

SPEC

energy | data | innovation



Proyección de compensaciones debido al mecanismo de precio estabilizado contenido en el DS88/2019

29 de julio de 2024

DOCUMENTO PÚBLICO



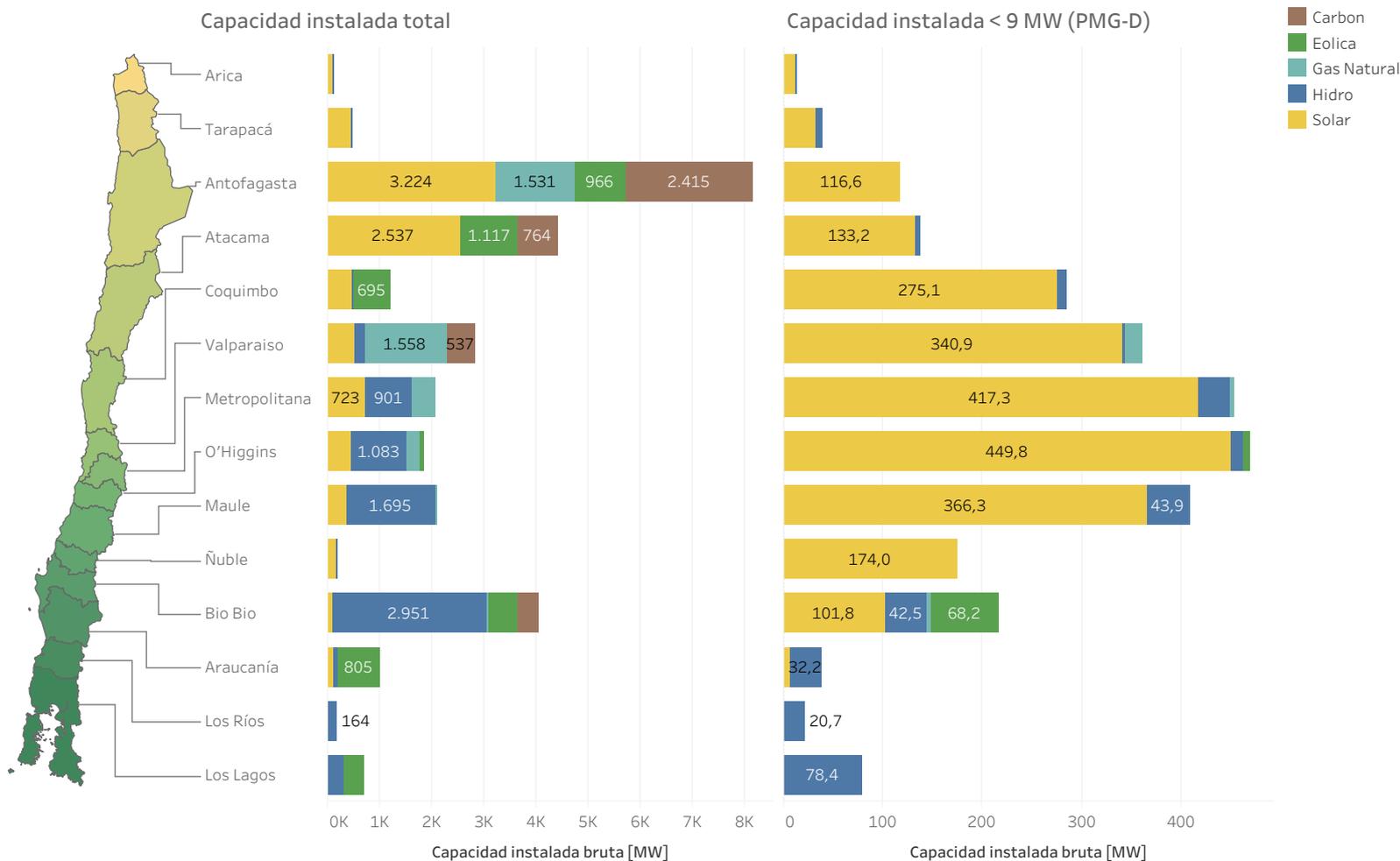
Caracterización actual del sector de generación distribuida

Junio-2024



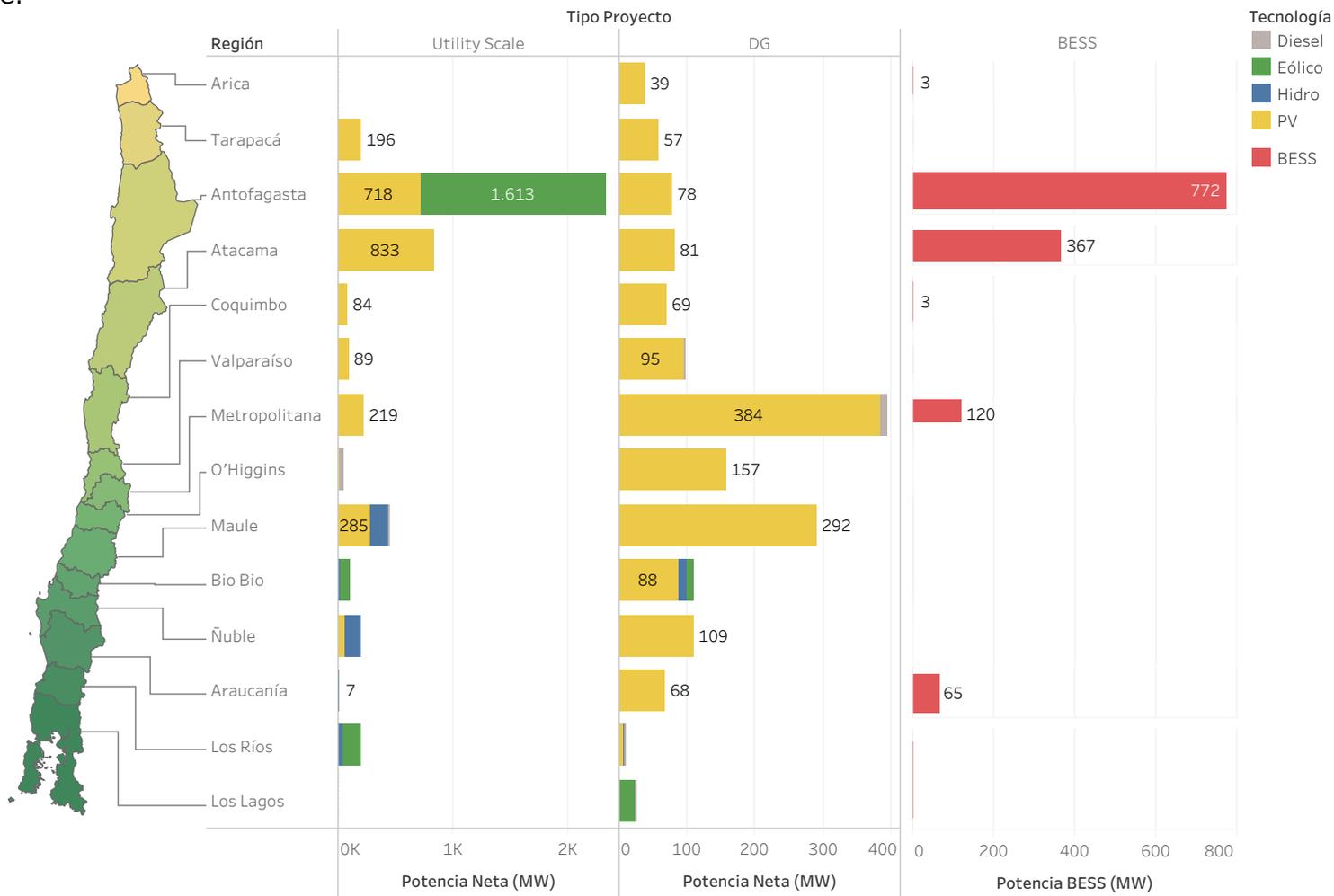
Capacidad instalada y distribución geográfica

Las regiones de Antofagasta y Atacama lideran el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, mientras que los pequeños proyectos de generación (< 9 MW, principalmente solares) se distribuyen a lo largo de Chile, aunque con una fuerte penetración desde Coquimbo hasta Maule.



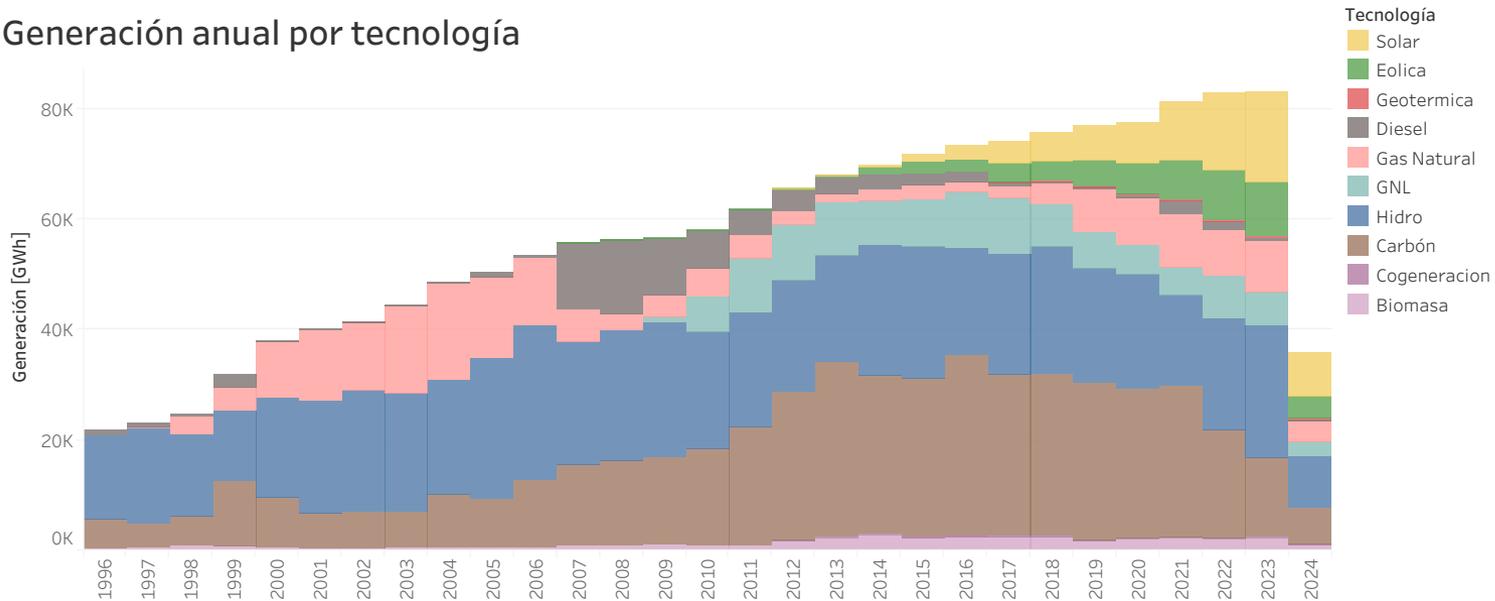
*PMG-D: Pequeños medios de generación distribuida

Durante el último tiempo se han anunciado una serie de proyectos en construcción basado en tecnologías en almacenamiento, principalmente en baterías de ion-litio, cuya duración gira en torno a 2-6 horas de acumulación, junto con la potencial construcción de proyectos PMGD ubicados principalmente entre la región Metropolitana y Maule.

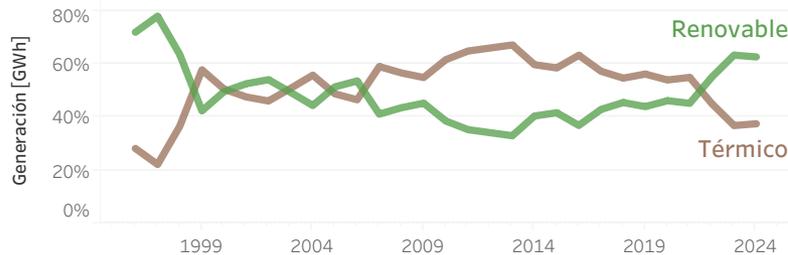


Durante la operación de los últimos dos años, se ha observado en el mercado un **retorno de la generación renovable en la matriz eléctrica chilena**. En general las centrales termoeléctricas, observan un **ciclaje constante en la operación del SEN**, principalmente durante la **época estival** a comienzos del periodo de deshielo.

Generación anual por tecnología

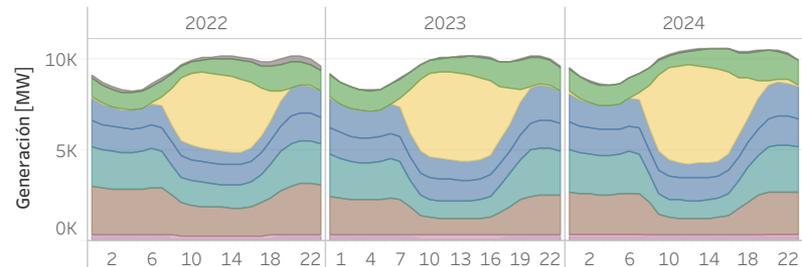


Participación anual por tipo de tecnología



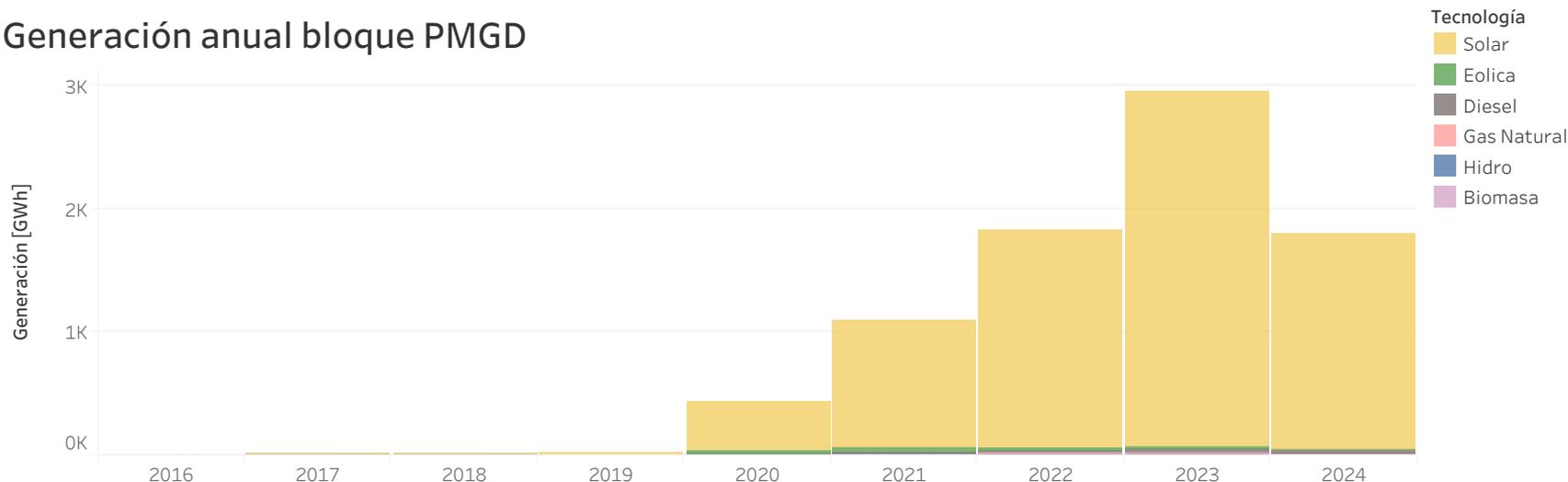
*Renovable: considera hidroelectricidad mayor a 20 MW

Operación horaria a nivel trimestral en el SEN

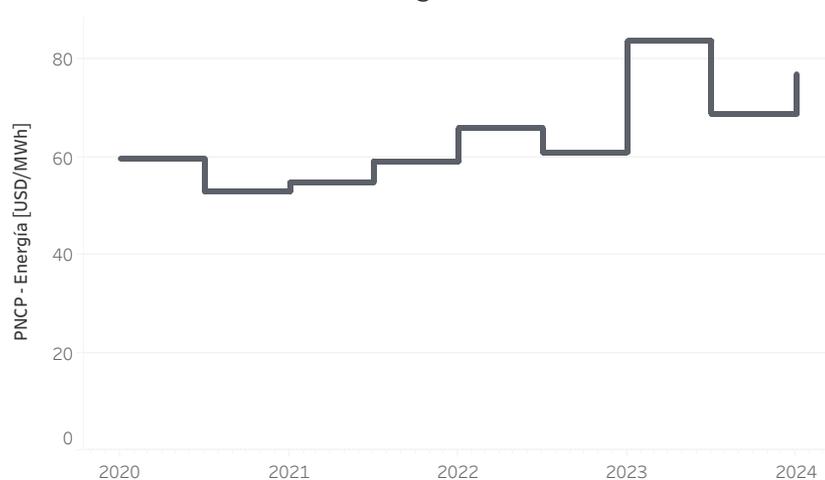


*GNL y Gas Natural se representan en un sólo grupo

Generación anual bloque PMGD



Precio Nudo Corto Plazo - Energía - Alto Jahuel 220 kV

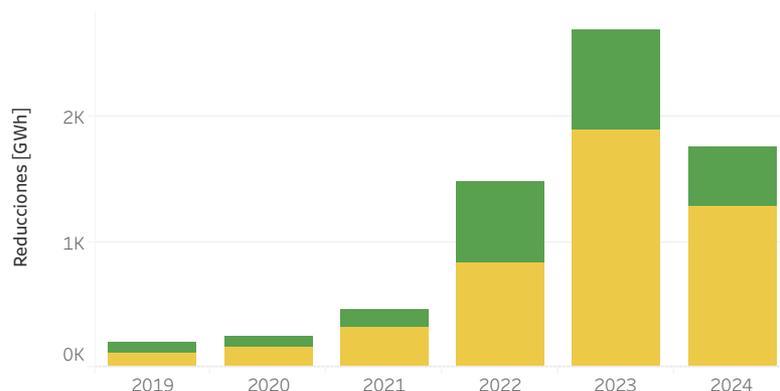


El sector PMGD ha mostrado un rápido desarrollo durante los últimos 5 años, en vista de una baja relevante de los costos de desarrollo fotovoltaico, junto con una expectativa en la evolución del Precio Nudo de Corto Plazo (utilizado como mecanismo de estabilización de precios) bastante favorable.

Este año 2024 el aporte de la generación PV proveniente de fuentes PMGDs bordea en su peak los 1400 MW, en promedio.

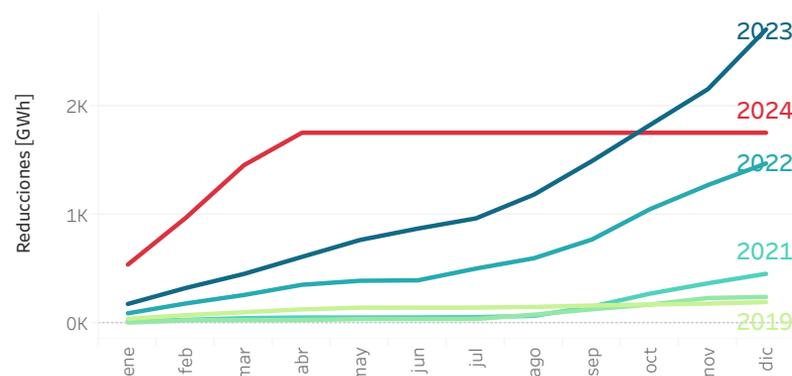
Las condiciones anteriormente indicadas, derivan en un aumento exponencial de los recortes de viento y sol en el Sistema Eléctrico Nacional. En la actualidad, en los primeros 4 meses del año el **recorte observado en el mercado equivale a una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 1'200-1'400 MW**. Los PMGD por su parte, no forman parte de la prorrata de vertimiento aplicado a nivel sistémico o local*

Evolución de recortes anuales eólico-solar

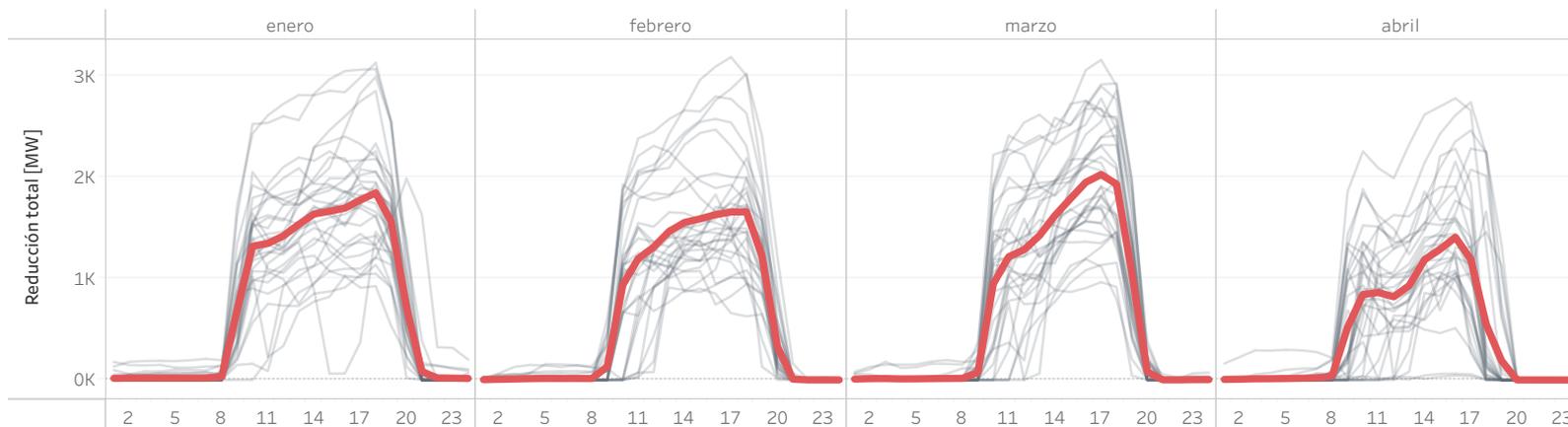


Tecnología ■ Eólico ■ Solar

Evolución acumulada mensual



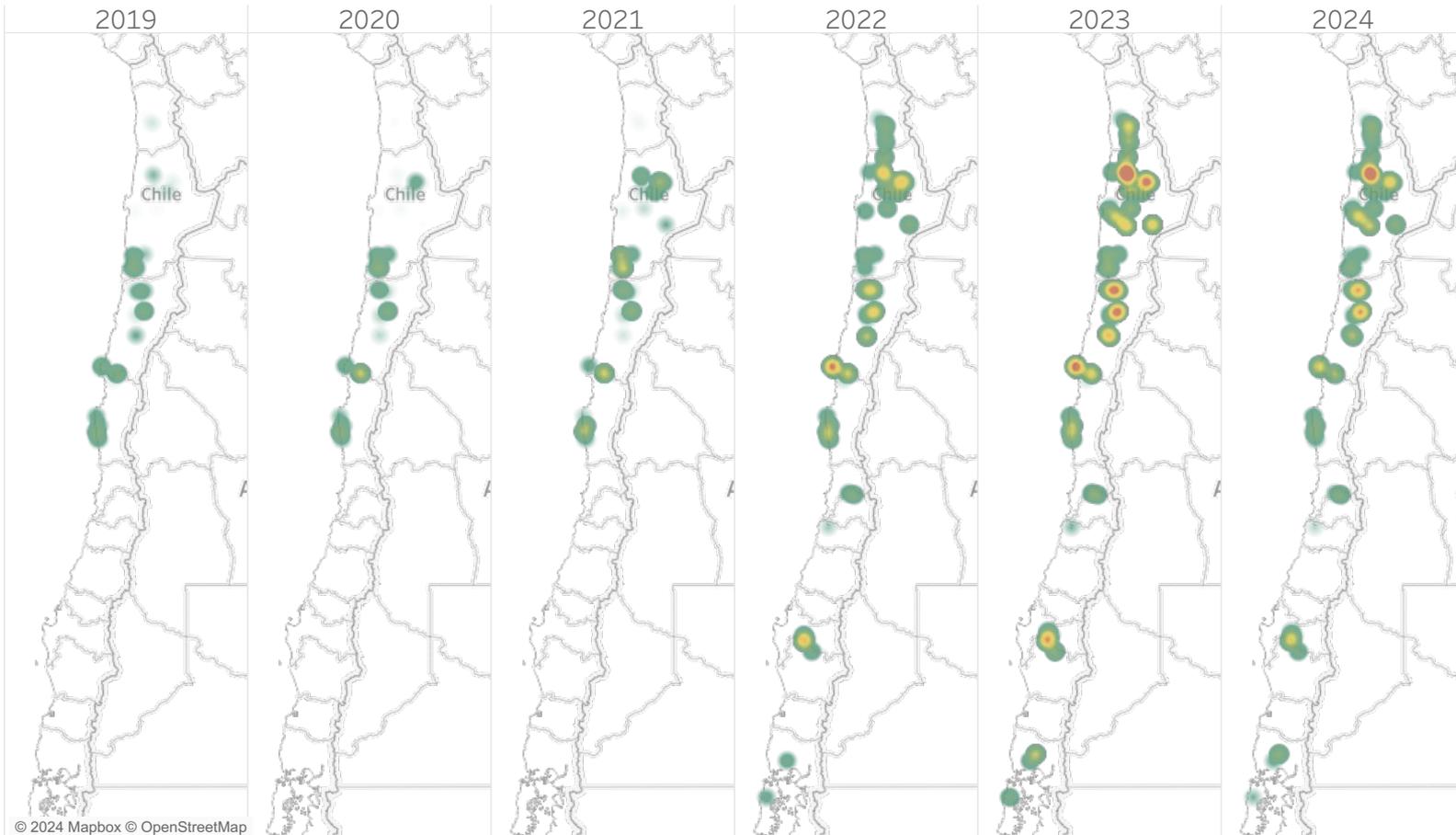
Perfil horario de recortes eólicos y solares - Año 2024



*Salvo algunas excepciones

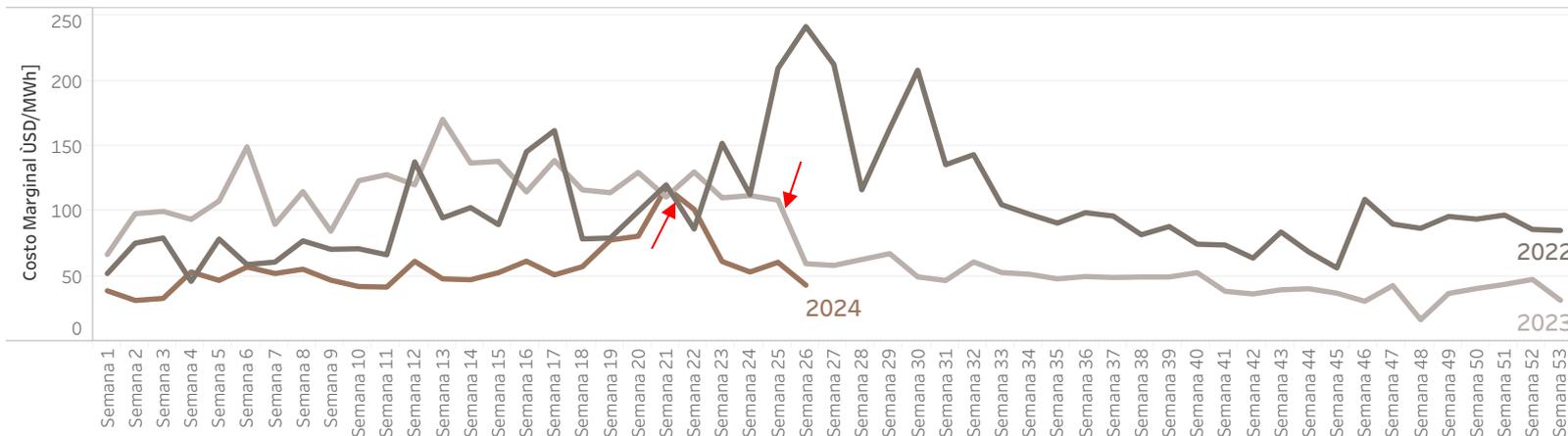
Las condiciones anteriormente indicadas, derivan en un aumento exponencial de los recortes de viento y sol en el Sistema Eléctrico Nacional. En la actualidad, en los primeros 4 meses del año el **recorte observado en el mercado equivale a una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 1'200-1'400 MW**, similar a la generación efectivamente producida por el sector PMGD.

Vertimiento Geolocalizado por año

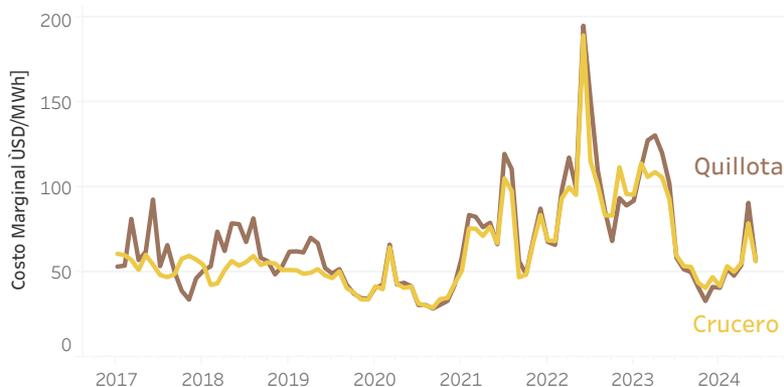


Después de años marcadamente más secos, en 2023 y 2024 se ha observado una mayor disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica, que ha impulsado los precios a la baja.

Costo marginal semanal S/E Quillota - Últimos 3 años

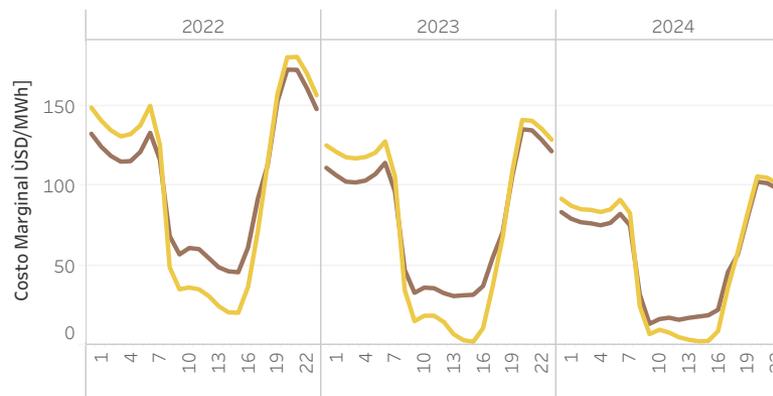


Costo marginal mensual



Precios marcadamente bajos en horario solar por una fuerte penetración de tecnología PV. Precios en la noche, ligados a la evolución de los precios del carbón y gas natural.

Perfil horario - Últimos 3 años

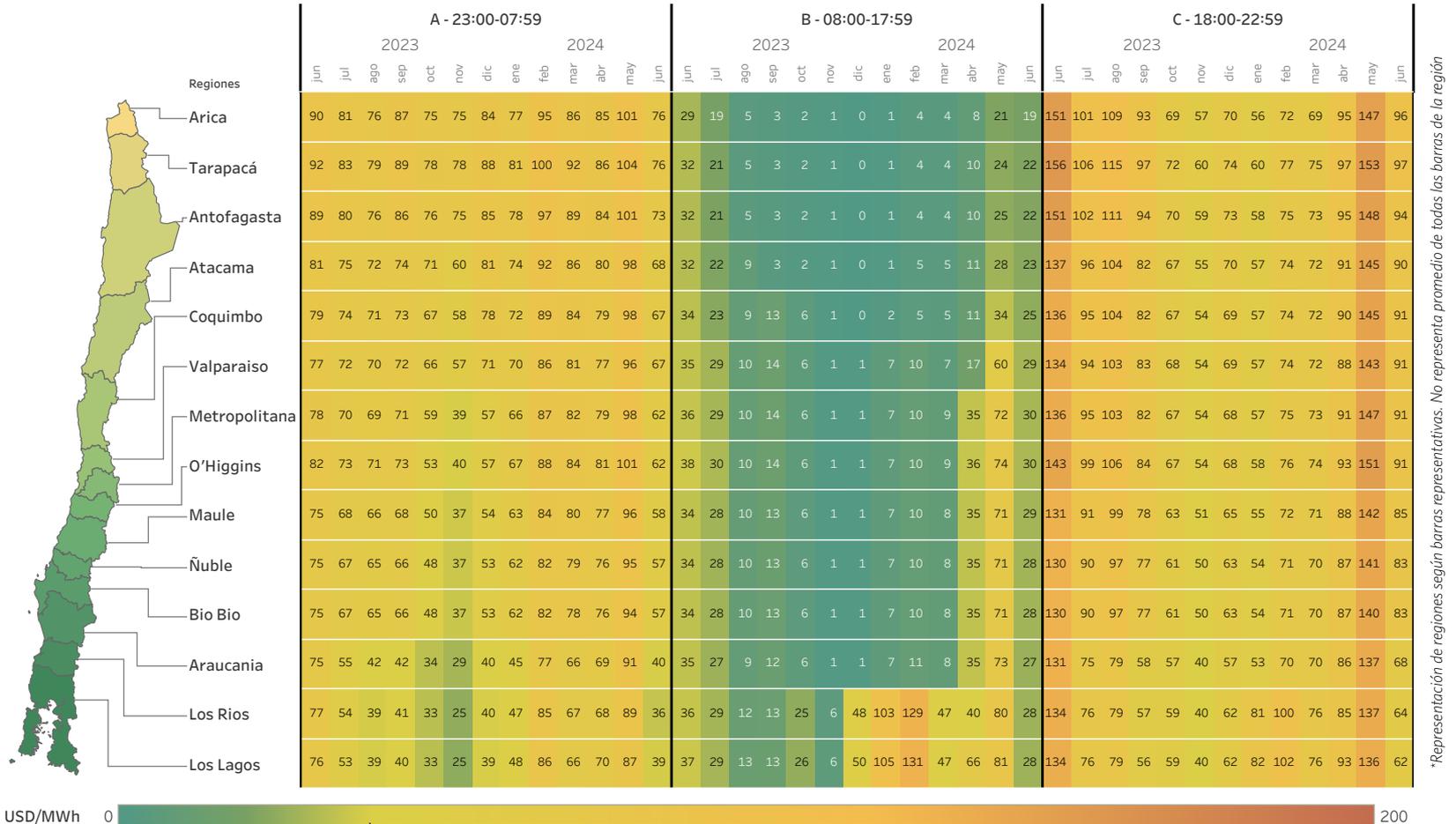


A pesar de los precios en 0 USD/MWh, aún persiste algún grado de desacople en el SEN, que ocurre principalmente en los meses de invierno.

Volatilidad de precios horario y geográfico

La gráfica muestra la evolución de los costos marginales (en USD/MWh) representativo para distintas regiones del país, donde se observa precios muy bajos en el bloque B, junto con desacoples principalmente en invierno.

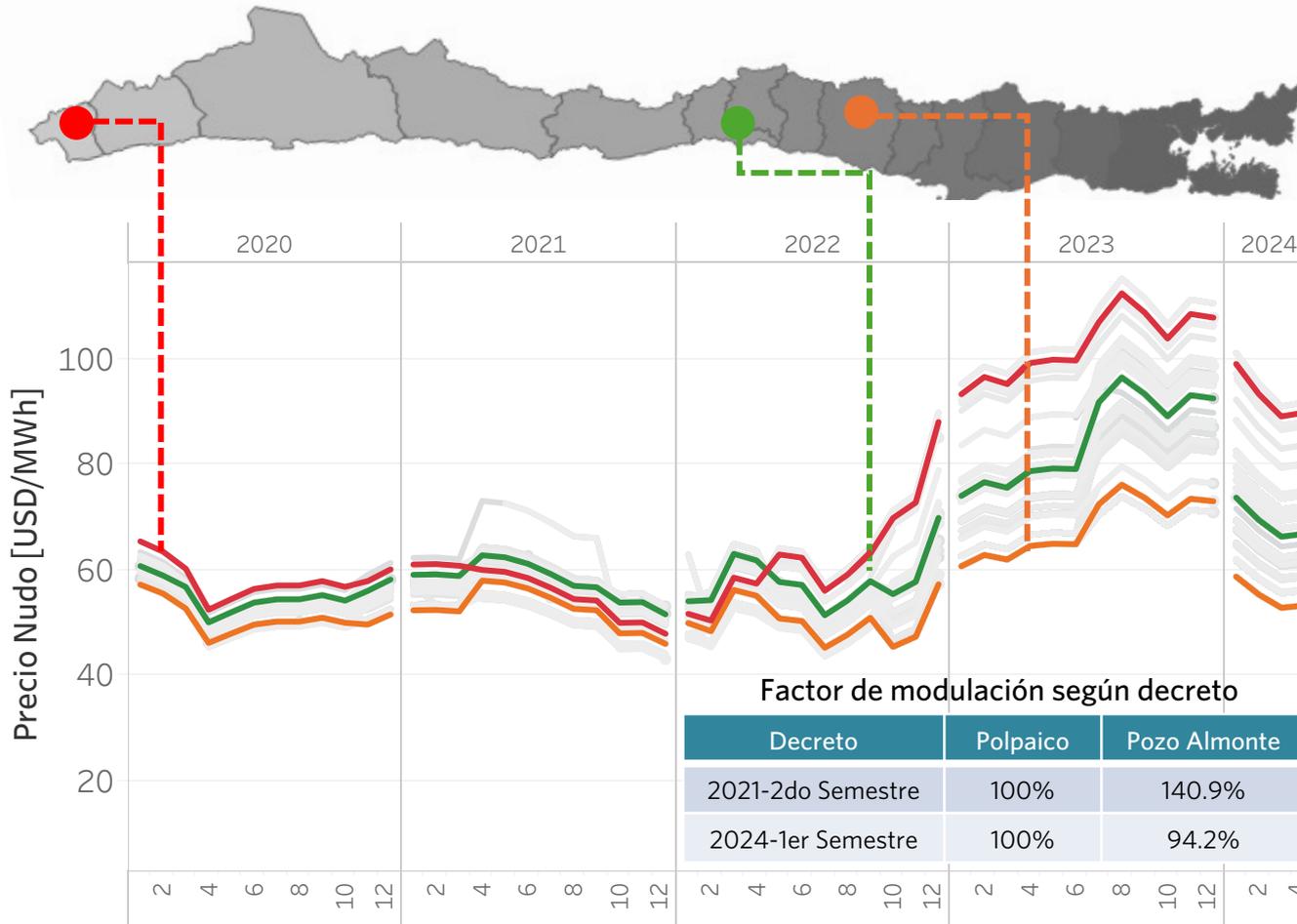
Evolución costo marginal según bloque horario - Últimos 12 meses



Se espera que con la **incorporación de sistemas de almacenamiento (principalmente baterías), la situación cambie —tanto en los precios esperados, como en su volatilidad.**

Evolución de precio estabilizado

La gráfica muestra la evolución del Precio Nudo de Corto Plazo en distintas zonas del país, utilizado como precio estabilizado para aquellas unidades bajo el régimen del DS244. Este precio administrativo observa alzas relevantes durante el periodo 2022-2024, debido en parte, a aumentos en el precio de los contratos de suministro —dado en el alza en los mecanismos de indexación típicamente utilizados (CPI y precio de commodities), como también a cuestiones propias del proceso administrativo.

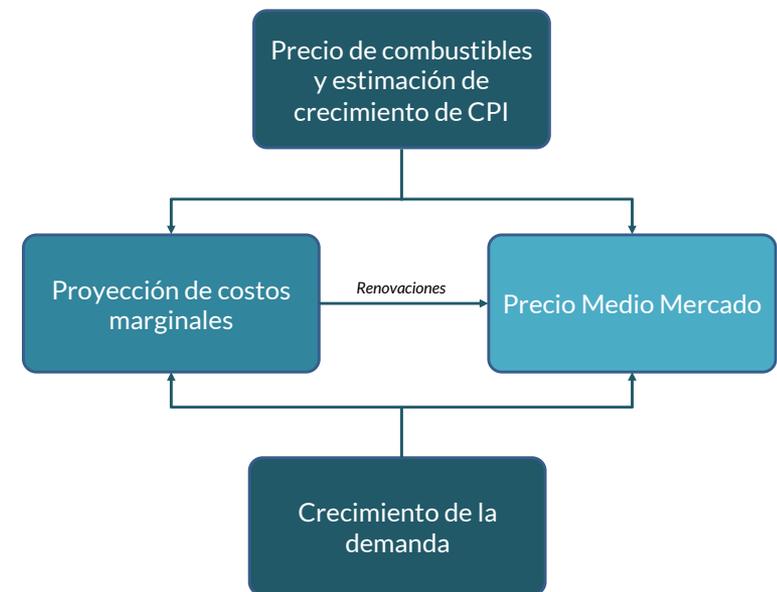


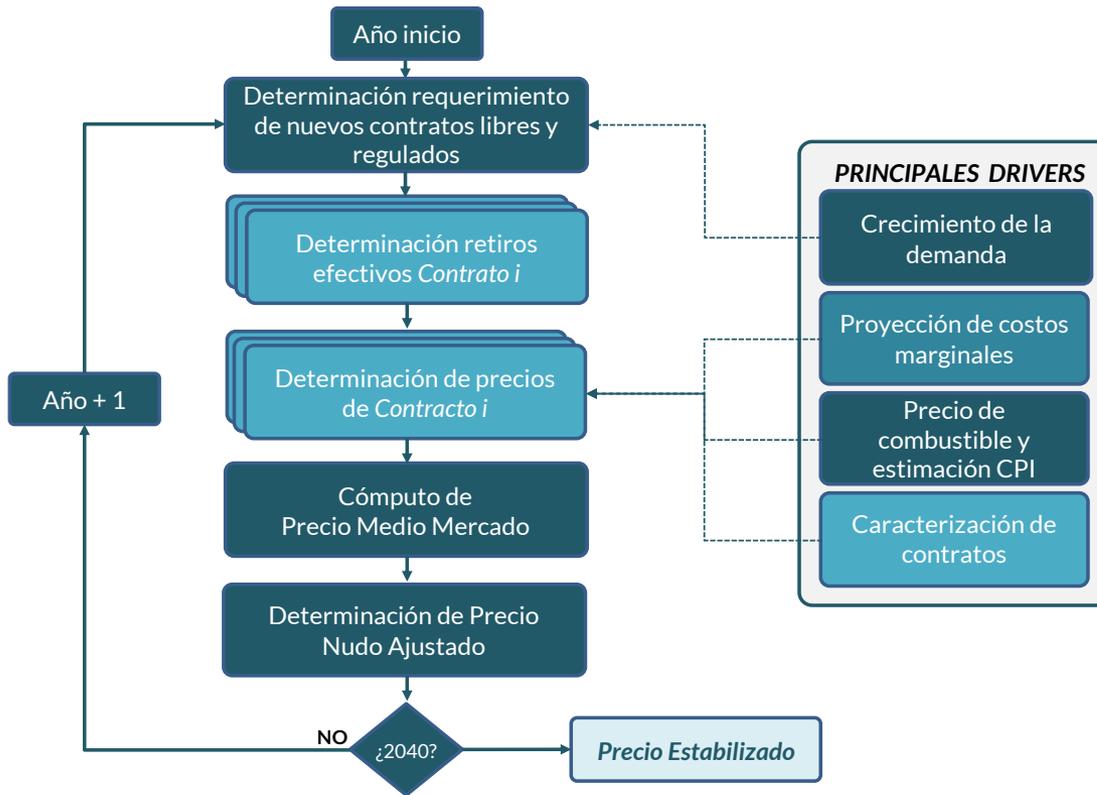
Notar el cambio en dispersión de precios entre la zona norte y la zona centro del SEN, que obedece i) a la lógica de cálculo de los factores de modulación y la presencia de costos marginales cero en el pronóstico de la CNE, y; ii) impacto de crecimientos intempestivos de demanda que alteran condiciones pronosticadas de desacople.

Metodología de simulación



- Uno de los **principales desafíos en la determinación del Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP)** utilizado como precio estabilizado para la mayor parte de las unidades PMGD actualmente en operación, **está en la determinación del Precio Medio de Mercado (PMM)**.
- El **PMM representa el costo medio de los contratos de suministro** tanto a clientes regulados como clientes libres, debiendo estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir, entre otros: intereses, IVA, multas o cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía (Art. 57 DS86/2012 —Reglamento para la fijación de Precio Nudo)
- De esto se desprende, que el **PMM incluye cargos producto del suministro de energía** (transmisión, otros pagos—mínimo técnico, SSCC, precio estabilizado, cargo por servicio público, entre otros). Este apartado, no es claro, debido a la opacidad respecto de dichos aspectos respecto de los contratos de clientes libres.
- **El modelo de estimación** desarrollado por SPEC **considera la información pública disponible sobre los contratos regulados** (precio ofertado, indexación, volúmenes contractuales, fecha de inicio y término de suministro) **y contratos libres** (suministrador, fecha de celebración de contrato, volúmenes contractuales, fecha de inicio y término de suministro).
- En cuanto a **los precios e indexaciones de contratos libres, se analiza individualmente** cada uno de los contratos según año de firma, volumen, suministrados, periodo de contratación, entre otros.

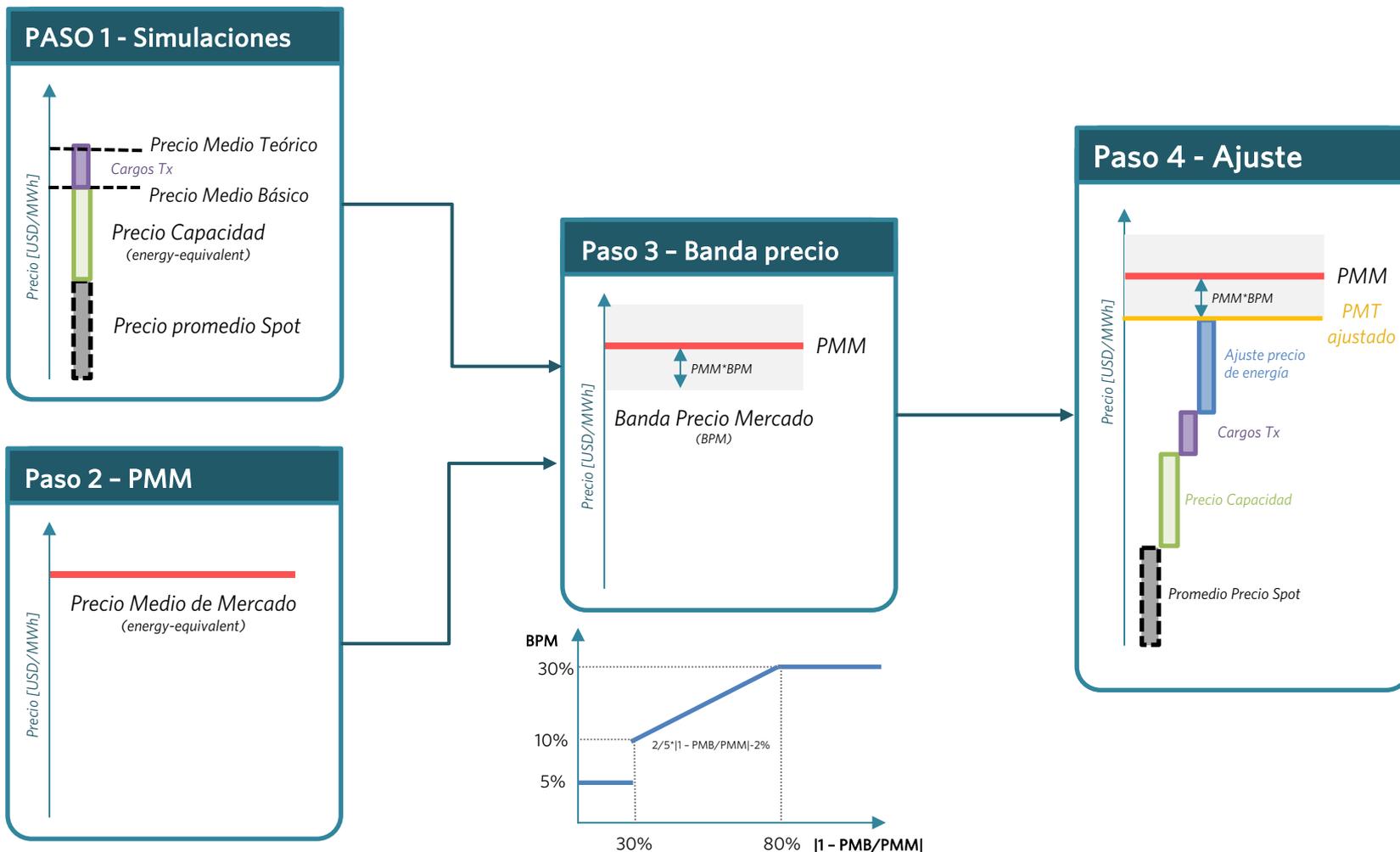




- Los **contratos se indexan al precio de los principales combustibles utilizados**, además de CPI, por lo que su proyección futura determinará las variaciones de una parte de los contratos celebrados.
- Las **estimaciones de costo marginal** jugarán un papel fundamental en la determinación de los nuevos precios de contrato a firmar en los años venideros, **estableciendo referencias en los precios de contratación futuros**.
- Las estimaciones de demanda definirán las **oportunidades de contratación de nueva energía**, tanto libre como regulada.

- Para cada año, y a partir de las estimaciones de la demanda tanto de clientes libres como regulados, se determinan nuevos requerimientos de contratos para ambos segmentos de consumidores.
- Así, se asumen distintas hipótesis al momento de estructurar nuevos contratos tanto en el volumen contractual, precios y mecanismos de indexación.
- Tasa de cambio 917.88 CLP/USD (según último ITPNCP publicado a la fecha)

- El **volumen contractual de cada año**, diferenciado para clientes libres como regulados, se determina de modo que la **totalidad de la demanda más un 10% de la energía efectivamente demandada se encuentre contratada**.
- El **precio de contratación** para los **nuevos requerimientos** de energía queda definido como el **costo marginal promedio de largo plazo**, para una ventana de definida según el volumen según tipo de cliente (pequeño, mediano y grande). **A dicho precio se le adiciona**, en el caso de los clientes regulados, **un spread de riesgo de 15 USD/MWh** para suplir las obligaciones del suministrador para abastecer dicho contrato, que considera:
 - Cargo por Servicios Complementarios
 - Compensación por operación fuera de orden de mérito
 - Compensación por impuesto a las emisiones
 - Compensación por precio estabilizado
 - Riesgo de congestiones
- En el caso de los clientes libres, el spread por riesgo se reduce a las consideraciones por congestiones de transmisión, en el entendido que las restantes componentes de costo son transferidas directamente vía contrato a dichos clientes (y por lo tanto se calculan como parte de las simulaciones de mercado).
- La indexación del contrato de cada año se prorratea según **CPI a un 100% para los nuevos contratos**.
- Cada año se determina el volumen de sobrecontratación diferenciado por tipo de clientes, de modo de calcular el volumen de energía efectivamente demandado por los distintos contratos de suministro. El porcentaje de sobrecontratación es prorrateado indistintamente para cada uno de los contratos considerados. Con ello, se determina el PMM como el precio ponderado de cada contrato y la energía comercializada.



Precio Medio del Mercado (PMM): Precio medio equivalente de la energía que representa todos los costos para proporcionar energía por un proveedor: Energía, Capacidad, Servicios Complementarios, Tx, etc.

Precio Básico de la Energía (PBE): Precio equivalente de la energía (monómico) que representa el costo de energía y capacidad a partir de simulaciones.

Precio Medio Teórico (PMT): PBE + cargos equivalentes de transmisión.

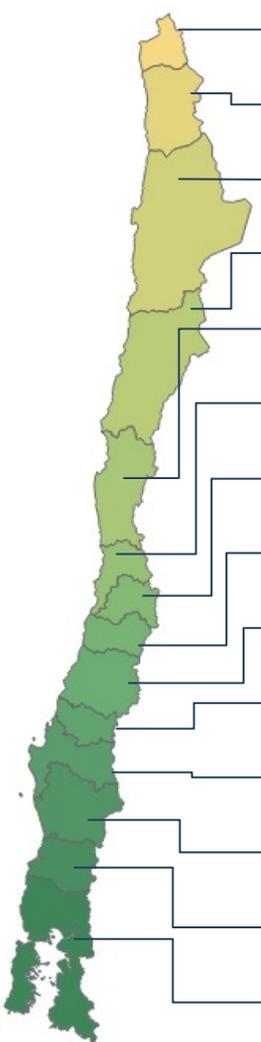
El ajuste del precio de la energía se agrega para ajustar el Precio Medio Teórico al Precio del Rango de Mercado (en gris). EL PMM es un valor monómico, por lo que el precio de la capacidad debe considerarse en los cálculos.

- Para la determinación del PNCP, se deben considerar estimaciones sobre el costo marginal futuro. Para ello, se han definido los siguientes horizontes temporales:
 - **Horizonte de corto plazo (2024-2030):** a pesar de las diferencias metodológicas e inputs entre Consultor y CNE, con el objetivo de entregar mejores proyecciones de PNCP, prevalece la visión tanto de supuestos como metodológicas del regulador.
 - **Horizonte de mediano y largo plazo (2031-en adelante):** el regulador adopta el estado del arte en metodologías para estimar el comportamiento futuro del SEN, mediante herramientas que permitan simular variaciones intradiarias de la operación del sistema. En términos de los antecedentes utilizados para tales estimaciones, prevalecen los supuestos definidos por el Consultor en el marco de este estudio.
- El Consultor propone que una correcta estimación de los precios de mercado debe realizarse a través de simulaciones usando modelos de *unit-commitment*, como por ejemplos los disponibles en la plataforma **AMEBA**. De esta forma es posible incorporar todas las restricciones técnicas enfrentadas por el Coordinador Eléctrico Nacional durante la programación de la operación, así como también los requerimientos de Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia utilizados en dicho proceso.
- Si bien, este tipo de modelos requiere de un altísimo esfuerzo computacional, la visión del Consultor apunta a la necesidad de incorporar esta etapa de análisis en las proyecciones de mercado, en consideración de que la variabilidad de corto plazo es difícil de capturar en modelos con baja resolución, como aquellos utilizados durante la Planificación de Mediano Plazo (PLP, OSE2000 u otro similar).
- Notar que **la proyección de precios de la CNE sólo se utiliza en este ejercicio a fin de determinar el PNCP**, pero **no se utiliza** como base **para la determinación de las compensaciones** que surgen por el **mecanismo de estabilización de precios**.

Resultados proyección de costo marginal y PNCP



Costos Marginales – promedio anual por Región



Región	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Arica	46.7	45.4	38.6	33.9	36.5	35.7	40.3	43.7	45.4	42.6	32.5	32.1	31.4	33.2	29.5	29.2	34.5
Tarapaca	45.3	44.1	37.5	32.9	35.4	34.7	39.1	42.4	44.0	41.3	31.6	31.2	30.3	31.9	28.4	28.0	33.0
Antofagasta	44.2	42.7	36.3	32.8	35.3	34.6	39.0	42.2	43.8	41.3	31.6	31.3	30.3	31.9	28.4	28.0	33.0
Atacama	43.2	41.6	34.9	31.8	34.7	33.8	37.8	41.8	43.0	40.7	31.2	30.4	29.7	31.1	27.6	27.0	31.7
Coquimbo	43.4	42.0	35.0	32.0	35.2	35.2	40.6	45.3	43.4	41.1	31.6	31.0	30.2	31.7	28.2	27.8	32.9
Valparaíso	45.2	44.8	37.5	34.2	38.6	39.5	44.8	51.0	44.5	42.2	32.6	31.9	31.4	33.3	29.7	29.3	34.9
Metropolitana	44.1	44.2	37.2	33.8	38.1	39.0	44.4	50.9	44.2	41.9	32.3	31.9	31.1	32.8	29.3	29.0	34.6
O'Higgins	43.4	43.5	36.6	33.3	37.5	38.4	43.7	50.1	43.3	41.0	31.7	31.0	31.2	33.0	29.6	29.2	35.0
Maule	42.6	42.7	35.8	32.6	36.8	37.7	42.8	49.2	42.3	40.1	30.7	30.3	30.6	32.4	28.8	28.6	34.1
Ñuble	41.2	41.5	34.7	31.6	35.5	36.4	41.5	47.7	41.4	39.3	30.1	29.8	30.7	32.5	29.0	28.8	34.3
Bio Bio	41.8	42.0	35.2	32.0	36.1	37.0	42.0	48.3	41.5	39.4	30.2	29.8	30.7	32.5	29.0	28.8	34.3
Araucanía	39.0	40.0	33.2	30.1	32.7	33.9	39.9	45.3	41.8	39.4	30.3	29.9	31.2	32.9	29.5	29.3	34.8
Los Ríos	84.1	80.7	90.9	64.6	33.0	33.8	40.2	45.5	41.8	38.8	29.8	29.5	30.4	32.0	28.6	28.4	33.6
Los Lagos	84.9	81.3	91.5	64.4	32.7	33.5	40.5	41.7	44.4	25.1	28.7	26.7	29.3	30.1	27.2	27.1	32.0



Entro los años 2024-2027, los costos marginales promedio al norte Charrua 220, muestran un ligero desacople dentro de un rango de 3 [USD/MWh].

A partir del año 2028, comienza a crecer un desacople hasta el año 2031 entre Pan de Azúcar 220 y Quillota 220. El desacople entre estas barras va desde los 3 a 6 [USD/MWh].

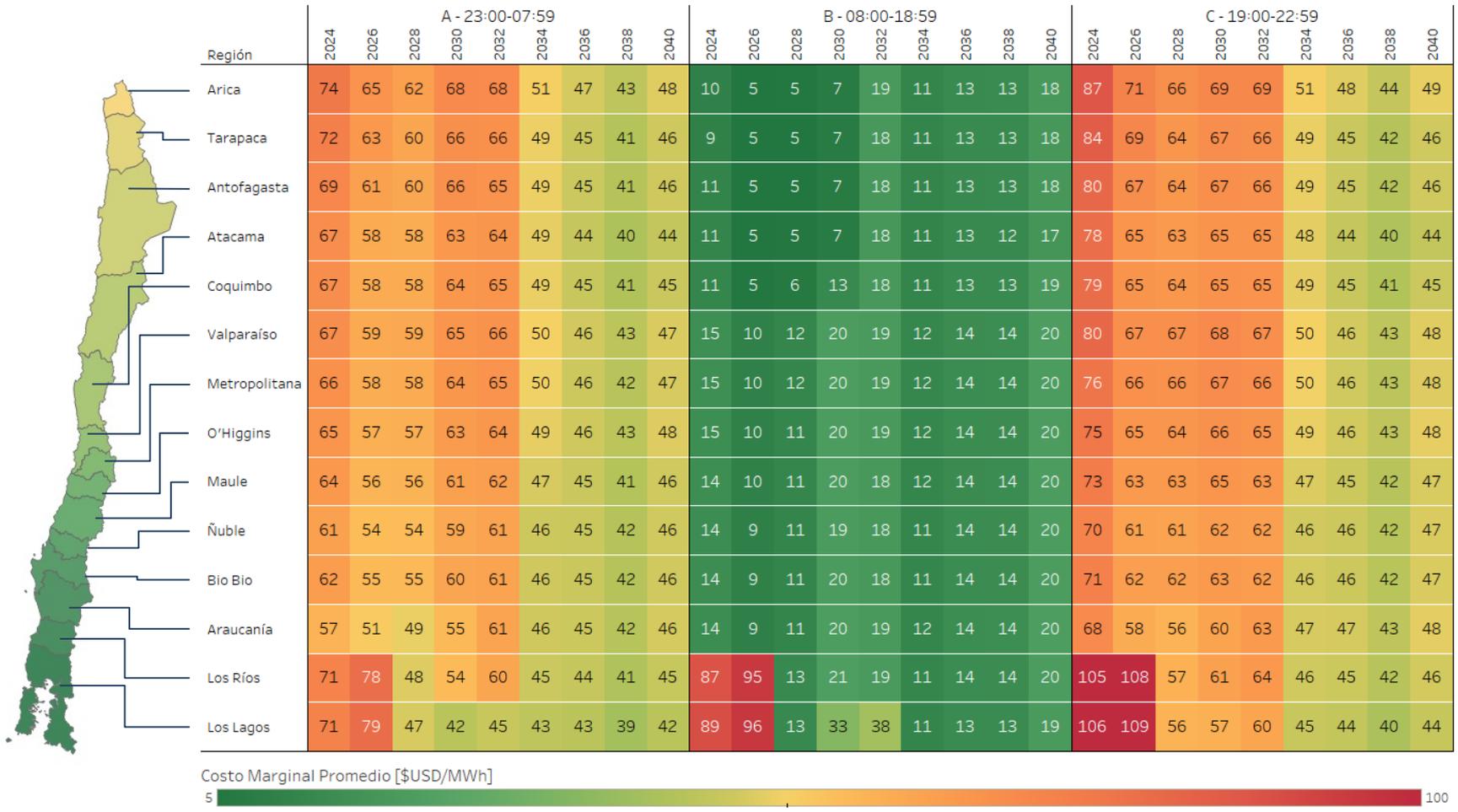
Luego, desde el año 2032, el sistema vuelve a estabilizar los precios debido a la entrada en operación del enlace HVDC.

Desde el año 2034 en adelante, los precios sufren una caída de aproximadamente 10 [USD/MWh].

*El costo marginal indicado para cada región se obtiene a través de alguna barra representativa localizada en dicha jurisdicción

Costos Marginales – promedio anual por bloque horario

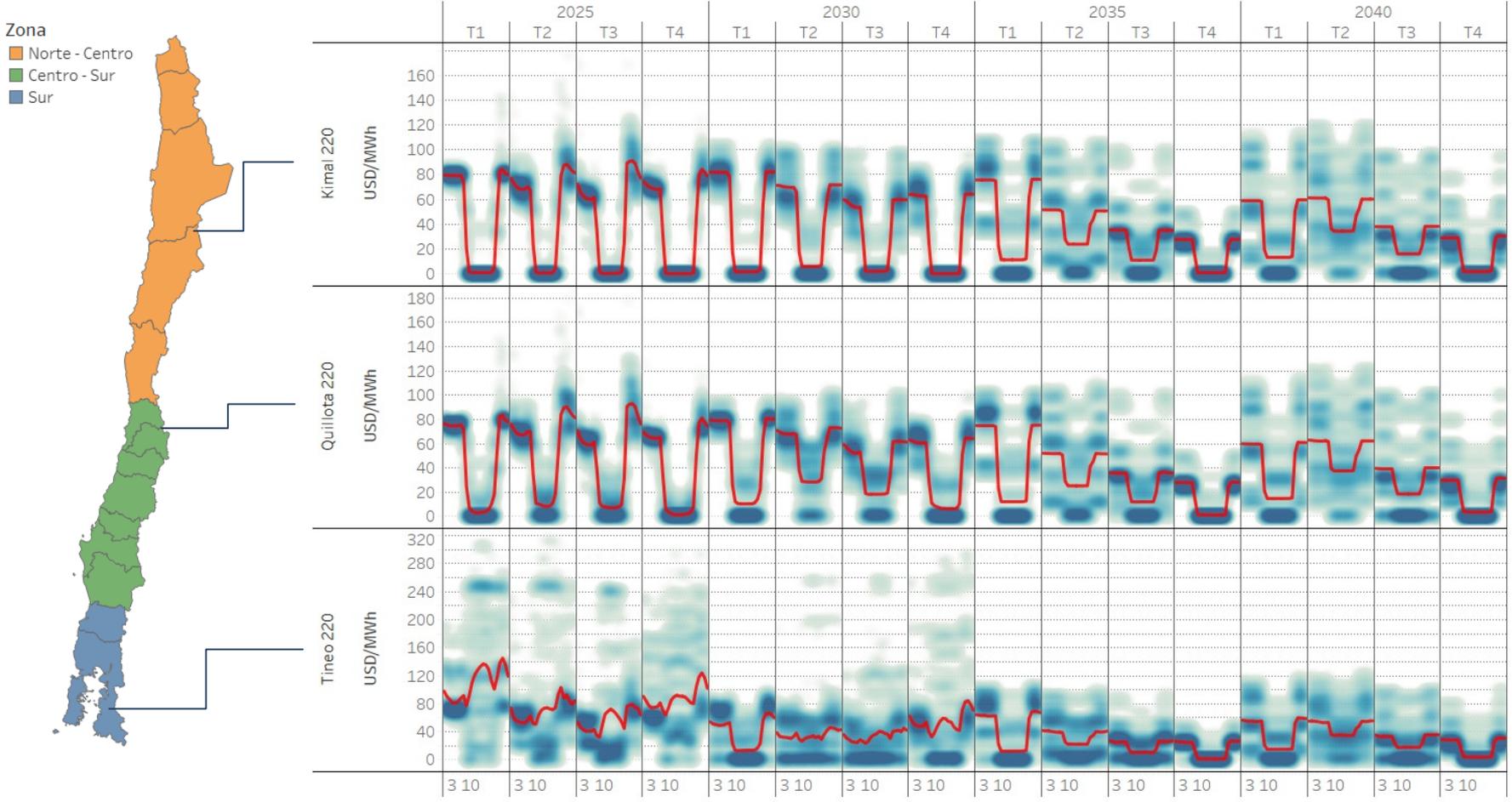
Entre los años 2024-2032, en los bloques A y C, el costo marginal promedio muestra una tendencia creciente, en función de qué tan al norte se encuentra la Región, exceptuando de Los Ríos hacia el sur. En cambio, en el bloque B (bloque de día) se observa el mismo comportamiento, pero de forma contraria. Es decir, mientras más al norte, menor será el costo marginal promedio. A partir del año 2033, en los bloques A y C los precios decrecen entre 15-17 [USD/MWh].



*El costo marginal indicado para cada región se obtiene a través de alguna barra representativa localizada en dicha jurisdicción

Costos Marginales – dispersión horaria

En la figura se muestra la evolución trimestral densidad de la dispersión del costo marginal en resolución horaria. La línea roja muestra el promedio del costo marginal. Existen trimestres en donde el costo marginal en horario solar es muy concentrado en 0 USD/MWh. Sin embargo, también existen trimestres en donde la apertura de la dispersión del costo marginal es de 80 USD/MWh.



Porcentaje de recorte renovable por hidrología



Desde el 2024 al 2032, se observa un decrecimiento en los recortes de energías renovables. Luego, a partir del 2033 los recortes se mantienen estables entre un 7% y un 10%.

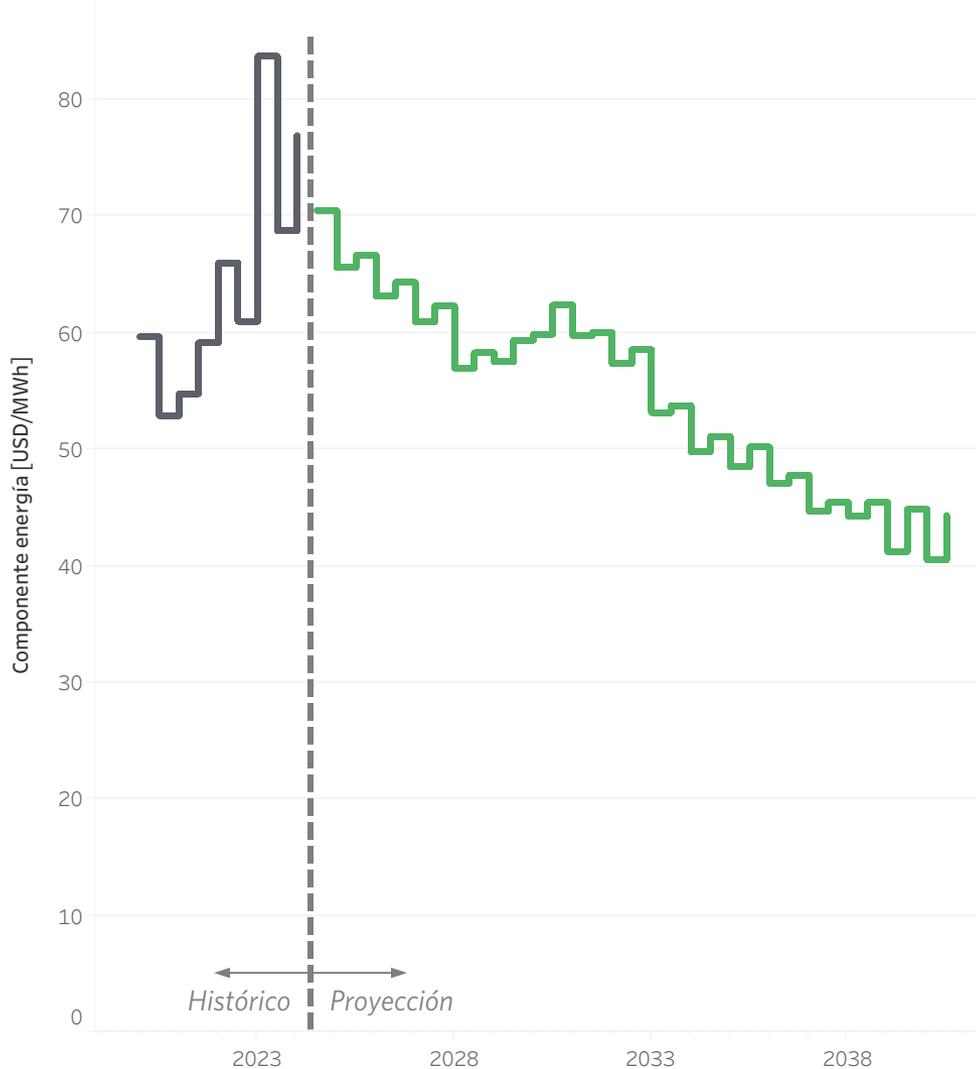
A medida que la hidrología es más seca, entonces los niveles de recortes de tecnologías renovables son menores.

Al considerar la hora 18 dentro del bloque C, entonces este bloque presentaría recortes.



Hidrología
■ humeda-media ■ media ■ seca

Precio Nudo Corto Plazo - Energía - Alto Jahuel 220 kV

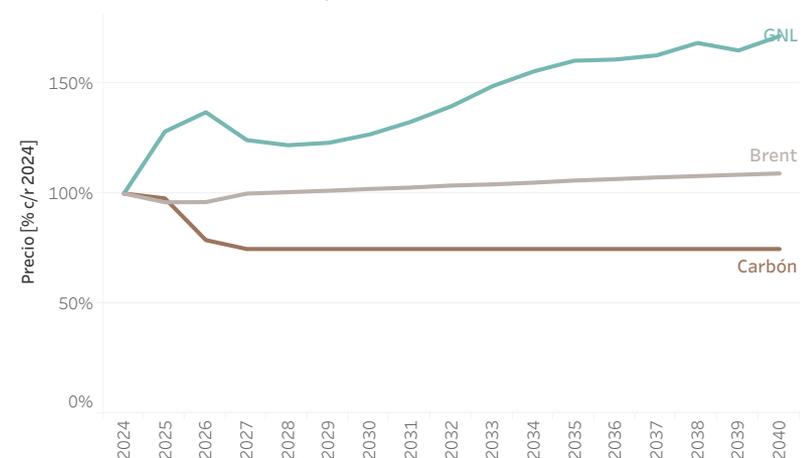


Los análisis muestran una **caída paulatina del PNCP**, principalmente por una **baja en el Precio Medio de Mercado** debido a la **entrada en vigencia de contratos de suministro de menores precios**.

Esta baja continúa en la medida que se continúan renovando contratos en valores similares a los precios de equilibrio de largo plazo (en consideración de la prima de riesgo).

En general, **el nivel de precios encontrado supera**, en la mayor parte del periodo de análisis, **los 50 USD/MWh**, donde, para aquellos proyectos acogidos a PNCP comenzaría la aplicación del nuevo régimen de precio estabilizado (DS88).

Variación commodities c/r año 2024

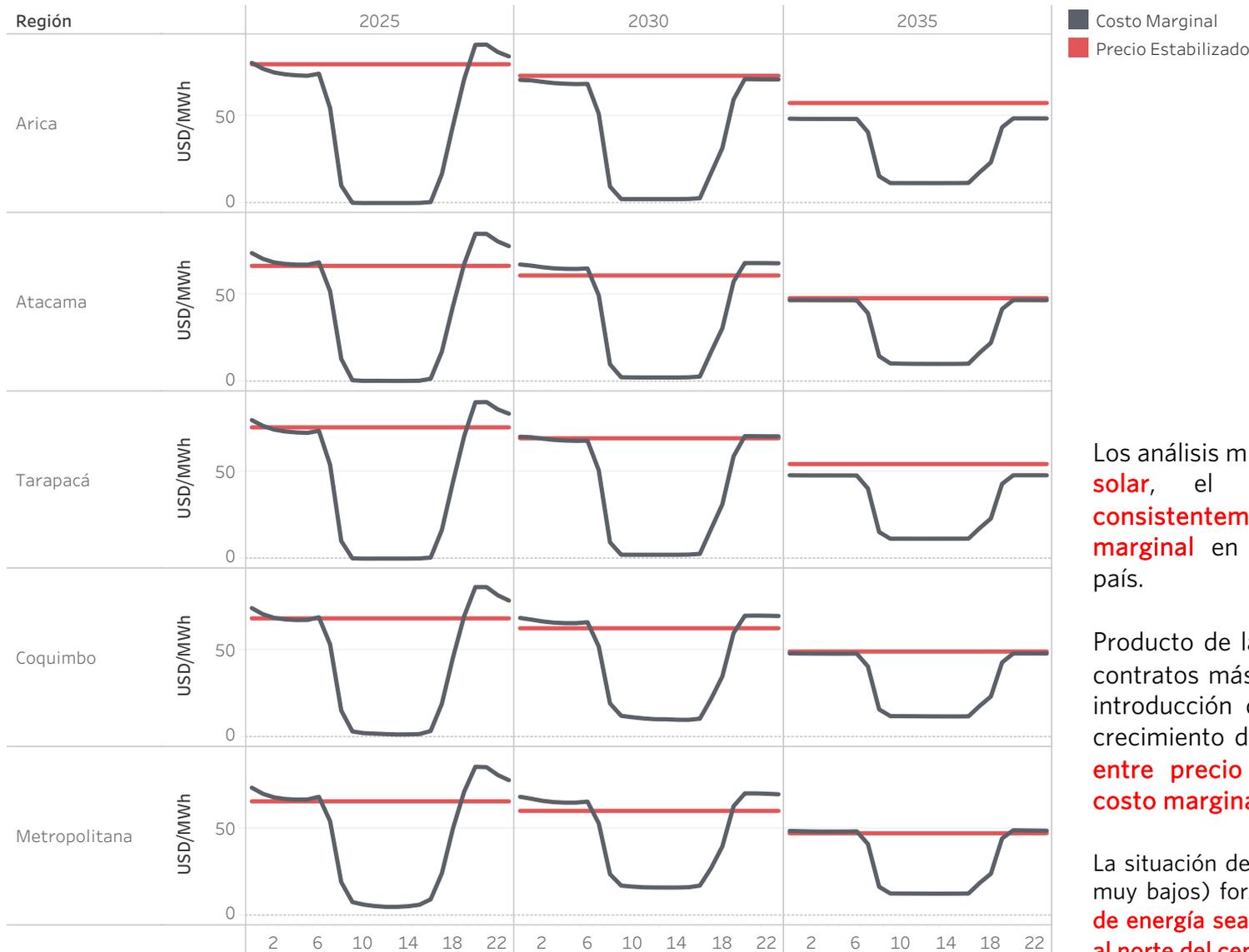


Compensaciones por precio estabilizado



- Con el objetivo de determinar las compensaciones producto del Precio Estabilizado, se han utilizado las siguientes consideraciones/simplificaciones:
 - **Sólo se consideran unidades solares PV** como parte de los análisis realizados.
 - **Todas las unidades PMG y PMGD** están adscritas al mecanismo de estabilización de precios, establecido previa las modificaciones del DS88/2020 — **a PNCP**, según lo solicitado por el Cliente .
 - **No se considera** que las unidades en cuestión **participen de la prorrata de recortes de generación** producto de restricciones de carácter local o sistémico a lo largo del periodo de evaluación.
 - La energía inyectada a la red por este grupo de unidades permanece constante, **sin considerar efectos de degradación de los activos**.
 - Se considera que **todos los proyectos declarados en construcción** a la fecha de este reporte (cerca de 1500 MW), **optan al régimen de estabilización de precios** en los términos del Artículo 2 transitorio del DS88/2020 (PNCP), según lo solicitado por el Cliente.
 - La mayor parte de los **proyectos en construcción** se considera **con fecha de interconexión al SEN durante el 2024**. Aquellas unidades con retrasos considerables en su cronograma, según lo solicitado por el Cliente, se consideran con entrada en operación hacia fines de 2024.
 - Se realiza una clasificación de las unidades según región. Para región del país se selecciona una barra representativa, para la cual se determina tanto la evolución del precio nudo en su componente energía, junto con el costo marginal resultante.
 - Para la determinación del precio nudo de energía en las distintas barras del sistema, **se mantienen constantes los factores de referenciación del ITP de PNCP de Segundo Semestre de 2024**.
 - La determinación de costos marginales se realizó mediante **simulaciones horarias en la plataforma AMEBA**, en consideración de las restricciones operativas y requerimientos utilizados por el Coordinador Eléctrico Nacional para la programación diaria del SEN.

Precio Nudo de Corto Plazo vs Costo Marginal

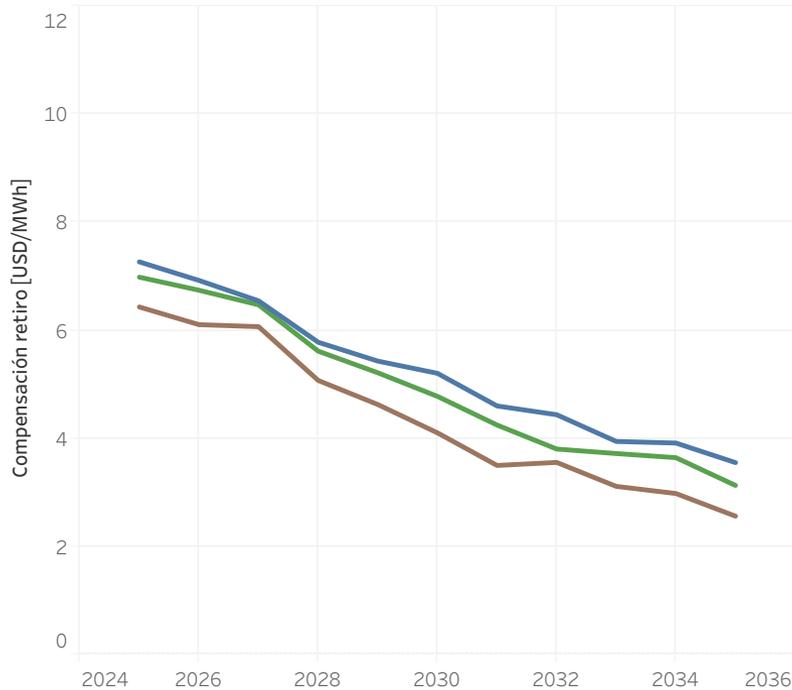


Los análisis muestran que **en el horario solar**, el **PNCP se mantiene consistentemente por sobre el costo marginal** en las distintas zonas del país.

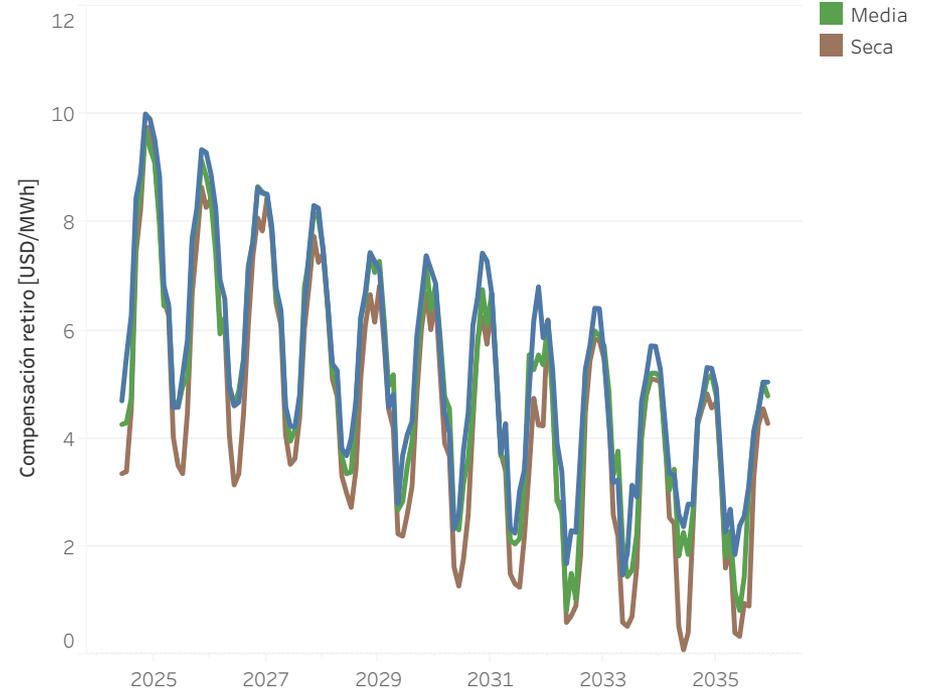
Producto de la entrada en vigencia de contratos más competitivos, junto a la introducción de almacenamiento y el crecimiento de la demanda, **la brecha entre precio nudo de energía y el costo marginal tiende a decaer**.

La situación de costos marginales cero (o muy bajos) forzaría a que el **precio nudo de energía sea mayor en S/E localizadas al norte del centro de carga**.

Cargo equivalente anual



Costo equivalente mensual



- En base a las consideraciones de análisis indicadas, **los resultados de las simulaciones muestran un cargo equivalente anual de 6-7 USD/MWh a retiro en 2025**, que decrece a valores entre 3-4 USD/MWh hacia el final del horizonte de análisis.
- Las estimaciones muestran una importante volatilidad estacional, justificada por las variaciones tanto en los precios como en los volúmenes de energía inyectada que enfrentan aquellas centrales en análisis.
- La volatilidad antedicha alcanza valores cercanos a +-50% respecto del promedio anual.
- Asimismo, se observa que las compensaciones resultan en un menor cargo a retiro en condiciones hidrológicas secas. Una mayor excedencia hidrológica empuja el nivel de compensaciones por sobre un 20% (respecto de hidrológicas secas).

Comentarios finales



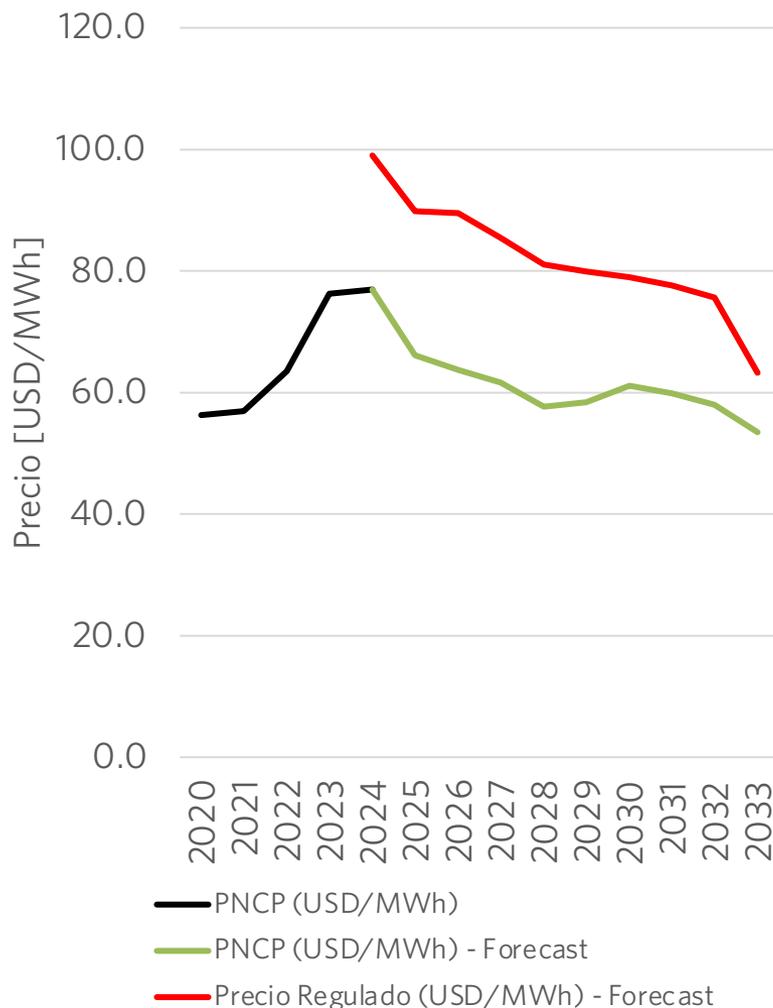
- Como toda proyección, las **estimaciones pueden ser desafiadas en base a los supuestos utilizados**. En particular:
 - **Supuestos sobre la evolución del costo marginal:** aunque con los montos de penetración fotovoltaica en el mercado, es difícil que la situación cambie abruptamente durante el periodo 2024-2032.
 - **Evolución del Precio Medio de Mercado:** cerca de un 70% de la energía contratada corresponde a clientes libres, donde los precios, mecanismos de indexación u otros son desconocidos. La opacidad de la información del mercado libre, limita las capacidades de comprender correctamente su potencia evolución.
 - **Precio de firma de nuevos contratos:** la proyección asume que el equilibrio de mercado de largo plazo, induce los precios de contrato tanto para clientes regulados como libres (junto con un spread de riesgo).
 - **Tasa de cambio:** las transacciones determinadas por el CEN son en pesos, por lo que la tasa de cambio jugará un rol al respecto. Las modificaciones de la tasa de cambio en el PNCP disminuyen la volatilidad en las estimaciones realizadas.
 - **PMGDs acogidos al régimen de precio según PNCP:** parte relevante de los proyectos PMGD actualmente declarados en construcción presentan retrasos en su cronograma, por lo cual podrían perder el acceso a la estabilización de precios según PNCP en caso de que la Comisión los elimine del listado de proyectos declarados en construcción.
 - **Degradación de los activos / Limitaciones en la operación real:** los análisis no consideran la degradación en los activos, ni tampoco limitaciones en la operación real (potenciales recortes), por lo que el volumen de energía sujeto a estabilización de precios podría estar sobreestimado.
- Dada la volatilidad observada en el nivel de compensaciones, sería pertinente evaluar algún mecanismo de permita limitar dichas variaciones mensuales.
- Resulta recomendable determinar si el PMM utilizado para los cálculos del PNCP efectivamente se alinea efectivamente con el propósito de la política pública. Dado los cambios de mercado evidenciado durante la última década, es recomendar **evaluar la evolución del PMM en función de distintos bloques horarios**.

- Algunas recomendaciones respecto de la lógica actual para la determinación del PNCP:
 - **Revisión exhaustiva de los supuestos utilizados en las proyecciones:** si bien existen claras dificultades de pronosticar las variables que gobiernan la dinámica de mercado, sería pertinente revisar de forma crítica las proyecciones realizadas al respecto, como también los procedimientos utilizados (por ejemplo, proyecciones de demanda, plan de obras de corto plazo, entre otros).
 - **Revisión de la mecánica de cálculo del costo marginal:** a la luz de los antecedentes recopilados, la metodología utilizada por la Comisión para la determinación del precio spot futuro dista de las mejores prácticas internacionales. No obstante, el uso de modelos más sofisticados requiere de infraestructura computacional más avanzada, eventuales mayores plazos de cálculo, entre otros, lo que sugiere un análisis relativo a los procesos del regulador, en virtud de los equipos, impacto, etc.

Asimismo, dada la cantidad de almacenamiento de corta duración prospecto, sería importante verificar las capacidades de modelación actual del regulador para abordar dicho desafío.

- **Revisión de los factores de modulación determinados a efectos de la determinación del precio estabilizado:** la mayor parte de la generación acogida al mecanismo de estabilización de precios es solar. En el último PNCP, los factores de modulación en el norte son ~15-30% superiores respecto de los factores en el centro de carga (utilizado como barra de referencia). A la luz de los objetivos de la política pública, pareciera que esta situación no tiene mucho sentido lo que sugiere una revisión.

- En el sector ha surgido la idea que los consumidores regulados paguen una tarifa que resulte de la combinación entre la energía provenientes de PMGD ($\sum E_{PMGD}$ —valorizada a precio estabilizado) y el resto de la energía valorizada a precio de contrato (*Retiros* — $\sum E_{PMGD}$ —valorizada a PNP).
- Si bien **no hay detalles de su implementación**, la sugerencia pareciera estipular una suerte de contrato entre suministradores y propietarios de PMGD sujetos a estabilización de precios, donde los primeros pagan a los segundos el respectivo precio estabilizado, monto que los primeros recuperan posteriormente de los pagos efectuado por parte de los clientes regulados.
- La medida anterior **dejaría indemnes tanto a propietarios de PMGDs** sujetos a la estabilización de precios (en la medida que suministradores realicen los pagos respectivos) **como a los clientes regulados**, aunque **generando mermas en los suministradores**:
 - Propuesta **exacerbaría la sobrecontratación de la demanda regulada** (que actualmente muestra un nivel de sobrecontratación elevadísimo).
 - Esta **sobrecontratación se concentraría evidentemente en el bloque B**, donde en la actualidad se observan mayores márgenes comerciales, afectando los balances comerciales de los propietarios de los contratos regulados. (principalmente de contratos a partir de la licitación 2015/01). La situación podría gatillar un proceso de revisión de los contratos por **mermas en el balance comercial de las empresas**.
 - Parte de la tarifa a la cual se expone al cliente regulado queda a merced de la voluntad del regulador, con **incentivos perversos de una potencial baja tarifaria**.
 - Finalmente es importante preguntarse **cuál es el beneficio real de incorporar esta medida**, a costa de impactar en la estabilidad regulatoria de una política pública que ha gatillado inversiones en el país durante la última década.



- **Análisis preliminares**, considerando los supuestos utilizados en el ejercicio de compensaciones a PMGD (incluyendo que todos los proyectos utilizan los precios estabilizados resultantes del PNCP —8-9 TWh energía bajo el mecanismo de estbailización), muestran una diferencia promedio de ~-17 USD/MWh en el horizonte de análisis entre el PNCP (precio estabilizado) y el precio regulado.
- En caso de implementar la propuesta, una primera aproximación muestra que la **situación anterior produciría un descenso en las tarifas a cliente final en promedio de 5 USD/MWh** (-6% de rebaja sin considerar el mecanismo MPC).
- Si consideramos que la componente de energía representa un ~60% de una cuenta tipo, la reducción generaría una variación de **-3% en la cuenta final de los clientes regulados, monto que sería mayor en caso de focalización.**
- En cualquier caso, es importante **realizar un análisis más acucioso respecto de los contratos que verían una menor prorrata** de asignación por parte de los retiros de cada distribuidora.



www.spec.cl
www.ameba.cloud

info@spec.cl

+56 2 4367 0192

Los Militares 5885, Oficina 803, Las Condes
Santiago, CHILE - 7561272