarbonización acelerada, donde la inercia tendría que ser entregada por generación a gas o diésel debido a la ausencia del carbón, el costo de proveer estos atributos podría haber superado los 600 MM USD (+7.5 USD/MWh). La figura 2.7 muestra la diferencia de costos entre la valorización basada en costos de operación, el escenario de descarbonización del estudio de referencia y la valorización basada en nueva infraestructura.

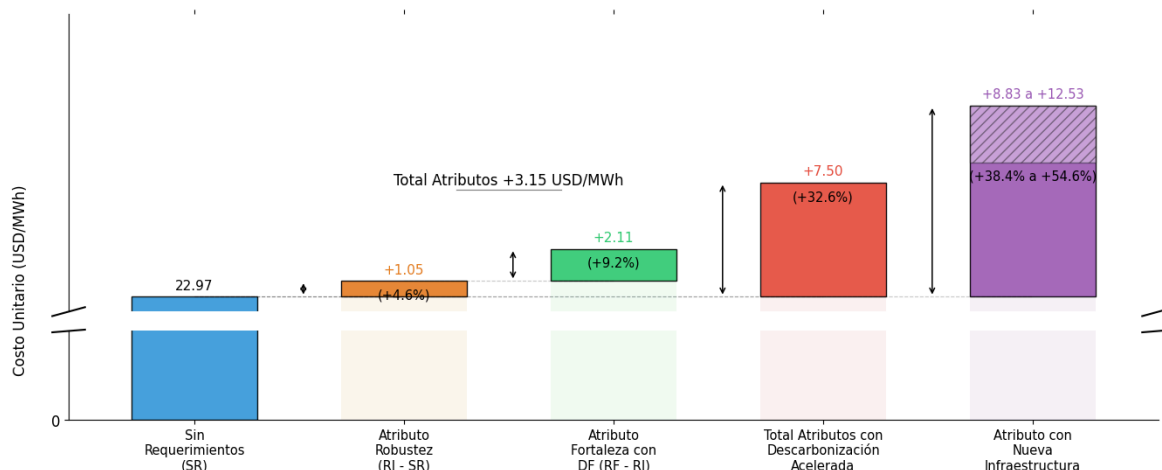


Figura 2.7. Comparación de costos asociados a cada escenario.

2.3. Conclusiones

- **Requerimientos de inercia y fortaleza tendrían un costo anual unitario adicional de operación en torno a 3 USD/MWh** para el sistema al año 2027. Estos costos podrían aumentar significativamente en escenarios sin esta infraestructura y sin masiva implementación de GFM.
- **Resulta relevante contar con soluciones implementables** que reconozcan la valorización de atributos a unidades eficientes disponibles en el corto plazo, y que además generen señales para el desarrollo de tecnología GFM y nueva infraestructura.
 - Requerimientos de inercia y fortaleza **podrían conducir a sobrecostos entre 7 y 12 USD/MWh al 2027 de no contar con unidades eficientes** que provean estos atributos durante la transición.
- De esta manera, **resulta crítico generar incentivos para tecnologías que puedan entregar estos atributos de manera oportuna y eficiente** al sistema eléctrico, tanto a los recursos existentes como nuevas inversiones.
- **Resultados preliminares al año 2030** (aún en revisión requerimiento de atributos futuros y supuestos de GFM en largo plazo) muestran que el **costo de estos requerimientos en caso de no masificarse GFM aumentan considerablemente**. Además, el retiro de centrales a carbón agravaría la escasez de atributos, especialmente en la zona Norte Grande.

3. Mecanismo Propuesto para Remuneración de Atributos

Los niveles de robustez de frecuencia y de tensión corresponden a **atributos** cuya presencia es relevante para lograr la integración de otras tecnologías, por lo que resulta conveniente que la materialización de sus productos se realice **considerando un horizonte de tiempo más extenso que el de la operación**, con el fin de entregar señales económicas confiables tanto para atraer la inversión de nuevas tecnologías que provean estos atributos, como para generar incentivos a infraestructura actual capaz de proveerlos.

Por otro lado, **modelos de co-optimización de energía y reservas y procesos de despacho en la operación en tiempo real ya internalizan la provisión de estos atributos**, ya sea mediante restricciones explícitas por el requerimiento o mediante decisiones de despacho por motivos de seguridad. En este contexto, es posible considerar que dichos atributos son actualmente internalizados dentro de procesos de programación y operación del sistema, pero con costos directos de provisión nulos.

Con el propósito de simplificar la implementación de mecanismos de mercado que reconozcan y remuneren la provisión de estos atributos, y **no alterar resultados de la actual co-optimización de energía y reservas**, es de esperar que costos directos de provisión sigan considerándose nulos para efectos de la co-optimización (i.e., que ofertas por la provisión de estos atributos no ingresen en la función objetivo de problemas de co-optimización de energía y reservas). Lo anterior resulta razonable, en el entendido de que dichos costos, actualmente, **representan una parte menor** a nivel sistémico respecto a los costos de provisión de energía y reservas.

3.1. Mecanismo Propuesto

Se propone un **mecanismo de valorización y remuneración** similar en principio a ambos atributos (i.e., robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la red), **a desarrollarse en 2 etapas**:

- (i) **Etapla 1 (E1)**, un proceso periódico, previo a la OTR, asociado fundamentalmente a la entrega de información al mercado por parte de agentes.
- (ii) **Etapla 2 (E2)**, un proceso en la OTR, asociado a la provisión efectiva, asignación y remuneración de servicios asociados a atributos. Cada una de las etapas del mecanismo propuesto se describen en detalle a continuación.

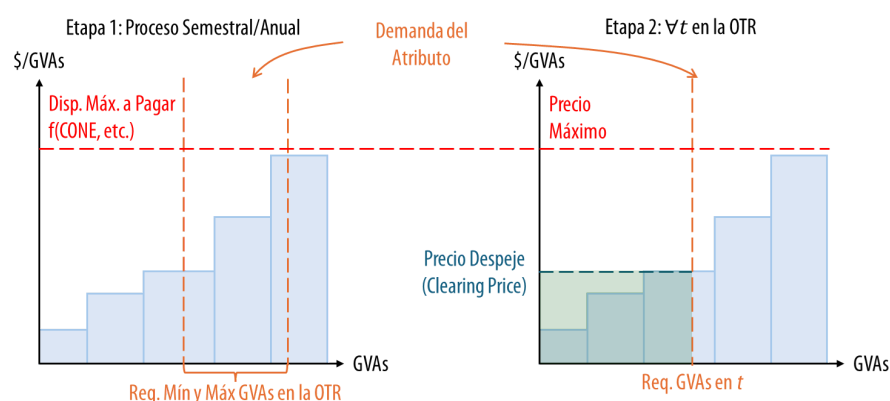


Figura 3.1. Diagrama general del mecanismo propuesto. Etapa 1 (izq.) y Etapa 2 (der.).⁶

⁶ Figura asociada a atributo de inercia, homóloga para atributo de fortaleza de la red.

Etapas 1 (E1) - Previo a la OTR

- Etapa **realizada con periodicidad definida** (e.g., de forma semestral, anual), **de forma previa a la OTR y con un período objetivo** (e.g., semestre, año objetivo) para la provisión efectiva del atributo.
- **En esta etapa se entrega información al mercado** por parte de agentes: disposición máxima a pagar por la provisión de atributos, por parte del regulador; y ofertas de precio por atributos, por parte de centrales generadoras.

Respecto a la **disposición máxima a pagar** por atributos:

- El regulador define una disponibilidad máxima a pagar **de carácter oculto en la E1**, la cual actuará como **precio máximo en la E2** en la OTR.
- Ésta podría ser definida en función de costos de nueva infraestructura (e.g., condensadores síncronos), costo de operación del sistema sin el atributo (lo que es lo mismo que la cuantificación de beneficios de disponer del atributo), u otros.

Respecto a **ofertas** por atributos:

- Agentes emiten **ofertas solo precio** por atributos, mientras que cantidades ofertadas son aquellas habilitadas, determinadas de acuerdo a información auditada (similar al caso de SSCC de control de frecuencia).
- No existen pagos laterales por costos incurridos en la OTR debido a la provisión del atributo⁷, lo cual incentiva a los agentes a incluir en su oferta todos los costos que supone la provisión del atributo (e.g., infraestructura, sistemas de control, etc.).
- Las ofertas solo precio realizadas en la E1 **permanecerán fijas** durante el período objetivo en la E2 en la OTR.
- En cuanto a cantidades, estas sirven de referencia al regulador y operador del sistema respecto a la disponibilidad potencial del atributo que se encontrará disponible en la OTR del sistema.
- Las **ofertas son mitigadas en sus precios** en función de la disponibilidad máxima a pagar por el atributo (definida por el regulador y de carácter oculto).
- **Ofertas admisibles**, por debajo de disponibilidad máxima a pagar, **son elegibles para ser remuneradas** por la provisión del servicio para satisfacer los requerimientos mínimos por el atributo en la E2 en la OTR.
- De encontrarse sobre la disposición máxima a pagar, **ofertas no son admisibles para ser remuneradas**, teniendo un tratamiento diferenciado en la E2 en la OTR.

⁷ Pagos laterales de energía seguirán siendo compensados según corresponda y dependiendo de lo que determine el despacho económico.

Etapa 2 (E2) - En la OTR

- Etapa **realizada en la OTR**, en la que **se definen curvas de demanda y de oferta por atributos**. Adicionalmente, **se realiza el despeje del mercado**, definiendo un precio de despeje, a partir del cual se remunera a ofertas asignadas de forma precio uniforme.

Respecto a la **curva de demanda**:

- Ésta es inelástica (corresponde a una recta vertical), y corresponde al **requerimiento mínimo por el atributo** en la OTR del sistema (e.g., cantidad mínima de robustez de frecuencia (inercia) (o atributo de fortaleza de la red) horaria que se requiere para la operación segura del sistema).
- Cabe destacar que la programación y OTR del sistema a mínimo costo se encuentra sujeta a estos requerimientos, por lo que, por definición, siempre se satisface al menos el requerimiento mínimo por el atributo mediante el despacho de unidades de generación según sea requerido.

Respecto a la **curva de oferta**:

- En la E2, en la OTR, se construye en orden creciente de **ofertas admisibles** por precio (por debajo de disponibilidad máxima a pagar) emitidas y fijadas en la E1, mientras que **ofertas no admisibles para ser remuneradas** (por sobre disponibilidad máxima a pagar), son ubicadas a la izquierda de la curva de oferta (ver figura 3.2).
- Por otro lado, **cantidades son aquellas** habilitadas (auditadas) y que se encuentran efectivamente **disponibles en la OTR** del sistema, dado el propio despacho de unidades.

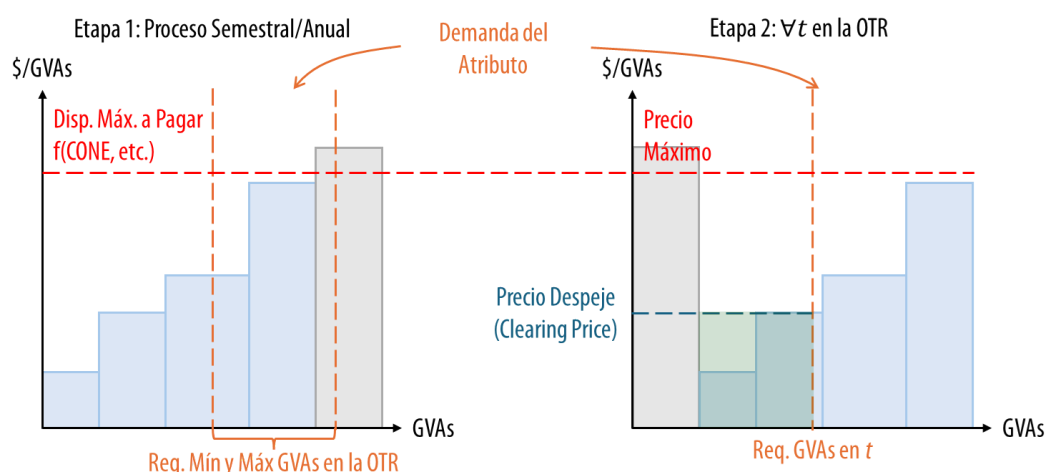


Figura 3.2. Tratamiento de ofertas por sobre disposición máxima a pagar entre E1 y E2.

- En la E2, la curva de oferta se construye a partir de la disponibilidad efectiva del atributo por parte de los agentes que se encuentran despachados de forma económica.
- La programación y despacho en la OTR del sistema se encuentra sujeta a los requerimientos por atributos (robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la

red). Es decir, **siempre se contará con disponibilidad suficiente del atributo para cubrir requerimientos mínimos** del sistema (ver figura 3.3)⁸.

- En la E2, la intersección de curvas de demanda y oferta determina un **precio despejado, asignaciones y remuneración precio uniforme** (sombra en color verde en la figura 3.3) del aporte de cada participante a la provisión efectiva del atributo mínimo requerido en la OTR.
- Se consideran **reglas adicionales** que aseguran la no remuneración de capacidad adicional al mínimo requerimiento por el atributo requerido. La **última oferta asignada** es remunerada tan solo en la cantidad requerida para suplir el requerimiento mínimo por el atributo. En caso de **empate en precio**, la remuneración es a prorrata de la capacidad habilitada ofertada (auditada) requerida para suplir requerimiento.

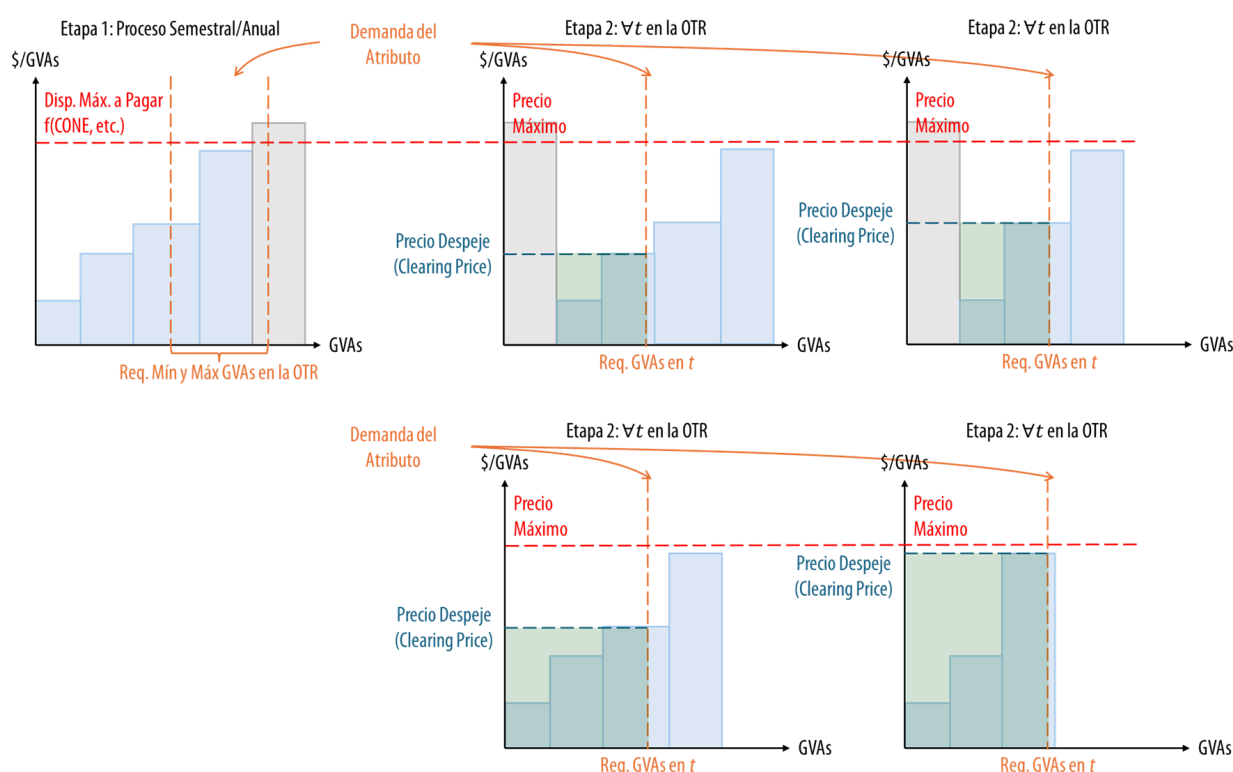


Figura 3.3. Conformación de curva de oferta en la E2 en la OTR del sistema bajo diferentes circunstancias de despacho⁹.

⁸ Esto, por supuesto, en el corto plazo. Si se vislumbra para períodos futuros limitaciones en la disponibilidad del atributo para suplir los requerimientos solicitados, cabe la posibilidad de realizar licitaciones particulares (e.g., por infraestructura, como en el caso de recientes licitaciones por condensadores síncronos) para garantizar la provisión del atributo. No obstante lo anterior, destacar que la inclusión de este mismo mecanismo de mercado debiese generar mayor certidumbre para la provisión de estos atributos.

⁹ Mientras que en E1 la curva de oferta potencial considera la totalidad de las unidades habilitadas para la provisión de atributos, en E2 en la OTR del sistema dicha curva de oferta se conforma por las unidades efectivamente despachadas, dada la operación segura y a mínimo costo del sistema. En E2 ofertas se ordenan por orden creciente de precio para aquellas ofertas admisibles emitidas y fijadas desde E1, mientras que ofertas no admisibles que se encontraran por sobre la disposición máxima a pagar (precio máximo) son ubicadas a la izquierda de la curva de oferta. Luego, precio de despeje surge

3.2. Implicancias e Incentivos Para los Agentes

A partir del diseño del mecanismo propuesto es posible analizar las **implicancias que tiene para los agentes del mercado**.

En el caso de **participantes del mercado**, como **resultado de diferentes factores**: (i) la remuneración precio uniforme; (ii) la disponibilidad máxima a pagar (precios máximos) de carácter oculto; (iii) la no remuneración de ofertas no admisibles (por sobre precios máximos); y (iv) reglas adicionales de remuneración prorrateada, los **participantes del mercado cuentan con incentivos para la emisión de ofertas competitivas** (i.e., costos reales de provisión del servicio y/o remuneración adicional requerida a la de otros mercados para la generación de un *revenue stack* adecuado), **preservando rentas de eficiencia e incentivos a la participación/inversión en tecnologías eficientes en el atributo** (i.e., robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la red). Mismas reglas resultan en que unidades “pivotaes” en la provisión del atributo (las que son requeridas aún en momentos de escasez), no cuenten con el incentivo de hacer ofertas no competitivas. Esto, ante el riesgo de ver sus remuneraciones diluídas o directamente no admisibles para su remuneración.

Las figuras a continuación dan cuenta de incentivos antes mencionados sobre los agentes participantes. Conjunto de reglas señaladas resultan en mismos incentivos para los agentes, tanto en horas de abundancia como de escasez del atributo.

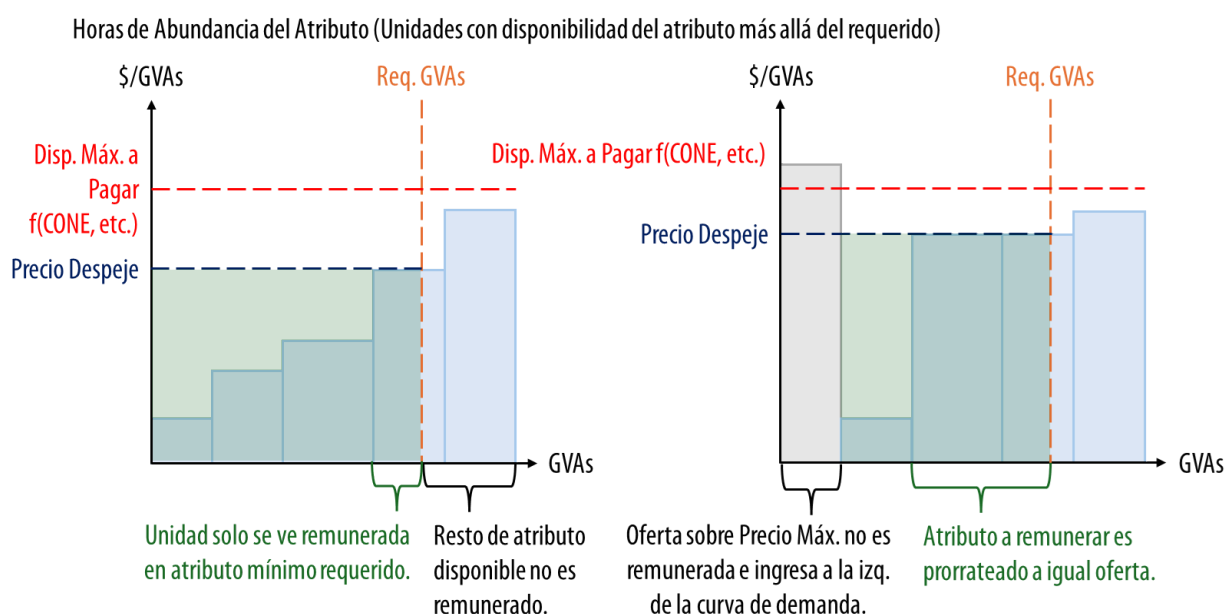


Figura 3.4. Análisis de incentivos en horas de **abundancia** del atributo en la E2 en la OTR¹⁰.

de la intersección entre curvas de oferta y demanda (recta vertical), siendo remunerados por precio uniforme (esquema marginalista, o pay-as-clear) agentes asignados y elegibles para ser remunerados.

¹⁰ La programación y OTR del sistema se encuentra sujeta a requerimientos asociados a atributos, por lo que en la OTR siempre se contará con suficiente capacidad disponible de atributos requeridos.

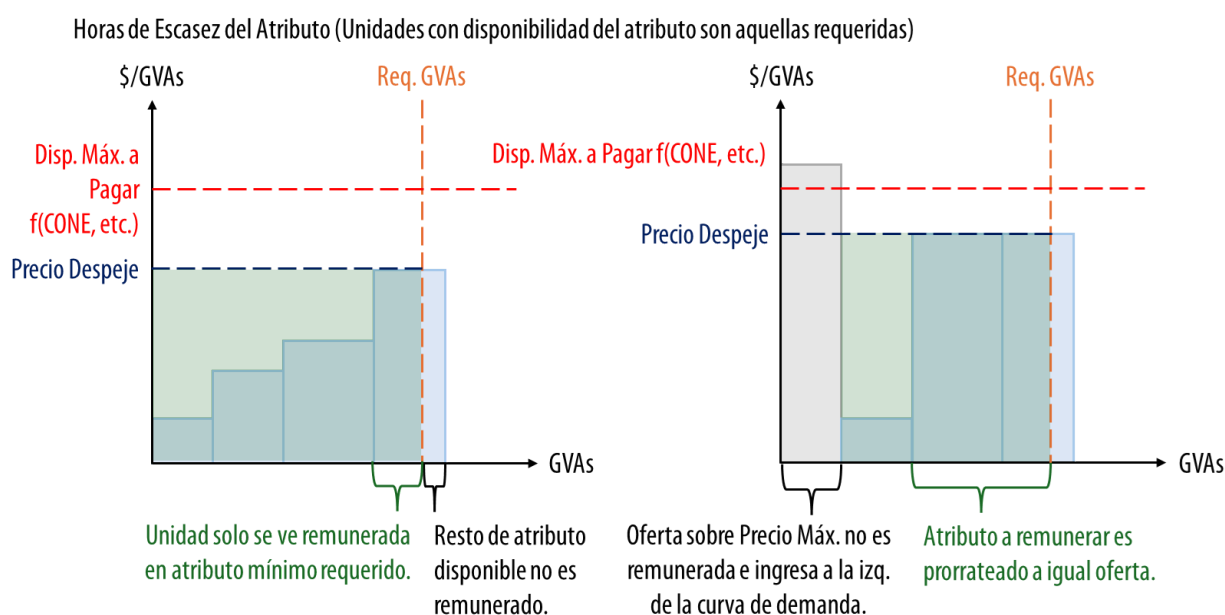


Figura 3.5. Análisis de incentivos en horas de **escasez** del atributo en la E2 en la OTR¹¹.

En el caso de **retiros** (consumidores finales), conjunto de **reglas acotan los pagos totales asociados al mecanismo** de remuneración de atributos requeridos (sombra en color verde en figuras anteriores): (i) ofertas no admisibles para ser remuneradas (por sobre precios máximos) ingresan a la izquierda de la curva de oferta, reduciendo la cantidad a ser remunerada; mientras que (ii) reglas adicionales de remuneración prorrateada, aseguran la no remuneración de capacidad adicional al mínimo requerimiento por el atributo requerido.

Finalmente, en el caso del **regulador**. El **mecanismo propuesto entrega diferentes aspectos de gestión** por parte del regulador, pudiendo incorporarse requerimientos y reglas diferenciadas para distintos subsistemas, en función de condiciones de competencia observadas, así como reglas adicionales de mitigación (precios máximos adaptables en función de condiciones de competencia, evolución de precios de despeje, volúmenes de pagos, etc.). Por otro lado, en función de la información disponible de ofertas emitidas, capacidades habilitadas, requerimientos mínimos y máximos de atributos requeridos para el horizonte objetivo, así como resultados del mecanismo, el **regulador puede evaluar el desempeño del mismo** para el incentivo en la integración eficiente de estos atributos en el SEN. Evaluando por ejemplo la escasez del atributo en el horizonte cercano. Esto, con el **propósito de iterar sobre el diseño del mecanismo** en procesos siguientes.

¹¹ La programación y OTR del sistema se encuentra sujeta a requerimientos asociados a atributos, por lo que en la OTR siempre se contará con suficiente capacidad disponible de atributos requeridos.

3.3. Diseño Regulatorio

3.3.1. Mecanismo de Mercado

En el Artículo 225° de la LGSE **se define a los SSCC como aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación** del sistema en los términos dispuestos en el Artículo 72°-I, particularmente: **preservando la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico, **y garantizando la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Atributos están principalmente asociados a la **seguridad del sistema**: el no contar con estos atributos implica una operación menos segura **frente a contingencias**. Así, contar con estos atributos contribuye a una **operación más económica sin comprometer la seguridad**, en la medida que permiten una mayor integración de fuentes de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento basados en electrónica de potencia.

Dada la naturaleza de este tipo de servicios, asociados fundamentalmente a características propias de las instalaciones, se requiere de señales de mercado adecuadas para la prestación de servicios en el corto plazo. Esto se puede materializar con contratos de naturaleza financiera y por disponibilidad de SSCC de mediano y largo plazo que interactúen con el mercado de corto plazo. Así, los **mecanismos de materialización** propuestos para ambos productos por atributos de robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la red cuentan con **escalas de tiempo mayores a las subastas diarias**. De esta manera, los productos son definidos de forma tal que su requerimiento no sea de cortísimo plazo¹², considerando como ejemplo las licitaciones por el servicio de Cargas Interrumpibles.

En este contexto, la **regulación vigente asociada a la provisión de SSCC resulta en un marco de habilitación idóneo** para la prestación de estos atributos. Luego, la habilitación de SSCC asociados a la provisión de estos atributos, **supondría fundamentalmente, la modificación del Informe de Definición de SSCC** (y emisión de una nueva Resolución Exenta asociada¹³). En este contexto, sería deber del CEN, a través del Informe de SSCC, y de la CNE, a través de la Resolución SSCC, identificar, definir y cuantificar claramente los **atributos deseados y requeridos por el sistema**.

¹² Para requerimientos de cortísimo plazo el mecanismo de materialización por defecto, en caso de existir condiciones de competencia, sería mediante subastas.

¹³ Resolución Exenta N°442 Informe de Definición de SSCC. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf

3.3.2. Lineamientos Modificación

En base al Informe de Definición de SSCC¹⁴, es posible definir servicios de **robustez de frecuencia (inercia)** bajo la definición general de **Servicios de Control de Frecuencia (CF)**. Los servicios de CF corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. En particular, en el Informe de SSCC¹⁵, se da cuenta explícitamente de la complementariedad entre niveles de inercia (en GVAs) y requerimientos dinámicos de control primario de frecuencia (CPF) en el sistema.

Mientras, el atributo de **fortaleza de la red** está directamente relacionado con el SSCC de **Control de Tensión (CT)**, en su componente de potencia de cortocircuito¹⁶. Luego, la **definición de nuevos SSCC** por atributos de robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la red **resulta natural como nuevas categorías o subcategorías de SSCC de CF y CT**, respectivamente.

Tabla 3.1. SSCC de control de frecuencia.

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+)
		Control Rápido de Frecuencia por Sobre frecuencia (CRF-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+)
		Control Primario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CPF-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobre frecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-)
Control de Tensión	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)
	Robustez de Frecuencia (RF)	Robustez de Frecuencia (Inercia) (RF)
	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
	Robustez de Tensión (RT)	Robustez de Tensión (Fortaleza de la Red) (RT)

En términos generales, y en función de la definición y consideraciones aplicables a cada SSCC y sus categorías, es posible delinear definiciones específicas para nuevos servicios por atributos, según se describe a continuación.

¹⁴ Resolución Exenta N° 442 Informe de Definición de SSCC. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf

¹⁵ Informe de SSCC Año 2025. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/2024.06.06-Informe_SSCC_2025.pdf

¹⁶ Al respecto, el CEN ya realizó una licitación de Condensadores Síncronos (CCSS) en 2024 y espera actualizar los requerimientos para 2030 en el respectivo Informe SSCC 2026.

Tabla 3.2. Lineamientos generales definición y consideraciones específicas aplicables a SSCC por robustez de frecuencia (inercia) y fortaleza de la red.

Nombre del Servicio	Robustez de frecuencia (inercia)	Fortaleza de la Red
Definición del Servicio	Definición debiera ser en línea con el atributo modelado por el CEN y requerimientos de operación del SEN.	Definición debiera ser en línea con atributos definidos por el CEN y requerimientos de operación del SEN.
Remuneración del Servicio	En línea con el mecanismo descrito, es posible proponer un fraseo como el siguiente: <i>El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio corresponde al de activación de dicho servicio.</i> <i>El componente de activación del servicio, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.</i>	
Consideraciones Específicas para el Servicio	En línea con el mecanismo descrito, es posible proponer un fraseo como el siguiente: <i>La provisión del atributo no puede disociarse a la operación costo-eficiente del sistema. La unidad no puede no proveer el atributo al seguir las consignas de operación del CEN. Al proveer el atributo de esta manera, se considera que la instalación se encuentra disponible para la provisión del servicio asociado.</i> <i>La adjudicación y activación del servicio se realizará en orden creciente de valores ofertados de las instalaciones disponibles. La adjudicación y activación de servicios se define en función de la provisión efectiva del atributo y resultado de la subasta (de forma ex-post a la OTR).</i>	

Cabe destacar que con el objetivo de que el mecanismo propuesto genere incentivos para el desarrollo y participación de tecnologías eficientes en la provisión de los atributos, se considera que el esquema de **remuneración** de los servicios sea del tipo **precio uniforme** (pay-as-clear), lo que supone la **modificación de la definición del valor adjudicado** (misma resolución de Informe de Definición de SSCC¹⁷).

¹⁷ Resolución Exenta N° 442 Informe de Definición de SSCC. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf