

4 de julio de 2025

energiE

Philippi  
Prieto Carrizosa  
Ferrero DU  
& Uría

El estudio Iberoamericano

# Análisis del Precio Estabilizado de los PMGD y PMG

ALTERNATIVAS PARA SU REVISIÓN



## Control de Versión y Revisión

Versión	Fecha	Revisión y comentarios
1	19/03/2025	Informe Preliminar
2	16/05/2025	Informe Final
3	4/07/2025	Informe Definitivo

## Contenido

<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>2 EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y SU REGULACIÓN .....</b>	<b>6</b>
2.1 Evolución del marco normativo aplicable a los medios de generación de pequeña escala .....	7
2.1.1 Modificaciones normativas incorporadas por la Ley Corta I y su reglamentación.....	7
2.1.2 Modificaciones normativas y definiciones de política pública posteriores a la Ley Corta I .....	9
2.2 Fundamentos y objetivos del mecanismo de estabilización de precio incorporado en la LGSE .....	12
2.3 Inicio y transición de las condiciones de valorización de energía PMGD y PMG en el mercado eléctrico.....	19
2.3.1 Primera definición reglamentaria del mecanismo de estabilización de precio	
19	
2.3.2 Segunda definición reglamentaria del mecanismo de estabilización de precio	
21	
2.4 Desarrollo de centrales PMGD y PMG en Chile .....	28
2.4.1 Compensaciones por precios estabilizado del Decreto 244 y el Decreto 88	33
2.4.2 Comportamiento de la generación distribuida ante el apagón del 25F (2025)	45
<b>3 INSTANCIAS DE EVALUACIÓN CRÍTICA DEL RÉGIMEN DE PRECIO ESTABILIZADO ..</b>	<b>47</b>
3.1 Proceso de recomendación normativa seguido ante el TDLC .....	47
3.2 Informes de la Unidad de Monitoreo de la Competencia en lo relativo a PMGD .....	57
3.2.1 Informe de Monitoreo de la Competencia 2021 .....	59
3.2.2 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2022 .....	60
3.2.3 Informe de Monitoreo de la Competencia 2022 .....	62
3.2.4 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2023.....	65
3.2.5 Informe de Monitoreo de la Competencia 2023 .....	70
3.2.6 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2024 .....	76
3.3 Discusiones y propuestas de la mesa técnica para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico (2024) .....	82
3.4 Proyecto de ley de ampliación del subsidio eléctrico .....	84
3.5 Síntesis del desarrollo regulatorio y operacional de los PMGD y PMG .....	92
<b>4 PROYECCIÓN DEL RÉGIMEN DE PRECIO ESTABILIZADO ..</b>	<b>93</b>

4.1 Proyección de capacidad y generación de centrales PMGD y PMG .....	93
4.2 Proyección de compensaciones por precio estabilizado.....	96
4.3 Síntesis y desafíos del régimen vigente .....	105
<b>5 ALTERNATIVAS AL RÉGIMEN DE PRECIO ESTABILIZADO .....</b>	<b>106</b>
5.1 Escenarios y supuestos evaluados.....	106
5.2 Necesidades de suministro regulado y contratación PMGD/PMG .....	111
5.2.1 Informe anual de licitaciones.....	111
5.2.2 Estimación de necesidades de suministro y energía PMGD contratable .....	115
5.3 Resultados de los escenarios analizados .....	119
5.3.1 Escenario "Business-as-usual (BAU)" .....	119
5.3.2 Escenario "Migración a contratación" .....	121
5.3.3 Escenario "Reforma sin banda" .....	124
5.3.4 Escenario "Migración sin banda" .....	126
5.3.5 Comparación de los escenarios propuestos .....	128
5.3.6 Precio de indiferencia de contratación .....	134
5.3.7 Sensibilidad migración a contratación con contratos con inicio suspendido	138
5.3.8 Balance de resultados .....	143
5.4 Modificaciones normativas propuestas y su viabilidad jurídica .....	145
<b>6 RESUMEN DE ALTERNATIVAS .....</b>	<b>155</b>

## 1 Introducción

---

En las últimas dos décadas, el sistema eléctrico chileno ha experimentado una transformación acelerada impulsada por la incorporación de energías renovables y el auge de la generación distribuida. En este contexto, los Pequeños Medios de Generación ("PMG") y los Pequeños Medios de Generación Distribuida ("PMGD") han accedido a un régimen de remuneración con precios estabilizados que les ha permitido integrarse de manera preferente al mercado, en condiciones particularmente favorables. No obstante, la magnitud alcanzada por este segmento y su proliferación bajo dicho esquema han generado efectos no previstos, que han puesto presión sobre el equilibrio económico del sistema y sobre los costos que enfrentan los consumidores finales.

La evolución de este régimen preferente, desde su creación como herramienta de fomento, ha derivado en una concentración significativa de tecnologías solares en ciertas zonas del país, profundizando la sobreoferta en horarios en que el precio spot es cero. Esta situación ha incrementado los pagos por compensaciones derivados del precio estabilizado, los cuales —en un número creciente de casos— son traspasados a tarifas de clientes libres y próximamente a clientes regulados. En este contexto, resulta necesario revisar el funcionamiento del régimen vigente, con el fin de reducir distorsiones económicas, asegurar señales de inversión eficientes y resguardar la sostenibilidad financiera del suministro eléctrico.

El presente informe tiene por objetivo analizar la evolución del régimen de precio estabilizado aplicable a los PMGD y PMG, revisando sus fundamentos normativos, trayectoria y efectos sobre el sistema. Se pone especial énfasis en la evaluación de las compensaciones generadas por este mecanismo y en su impacto sobre los costos que enfrentan los consumidores. A partir de este diagnóstico, se proponen alternativas regulatorias orientadas a corregir las distorsiones detectadas y facilitar una transición gradual hacia esquemas de contratación competitivos y sostenibles.

En un escenario de transición energética que exige eficiencia económica, señales claras de inversión y protección a los usuarios, la revisión del régimen de precios estabilizados aparece como una medida prioritaria, no solo para garantizar la viabilidad de los actores del sistema, sino también —y principalmente— para resguardar los costos de suministro de los consumidores y el equilibrio financiero del sector eléctrico en su conjunto.

## 2 Evolución del mercado eléctrico y su regulación

---

Desde comienzos del presente siglo, el mercado eléctrico ha experimentado cambios significativos en la composición tecnológica de la generación que conforma el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN"). En el año 2000, la matriz de generación estaba dominada principalmente por fuentes hidroeléctricas y térmicas, con una dependencia considerable del carbón y el gas natural. En ese año, la generación hidroeléctrica representaba un 46,2% del total, seguida por el carbón con un 23,1% y el gas natural con un 25,6%, lo que en conjunto sumaba más del 94% de la generación. En contraste, las energías renovables no convencionales tenían una presencia prácticamente nula, sin aportes significativos de energía eólica o solar.

A partir de 2015, se observa un cambio progresivo en la matriz de generación, impulsado por el desarrollo de las energías renovables, particularmente la solar fotovoltaica y la eólica. Para el año 2023, la generación hidroeléctrica, aunque aún relevante, representaba solo un 28,6% del total, mientras que el carbón y el gas natural disminuyeron su participación a 16,7% y 17,9%, respectivamente. En paralelo, la generación solar y eólica experimentó un crecimiento sustancial, alcanzando un 19% y 11,9%, respectivamente, lo que refleja el impacto de la transición energética en el SEN.

Estos cambios son el resultado de diversas políticas de fomento a la inversión en energías renovables, el avance tecnológico y la competitividad creciente de estas fuentes, lo que ha permitido una diversificación progresiva del SEN. La evolución de la matriz de generación en las últimas dos décadas evidencia una tendencia hacia una menor dependencia de los combustibles fósiles y un mayor protagonismo de las energías limpias, en línea con los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones en el sector energético.

## Generación anual por tecnología

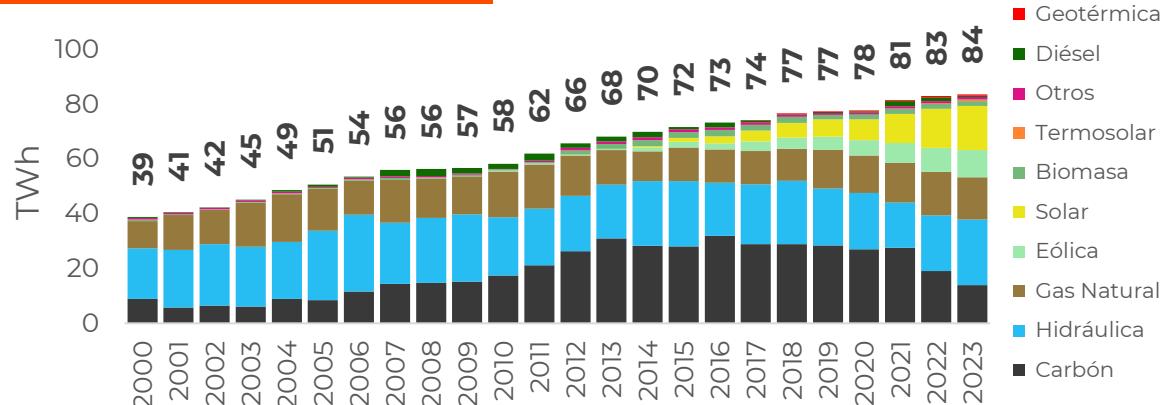


Figura 1 Generación anual por tecnología

Dentro de las políticas implementadas para fomentar la inversión en proyectos de generación, particularmente aquellos basados en Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”), se encuentran diversas leyes que introdujeron incentivos y condiciones especiales de acceso al mercado eléctrico chileno. Estas medidas buscaron reducir barreras y facilitar la incorporación de nuevas tecnologías en un contexto muy distinto al actual. Sin embargo, a más de 20 años desde la creación de dichas medidas, sus efectos sobre los costos y la eficiencia del sistema deben ser analizados con una perspectiva crítica, precisamente por la evolución del mercado y el marco normativo que, al día de hoy, constituyen un contexto muy distinto de aquel que sirvió de base para implementar esas medidas.

## 2.1 Evolución del marco normativo aplicable a los medios de generación de pequeña escala

### 2.1.1 Modificaciones normativas incorporadas por la Ley Corta I y su reglamentación

La Ley 19.940, publicada el año 2004 (“Ley Corta I”), modificó la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), incorporando —entre otras modificaciones— una conceptualización de los medios de generación que, bajo el marco normativo actual son denominados PMG y PMGD, por medio de la referencia a aquellos “medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema no superen los 9.000 kilowatts” incluida en el —entonces— nuevo inciso cuarto del artículo 91º de la LGSE (actual inciso quinto del artículo 149º), cuyo texto se transcribe a continuación:

*“Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios*

*cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo".*

Como se advierte, mediante este nuevo inciso, la Ley Corta I otorgó la posibilidad a los medios de generación "de pequeña escala" —con excedentes de potencia que no superan los 9.000 kilowatts— de participar en las transferencias de energía y potencia del mercado de la generación, por la vía de establecer el derecho de "todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico" a vender la energía que inyecta al sistema eléctrico, al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia.

Con anterioridad a la incorporación de este inciso a la LGSE por la Ley Corta I, la regulación reglamentaria vigente a esa época excluía de la posibilidad de conformar los Centros de Despacho Económico de Carga ("CDEC") a los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eran inferiores a 9.000 kilowatts.

Dado que la conformación de los CDEC era la principal condición habilitante para poder participar de las transferencias económicas del mercado de corto plazo, los titulares de medios de generación con excedentes de potencia inferiores a los 9.000 kilowatts no podían participar de dicho mercado. De este modo, a través del establecimiento del derecho de todos los titulares de medios de generación interconectados al sistema—independientemente de la magnitud de sus excedentes de potencia suministrables— a vender la energía que evacuaban al costo marginal instantáneo, la Ley Corta I habilitó por primera vez a los titulares de medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts a participar en el mercado de corto plazo. Profundizaremos sobre el contexto y los motivos que explican este cambio normativo en la sección 2.2 siguiente.

Además de lo anterior, este nuevo inciso incorporado por la Ley Corta I al —entonces— artículo 91º estableció que, a través de un reglamento, debían fijarse (i) los procedimientos necesarios para determinar el precio de la energía y la potencia aplicables a las inyecciones provenientes de medios de generación conectados directamente a instalaciones de transmisión nacional o zonal<sup>1</sup> o de distribución; (ii) los mecanismos de estabilización de precios que serían aplicables a la energía inyectada por los medios de generación con excedentes de potencia inferiores a los 9.000 kilowatts, y (iii) la forma en que debía realizarse el despacho y la coordinación de estos últimos por los antiguos CDEC.

<sup>1</sup> El texto original de la norma se refiere a la transmisión troncal y subtransmisión que, conforme al artículo décimo transitorio de la Ley N°20.936, corresponden actualmente a los sistemas de transmisión nacional y zonal, respectivamente.

Al mismo tiempo, la Ley Corta I también incorporó a la LGSE una serie de normas nuevas relativas a los sistemas de transmisión, entre las cuales incluyó una exención parcial o total del peaje por uso de los sistemas de transmisión troncal (actualmente el Sistema de Transmisión Nacional) que debían pagar los medios de generación, aplicable a aquellos ERNC cuyos excedentes de potencia no superasen los 20.000 kilowatts<sup>2</sup>. Esta definición regulatoria, además de la posibilidad de acceder a un precio estabilizado para la valorización de las inyecciones de medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts, facilitó el desarrollo de proyectos ERNC de menor escala, al ofrecer un esquema simplificado y con menores barreras de entrada para su integración al sistema.

Estas medidas permitieron a dichos proyectos reducir sus costos de conexión, otorgándoles una ventaja relevante en comparación con otros actores del sistema, sin necesariamente establecer mecanismos de control o evaluación de sus efectos sistémicos, ni mecanismos o instancias de revisión de sus efectos a largo plazo.

### 2.1.2 Modificaciones normativas y definiciones de política pública posteriores a la Ley Corta I

Posteriormente, la Ley 20.018 del año 2005 (“Ley Corta II”) introdujo cambios en el esquema de licitaciones de suministro para clientes regulados, incorporando un porcentaje de energía reservado a fuentes renovables. Esta modificación buscaba facilitar su participación en el mercado de contratación de largo plazo, aunque con efectos acotados y disímiles en términos de resultados y eficiencia económica.

Por su parte, la Ley 20.257 del año 2008 (“Ley ERNC”) estableció una cuota obligatoria de participación de ERNC en el portafolio de generación de las empresas con contratos de suministro con distribuidoras y clientes libres, exigencia que fue reforzada en 2013 por la Ley 20.698, que elevó progresivamente el porcentaje requerido hasta un 20% para 2025. Estas obligaciones incorporaron incentivos al cumplimiento mediante cargos por déficit, alineando así la estructura regulatoria con los objetivos de diversificación tecnológica.

A nivel de planificación, en 2012 se formuló la Estrategia Nacional de Energía 2012–2030 y en 2015 la Política Energética de Chile 2050, documentos que propusieron metas de diversificación y sostenibilidad del sector. No obstante, su carácter indicativo y la falta de

<sup>2</sup> De acuerdo con el texto del artículo 71-1 introducido a la LGSE el año 2004 por el artículo 1 de la Ley Corta I, la magnitud de la excepción al pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal —es decir, si la exención era total o parcial— dependía de los excedentes de potencia suministrables al sistema de cada ERNC, de modo tal que, para las generadoras ERNC cuyos excedentes de potencia no superaban los 9.000 kilowatts, la exención era total, mientras que, para aquellas ERNC con excedente de potencia entre los 9.000 y los 20.000 kilowatts, la exención era parcial, determinándose el monto a pagar conforme a la siguiente regla, prevista en el inciso segundo del referido artículo 71-7: “*Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo*”. Estas exenciones estaban sujetas a las limitaciones que detallan los incisos tercero y cuarto del referido artículo 71-7, y los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago por este mecanismo debían ser pagados por las demás empresas generadoras que inyectaban energía al sistema, a prorrata de sus inyecciones, conforme a un procedimiento que estableciera un reglamento.

articulación con instrumentos regulatorios vinculantes han limitado su influencia directa sobre el desarrollo de infraestructura y tecnologías.

En materia de transmisión, la Ley 20.936 de 2016 reformó de manera integral el marco normativo del sector, estableciendo un nuevo sistema de tarificación y planificación coordinada para las obras del sistema de transmisión nacional, y también creando el Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN” o “Coordinador”) como operador único para el sistema eléctrico nacional que se debía formar. Entre los elementos introducidos por esta ley, se encuentra también la figura de los “polos de desarrollo”, definidos como zonas con alto potencial de generación renovable cuya explotación es de interés público. Esta figura permite estructurar sistemas de transmisión comunes, cuyo costo no utilizado es inicialmente cubierto por los usuarios finales, lo que busca eliminar barreras a la inversión en zonas remotas.

Desde el año 2019, y en respuesta al contexto social derivado de los eventos iniciados a partir del 18 de octubre de ese año, se implementaron mecanismos excepcionales de estabilización tarifaria, articulados en un conjunto de normas conocido coloquialmente como leyes PEC, por precio estabilizado para clientes regulados. Estas medidas buscaron contener alzas en las cuentas eléctricas de los clientes regulados, asociadas a la depreciación del peso chileno, al tiempo transcurrido entre la estabilización tarifaria y los intereses asociados al pago de la deuda generadas durante el congelamiento de las tarifas eléctricas reguladas, y no necesariamente a un incremento intrínseco del precio promedio de los contratos. Aunque estos mecanismos no alteraron directamente el régimen aplicable a los PMGD o PMG, han generado efectos sistémicos relevantes que afectan a otros segmentos del mercado, en particular a los clientes libres, quienes, sin recibir beneficios asociados, han asumido parte de su financiamiento mediante cargos transversales.

La Ley N°21.185 del año 2019 estableció un primer esquema de estabilización que fijó las tarifas reguladas a los valores vigentes durante el primer semestre de ese año. Las diferencias entre el costo real de abastecimiento y el precio facturado se acumularon como saldos a favor de las empresas distribuidoras, a ser recuperados en ejercicios posteriores mediante cargos adicionales. Aunque formalmente las distribuidoras asumían esta deuda tarifaria, su aplicación impactó también a las generadoras adjudicatarias de contratos con clientes regulados —al enfrentar pagos parciales o diferidos— y a las empresas transmisoras, que vieron retrasada la recaudación de cargos únicos integrados en los precios finales regulados.

Posteriormente, la Ley N°21.472 del año 2022 perfeccionó el esquema mediante la creación de un Fondo de Estabilización de Tarifas, financiado a través de deuda pública y la incorporación de un nuevo cargo dentro del Cargo por Servicio Público (“CSP”), aplicable a todos los retiros de energía, tanto de clientes regulados como libres. Este nuevo cargo significó que los clientes libres —sin ser destinatarios del beneficio— comenzaron a contribuir al financiamiento del fondo, lo que ha sido ampliamente cuestionado por asociaciones de

consumidores, gremios industriales y actores técnicos, por sus efectos sobre la señal de precios, la transparencia tarifaria y la equidad regulatoria.

Más recientemente, la Ley N°21.667 del año 2024 introdujo un subsidio transitorio focalizado para clientes residenciales vulnerables, financiado mediante aportes fiscales y cargos complementarios.

En conjunto, las leyes PEC han configurado una arquitectura tarifaria transitoria cuyos efectos se siguen manifestando incluso después del término de su aplicación directa. A medida que se activa el proceso de recuperación de los saldos acumulados, estos comienzan a reflejarse progresivamente en las tarifas aplicadas a los clientes regulados. Al mismo tiempo, los clientes libres han comenzado a absorber parte de estos costos mediante su contribución al componente adicional del CSP, lo que ha tensionado el mercado de contratos libres, reduciendo los márgenes de negociación y afectando la competitividad de los suministros.

Más recientemente, La Ley N°21.721 sobre Transición Energética, publicada en diciembre de 2024, introdujo modificaciones significativas a la LGSE, con el objetivo de mejorar la planificación y ejecución de obras de transmisión, promover la competencia en el sector y fomentar el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía. Entre sus principales disposiciones se encuentran:

- *Mecanismo especial para la ejecución de obras necesarias y urgentes.*
- *Nuevo rol de los propietarios en las obras de ampliación.*
- *Revisión de tarifas en obras de ampliación.*
- *Mecanismo para asumir los costos de las expansiones de la transmisión zonal.*

Complementariamente, y en lo referido al funcionamiento del mercado eléctrico, la LGSE distingue entre clientes regulados y clientes libres, definiendo distintos mecanismos de contratación y formación de precios. Los clientes regulados son aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, y están sujetos a precios fijados por la autoridad, pero aquellos que tienen una potencia conectada superior a 500 kW pueden optar por contratar su suministro al igual que los clientes libres, que corresponden a quienes tienen una potencia conectada superior a 5.000 kW, pero en cuyo caso están obligados por ley a negociar directamente sus contratos de suministro eléctrico con las empresas generadoras. Sin embargo, desde diciembre de 2024, mediante la Resolución Exenta N°58, el Ministerio de Energía redujo el umbral de potencia para optar al régimen de cliente libre de 500 kW a 300 kW, ampliando así la posibilidad de elección para un mayor número de usuarios.

En conjunto, estas reformas han configurado un entorno regulatorio que ha facilitado el crecimiento sostenido de la generación ERNC en Chile, acelerado por el plan de retiro de centrales a carbón, y complementado por la reducción progresiva de los costos de inversión de estas tecnologías. Como se observa en la siguiente figura, a partir de 2015 se evidencia un incremento significativo en la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica, impulsado por la implementación de las políticas revisadas anteriormente. En los

últimos años, la generación ERNC ha alcanzado niveles comparables a la generación convencional, especialmente en 2022 y 2023, lo que refleja el impacto acumulado de la transición energética y la diversificación de la matriz eléctrica nacional.

### Evolución de la generación anual

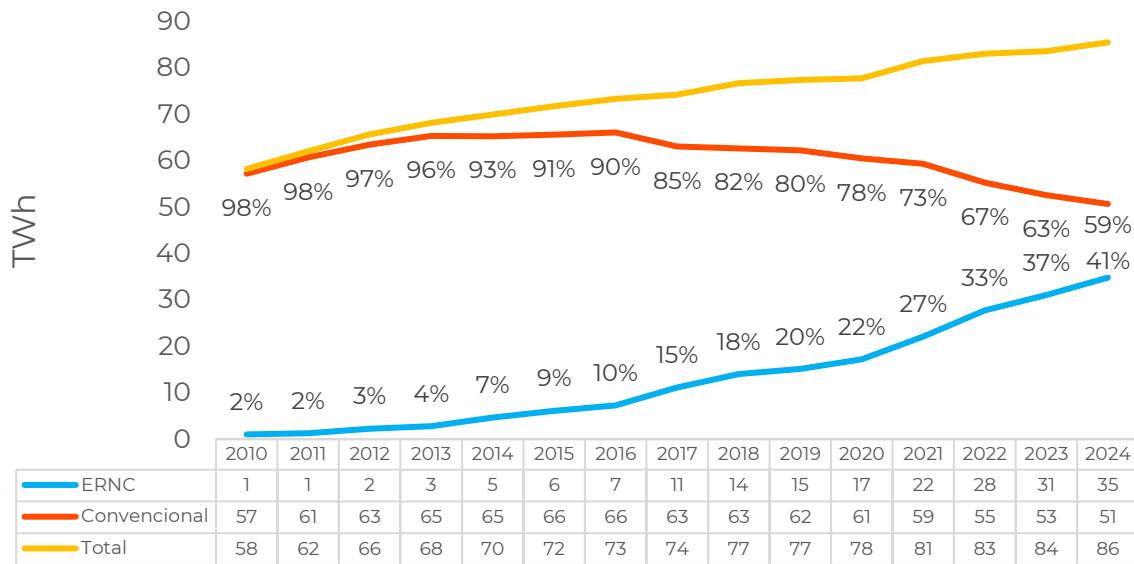


Figura 2 Evolución de la generación anual del SEN y participación por tipo de fuente de generación

## 2.2 Fundamentos y objetivos del mecanismo de estabilización de precio incorporado en la LGSE

Como se observa en el texto del inciso cuarto del artículo 91º de la LGSE (actual inciso quinto del artículo 149º), citado precedente, desde su origen la determinación de un precio estabilizado para valorizar las inyecciones de medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts fue encargada por la ley a un reglamento, sin que, a nivel legal, se haya definido ningún parámetro, metodología, límite ni regla de distribución de los costos asociados a ese precio estabilizado. Por consiguiente, estos aspectos esenciales del mecanismo de estabilización de precios fueron establecidos reglamentariamente por el Presidente de la República, por intermedio un decreto supremo expedido a través del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

En la historia fidedigna de la Ley Corta I consta que el inciso cuarto del antiguo artículo 91º transcrita precedentemente no fue contemplado originalmente en el Mensaje del Presidente de la República con el que se inició la tramitación del proyecto de ley que luego sería promulgada como Ley 19.940. En efecto, el texto referido fue incorporado —con idéntica

redacción— durante el primer trámite constitucional, al aprobarse por unanimidad en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados una indicación formulada por los diputados Álvarez-Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela.

Respecto de la justificación de dicha indicación parlamentaria, la historia de la ley señala lo siguiente:

*“Los patrocinadores de la indicación señalaron que la norma propuesta en la indicación persigue que los generadores pequeños puedan vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado, cosa que hoy no pueden hacer, porque no forman parte del CDEC. Eso significa que las distribuidoras les compran al precio que ellas imponen”.*

Como se advierte, no se expresan motivos específicos para establecer un precio estabilizado aplicable a las inyecciones de los Medios de Generación de Pequeña Escala (“MGPE”), sino únicamente las razones que justifican la consagración legal de su **derecho a participar del mercado de corto plazo**, y que se explica por las razones históricas ya mencionadas. De hecho, el párrafo transscrito de la historia de la ley señala claramente que la idea que funda la indicación referida es permitir a los pequeños generadores vender en el mercado spot **a precio de mercado**.

En relación con lo anterior, al año 2004, cuando se publicó la Ley Corta I, regía la organización y funcionamiento de los CDEC —a nivel reglamentario— el Decreto Supremo N°327, de 1997, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (“Reglamento de la LGSE”), el que, a esa época, regulaba en su Título IV —denominado “Interconexión de Instalaciones”— las materias que luego abordó el Decreto Supremo N°291, de 2007, que Aprueba Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, incluidas la reglas que definían quiénes podían integrar un CDEC.

El Reglamento de la LGSE, en su texto vigente a marzo de 2004, disponía lo siguiente respecto de las entidades que podían conformar los CDEC:

*“Artículo 169.- Podrán integrar un CDEC las entidades que operen en el respectivo sistema eléctrico y se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:*

*a) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 megawatts y que opte por incorporarse al CDEC.*

*b) Ser un autoproductor con una capacidad instalada de generación superior a 9 megawatts y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Dicha demanda anual se calculará al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.*

*Las entidades individualizadas en este artículo deberán comunicar por escrito, tanto a la Comisión como al respectivo CDEC, su determinación de incorporarse, retirarse o reincorporarse a este último”.*

Como se puede advertir, bajo la norma transcrita sólo las empresas eléctricas y autoproductores cuya capacidad instalada superaba los 9.000 kilowatts podían formar parte de un CDEC y, por lo tanto, participar en el mercado de corto plazo. Esto implicaba que **los propietarios de centrales generadoras de menor capacidad instalada no tenían acceso a vender la energía que podían producir a otros participantes del mercado de corto plazo**, teniendo como únicos posibles *off-takers* a los clientes libres y a las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Adicionalmente, cuando se publicó la Ley Corta I no existía el mecanismo de licitaciones públicas para la contratación por parte de las distribuidoras de la energía y potencia necesaria para suministrar a los clientes regulados, ni la obligación de éstas de tener giro exclusivo de distribución.

Lo anterior se traduce en que, a esa fecha, las distribuidoras podían tener sus propios medios de generación, o contratar con empresas generadoras la energía y potencia necesarias para suministrar a sus clientes (libres y regulados), sin ningún tipo de limitación regulatoria o reglas para la determinación de los precios de dichos contratos, por lo que la negociación de éstos quedaba completamente entregada a la autonomía de la voluntad y el poder negociador de las partes.

En el caso de las grandes empresas generadoras, lo anterior no representaba necesariamente un obstáculo, atendido su propio poder negociador, pero, tratándose de empresas pequeñas, dicho poder negociador era, en la práctica, inexistente, por lo que eran las empresas distribuidoras las que imponían los precios y las condiciones de contratación, haciendo inviable el negocio para la generalidad de los —potenciales— generadores pequeños<sup>3</sup>. Esta configuración, naturalmente, constituía una barrera de entrada relevante para los potenciales nuevos generadores.

En dicho contexto, y tal como lo evidencia el párrafo transcrto de la historia de la Ley Corta I, las razones que informaron la modificación legal que creó la posibilidad de un mecanismo de estabilización del precio de la energía inyectada por medios de generación de pequeña escala atendían, primordialmente, a reducir las barreras de entrada asociadas a la existencia de —prácticamente— un único *off-taker*<sup>4</sup>, circunstancia que se advertía como la principal de dichas barreras. Es ello, en nuestra opinión, lo que explica que, al expresarse las razones que justificaban la indicación parlamentaria que originó el cuarto inciso del antiguo artículo 91º de la LGSE —actual inciso quinto del artículo 149º—, únicamente se mencionase la

<sup>3</sup> Además, por razones asociadas a los costos de las tecnologías de generación disponibles y de los insumos primarios, los proyectos de generación más eficientes eran aquellos de mayor escala.

<sup>4</sup> Si bien no existían limitaciones normativas para que los medios de generación de pequeña escala suministrasen a clientes libres, al tratarse de centrales con capacidad instalada reducida y sin la posibilidad de suministrar más energía que la generaban —por no estar habilitadas para comprar energía en el mercado spot—, es razonable que los grandes consumidores de energía prefiriesen contratar con las empresas generadoras de mayor escala, tanto por el precio de la energía al que podían acceder, como a la certidumbre respecto de la continuidad y calidad del suministro, al estar estas últimas habilitadas para participar en el mercado spot.

circunstancia de que los medios de generación de pequeña escala no estaban habilitados para conformar los CDEC ni, por lo tanto, para participar en el mercado spot.

En este sentido, destacamos que los parlamentarios autores de la aludida indicación son claros al señalar que ésta perseguía “...que los generadores pequeños puedan vender en el mercado ‘spot’ **al precio de mercado**”<sup>5</sup>. Esta es también la finalidad que debe tenerse al vista al interpretar el actual artículo 149º de la LGSE en lo relativo al mecanismo de estabilización de precios para estos medios de generación de pequeña escala, es decir, el objetivo último de evitar que agentes de mayor tamaño abusen de su posición dominante para impedir o limitar la participación de los MGPE en el mercado de la generación, de modo que éstos puedan acceder **al precio de mercado** (entendida esta expresión en oposición al precio que resultaría de permitir el ejercicio del poder oligopsónico que tenían los off-takers en la época en que se gestó la Ley Corta I).

Lo anterior fue caracterizado en idéntico sentido por el propio Ministerio de Energía en el oficio ordinario por medio del cual dio respuesta a la solicitud de antecedentes formulada por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“TDLC”) durante la tramitación del expediente de recomendación normativa al que nos referimos en la sección 3.1<sup>6</sup>:

*“Los patrocinadores de la referida indicación señalaron que la norma propuesta perseguía que los generadores pequeños pudieran vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado, acción que antes de la entrada en vigencia de la Ley N°19.940 no podían hacer, porque no formaban parte del entonces CDEC (actual CEN), que establecía una capacidad instalada mínima para poder participar en el mercado. En tal condición, los desarrolladores de pequeños proyectos de generación se veían*

<sup>5</sup> De la historia de la Ley Corta I se observa que no existieron observaciones o indicaciones adicionales presentadas por parlamentarios respecto de la indicación que incorporó el referido inciso cuarto al —entonces— artículo 91º de la LGSE (actual inciso quinto del artículo 149º). Únicamente consta la presentación de una observación formulada por la empresa Arauco Generación S.A., del siguiente tenor: *“El último inciso de este numeral establece un mecanismo de ‘estabilización’ de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en que se realizará el despacho y coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.*

*Al respecto, como única empresa presente en el CDEC-SIC, representante de autoproductores que inyectan sus excedentes de potencia en el SIC, indicamos a Ud. que la coordinación de dichos excedentes por parte del CDEC no requiere de consideraciones ni procedimientos especiales, los cuales crearán incentivos erróneos y discriminaciones innecesarias. Por otra parte, no queda claro el alcance de la estabilización de precios a que se refiere este numeral. Lo que Arauco Generación S.A. ha detectado que se requiere como incentivo a la conexión de aporte de autoproductores al sistema es clarificar suficientemente que los procedimientos usuales utilizados en el CDEC respectivo se apliquen a los excedentes de todos los autoprodutores, sin distinción de los aportes que realizan. Por tanto, solicitamos a esa Comisión se elimine del último inciso del numeral 14) la frase ‘así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo’.*

*Se solicita agregar. Como punto seguido la siguiente frase: ‘El despacho y la coordinación de los medios de generación conectados al sistema eléctrico cuya fuente sea no convencional los realizará por el CDEC respectivo, en cuyo caso los procedimientos utilizados en el respectivo CDEC, serán de aplicación solamente a los excedentes suministrables al sistema.”.*

<sup>6</sup> Expediente de Recomendación Normativa sobre el Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala”, Rol ERN N°27-21, Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

imposibilitados de participar de las transferencias económicas del mercado spot, quedando al arbitrio de quien les quisiera comprar la energía, y que en la práctica implicaba que las distribuidoras les compraban al precio que ellas les imponían. En este aspecto, la regulación abrió el mercado a todos los generadores sin distinción de capacidad y punto de conexión a la red.

Así, si bien el marco legal propuesto por los Diputados mencionados incorporó el concepto de “mecanismos de estabilización de precios”, consta en forma clara en la historia de la ley que el objetivo que se persiguió con esta propuesta de indicación fue **otorgar a los generadores pequeños el derecho de vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado**<sup>7</sup> (énfasis original).

En términos aún más claros, el Ministerio de Energía había expresado lo mismo al referirse al objetivo perseguido por el legislador con la incorporación del actual inciso quinto del artículo 149° de la LGSE, en el marco de la mesa de trabajo creada para el perfeccionamiento del Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, fue aprobado el Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación (“Decreto 244”). En efecto, en el documento denominado “Informe de análisis y propuesta de perfeccionamiento del mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida”, el Ministerio indicó lo siguiente en lo relativo a los motivos que informaron la incorporación de dicho inciso:

*“Los patrocinadores de la indicación señalaron que la norma propuesta **perseguía que los generadores pequeños pudieran vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado**, acción que antes de la entrada en vigencia de la Ley 19.940 no podían hacer, porque no formaban parte del entonces CDEC (actual Coordinador Eléctrico Nacional, que establecía una capacidad instalada mínima para poder participar en el mercado). En tal condición, los desarrolladores de pequeños proyectos de generación se veían imposibilitados de participar de las transferencias económicas del mercado spot, quedando al arbitrio de quien les quisiera comprar la energía. En este aspecto, la regulación abrió el mercado a todos los generadores sin distinción [sic] de capacidad y punto de conexión a la red. Así, si bien el marco legal propuesto por los Diputados mencionados incorporó el concepto de ‘mecanismos de estabilización de precios’, consta en forma clara en la historia de la ley que el objetivo que se persiguió con esta propuesta de indicación fue **otorgar el derecho de vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado**”* (énfasis original)<sup>8</sup>.

En consecuencia, aun cuando el actual inciso quinto del artículo 149° de la LGSE incluyó la referencia a un mecanismo de estabilización de precios que sería determinado por una norma de rango reglamentario, no hay duda de que la intención del legislador fue permitir a los MGPE participar en el mercado spot, para que pudieran acceder a un **precio de mercado**

<sup>7</sup> Oficio Ordinario N°583, de 25 de mayo de 2021, del Ministerio de Energía, sección V.1.

<sup>8</sup> Ministerio de Energía. “Informe de análisis y propuesta de perfeccionamiento del mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida”, de 11 de julio de 2019, pp. 1-2.

para la valorización de sus inyecciones. Es esa, entonces, la finalidad que debe perseguir siempre el mecanismo reglamentario de precio estabilizado.

Asimismo, de lo que consta en la historia de la Ley Corta I sobre la indicación parlamentaria aludida, el Ministerio de Energía interpreta en el referido Oficio Ordinario de respuesta al requerimiento de información del TDLC que la regla general para los medios de generación de pequeña escala es la venta a costo marginal, y que el precio estabilizado fue incorporado como un mecanismo excepcional, cuyo objetivo era fomentar el desarrollo de estos medios de generación, “reconociéndose desde la gestación de dicha indicación la necesidad de incorporar un tratamiento especial a estos pequeños generadores, como una herramienta de fomento”<sup>9</sup>.

En otras palabras, bajo la perspectiva del Ministerio de Energía, el precio estabilizado fue incorporado por la Ley Corta I junto con la habilitación para participar en el mercado spot, como una herramienta de fomento de los medios de generación de pequeña escala. Y dicha herramienta de fomento tenía, por lo tanto, como finalidad última —tal como fue señalado en los motivos expresados para justificar la indicación parlamentaria analizada—, que los medios de generación de pequeña escala pudiesen acceder **al precio de mercado**, lo que no era posible en esa época, dadas las condiciones de escasa competencia en los posibles *off-takers* de dichos medios de generación.

Por consiguiente, y a la luz de dicha finalidad, se advierte que la intención del legislador al encargar a un reglamento la determinación de un precio estabilizado para valorizar las inyecciones de los medios de generación de pequeña escala fue generar las condiciones, a través de un tratamiento especial, para que los medios de generación de pequeña escala pudiesen acceder al precio de mercado en la venta de energía y, de este, modo, fomentar la inversión en este tipo de centrales de generación. Así, **la forma en la cual se determine el precio estabilizado a nivel reglamentario debe siempre propender a la finalidad de que dicho precio sea equivalente al precio de mercado de la generación eléctrica**.

De lo anterior se colige que el mecanismo debe ser corregido para cumplir el mandato del legislador, si las condiciones del mercado cambian significativamente —por efecto, por ejemplo, de cambios normativos, evolución tecnológica, disponibilidad de combustibles, etc.— con respecto a aquellas que se tuvieron a la vista para determinar el precio estabilizado en la norma reglamentaria vigente en un determinado momento, ya que, por efecto de dichos cambios significativos, el mecanismo de estabilización deja de servir a la finalidad perseguida por el legislador (la venta de inyecciones al precio de mercado).

Ahora bien, desde la publicación de la Ley Corta I, el marco normativo de la generación y la distribución ha sufrido modificaciones significativas, particularmente en lo que se refiere a los mecanismos regulatorios establecidos para limitar el abuso de la posición dominante de

<sup>9</sup> Ibid., p. 8.

algunos agentes y promover la competencia. En el caso particular de las circunstancias que explicaron la incorporación del cuarto inciso del antiguo artículo 91º de la LGSE (actual inciso quinto del artículo 149º), han sido superadas las principales limitaciones a la participación de los medios de generación de pequeña escala en el mercado de la generación de electricidad, esencialmente por los siguientes cambios normativos: (i) la eliminación de las limitaciones para la participación en el mercado de corto plazo<sup>10</sup>; (ii) la exhaustiva regulación de las licitaciones de suministro para clientes regulados y (iii) la imposición a las distribuidoras de la obligación de tener un giro único de distribución (con la consiguiente prohibición de desarrollar actividades del giro de generación, incluido el suministro a clientes libres).

En términos cronológicos, la primera de dichas modificaciones normativas relevantes ocurrió en mayo de 2005 con la publicación de la Ley 20.018, que creó el mecanismo de licitaciones públicas para la contratación por parte de las empresas concesionarias de distribución de la energía y potencia para el suministro a clientes regulados, el que fue posteriormente perfeccionado por la Ley 20.805, publicada en enero de 2015. La determinación de los requerimientos de suministro y la elaboración de las bases de licitación —y, por consiguiente del contenido de los contratos de suministro— en forma centralizada por la CNE, implicó, en la práctica, quitarle a las distribuidoras la decisión respecto de cuándo, por cuánto, a qué precio y con quién contratar el suministro para los clientes regulados, lo que, en definitiva, redujo el poder oligopsónico que detentaban antes de la existencia de este mecanismo y que, —como indicamos— representaba la principal barrera de entrada al mercado de la generación para los medios de generación de pequeña escala.

Adicionalmente, el 21 de diciembre de 2019 se publicó en el Diario Oficial la Ley 21.194<sup>11</sup>, que, entre otras modificaciones, incorporó el artículo 8º ter a la LGSE, el que exige a las empresas concesionarias de servicio público de distribución constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas con giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. Dado que el artículo 8º ter no especificó el alcance del “giro exclusivo de distribución”, con posterioridad a la publicación de la Ley 21.194, la CNE dictó la Resolución Exenta N°176, de 2020, que Determina el Alcance del Giro Exclusivo y Contabilidad Separada, para la Prestación del Servicio Público de Distribución Eléctrica en Conformidad a lo Establecido en la Ley 21.194, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado fue fijado por la Resolución Exenta N°322, del mismo año, y que enumera en su artículo segundo las actividades comprendidas en el giro exclusivo de distribución, entre las que no se encuentra la generación de energía<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> Bajo la norma actualmente vigente, cualquier empresa titular de instalaciones de generación, sistemas de almacenamiento de energía o instalaciones para la prestación de servicios complementarios interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional que cuente con el equipamiento de medida necesario y cumpla con los requisitos establecidos para el resguardo de la cadena de pagos puede participar del mercado de corto plazo, con independencia de la capacidad de sus instalaciones

<sup>11</sup> Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y Perfecciona el Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica.

<sup>12</sup> Adicionalmente, en su artículo cuarto se excluye expresamente del giro de distribución la venta de energía y potencia a clientes libres.

Bajo estas consideraciones, los supuestos de hecho que motivaron al legislador de la Ley Corta I a habilitar a los MGPE a participar en el mercado spot y a considerar la aplicación de un mecanismo de estabilización del precio de sus inyecciones han desaparecido, por lo que la permanencia de este último requiere ser revisada.

## 2.3 Inicio y transición de las condiciones de valorización de energía PMGD y PMG en el mercado eléctrico

Como se indicó en la sección precedente, antes de la publicación de la Ley Corta I en 2004, los PMG y PMGD enfrentaban barreras de entrada al mercado de la generación de electricidad, ya que no tenían acceso al mercado spot (no cumplían con la condición de capacidad instalada superior a 9 MW para integrar algún CDEC), lo que los relegaba a negociaciones bilaterales con distribuidoras o consumidores finales. Esto generaba asimetrías significativas, ya que los pequeños generadores debían negociar contratos de suministro en desventaja con empresas de mayor tamaño y poder de mercado en el segmento de generación.

En ese contexto, la promulgación y publicación de la Ley Corta I marcó un punto de inflexión en la regulación eléctrica del país, eliminando la barrera que exigía una potencia instalada superior a 9.000 kW para participar en el mercado spot o integrar un CDEC. Con esta modificación, cualquier medio de generación sincronizado al sistema eléctrico puede vender su energía al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia, equiparando las condiciones de los pequeños generadores con las de otros actores del mercado.

Asimismo, como se indicó, la Ley Corta I habilitó el establecimiento de mecanismos de estabilización de precios para los medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts por medio de un reglamento. Esta facultad reglamentaria tuvo como finalidad reducir las barreras de entrada que enfrentaban los pequeños generadores, que hasta entonces no podían acceder al mercado spot ni formar parte de los CDEC.

### 2.3.1 Primera definición reglamentaria del mecanismo de estabilización de precio

Por medio del Decreto 244, que, de acuerdo con lo instruido por el inciso cuarto incorporado por la Ley Corta I al antiguo artículo 91º de la LGSE (actual inciso quinto del artículo 149º), debía definir (i) los procedimientos para la determinación de los precios de la energía y la potencia cuando los medios de generación señalados se conectasen directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, (ii) los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superasen los 9.000 kilowatts, y (iii) la forma en la que se realizaría el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.

En su artículo primero el Decreto 244 definió los conceptos de PMGD<sup>13</sup> y PMG<sup>14-15</sup>, los que —a la fecha de su dictación— no tenían una definición en la LGSE.

El Decreto 244 señalaba que los propietarios u operadores de PMG y PMGD incluidos en los balances de inyecciones o retiros podrían optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, cuya opción debía ser comunicada al CDEC con al menos 6 meses de anticipación a la entrada en operación de la central. El período mínimo de permanencia en cada régimen era de 4 años y la opción de cambio de régimen debía ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Así, en el Decreto 244 se estableció por primera vez un mecanismo que definió una configuración del precio estabilizado para la valorización de las inyecciones de medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts y especificó la metodología de cálculo para dicho precio. En particular, el referido Decreto 244 estableció dos posibles regímenes de valorización de inyecciones para estos pequeños medios de generación:

1. **Régimen de precio estabilizado:** El precio estabilizado correspondía al precio de nudo de corto plazo de energía ("PNCP") de la barra troncal asociada a la subestación de distribución primaria donde se conectaba el PMGD<sup>16-17</sup>, o, en su caso, al PNCP de la o las barras troncales asociadas a la barra de inyección del PMG.
2. **Valorización al costo marginal instantáneo:** Este régimen valora las inyecciones de energía al costo marginal horario calculado en la barra de la subestación de distribución primaria donde está conectado el PMGD.

La diferencia entre la valorización de las inyecciones de los PMG y PMGD a precio estabilizado, y el costo marginal horario correspondiente, debía ser asignada por el CDEC respectivo a

---

<sup>13</sup> Decreto 244, artículo 1º, letra a): "Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o 'PMGD'".

<sup>14</sup> Decreto 244, artículo 1º, letra b): "Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o 'PMG'".

<sup>15</sup> Además, en la letra c) el artículo 1º aludía a los conceptos de "medios de generación renovables no convencionales" (MGNC) e "instalaciones de cogeneración eficiente", entre las instalaciones comprendidas en el alcance del Decreto 244.

<sup>16</sup> El precio de nudo de corto plazo de las referidas barras es determinado en forma semestral por la CNE y fijado por el Ministerio de Energía en el decreto de precio nudo de corto plazo correspondiente.

<sup>17</sup> Hacemos presente que el precio estabilizado que consideró inicialmente el Decreto 244 correspondía al "precio de nudo de la energía", y que esta expresión fue posteriormente modificada mediante el Decreto Supremo N°101, de 2015, del Ministerio de Energía, precisando que dicho precio correspondía al precio de nudo de corto plazo de la energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, o, en su caso, al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras —entonces— troncales asociadas a la barra de inyección del PMG.

prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectuaran retiros<sup>18</sup>.

Por su parte, los procedimientos para el despacho y la coordinación de estos medios de generación se realizan bajo un esquema de autodespacho, donde el propietario del PMGD o PMG decide la cantidad de energía que inyectará al sistema. En este contexto, su operación debe cumplir con los estándares establecidos en las normas técnicas y garantizar la seguridad y calidad del servicio exigible, ante la empresa distribuidora y el Coordinador. Además, es obligatorio informar previamente sobre las inyecciones esperadas para incluirlas en los balances de inyecciones y retiros del sistema.

Ahora bien, pese a que el objetivo del legislador de la Ley Corta I era permitir a los medios de generación con excedentes de potencia inferiores a 9.000 kilowatts acceder “al precio de mercado” para sus inyecciones, el mecanismo específico de estabilización que creó el Decreto 244 se basó en una metodología que produjo un resultado diferente al objetivo promovido por el legislador.

En efecto, al establecerse el PNCP como precio estabilizado aplicable a las inyecciones de los referidos medios de generación, se produjo una desviación de la finalidad tenida a la vista por el legislador al incorporar el actual inciso quinto del artículo 149º de la LGSE, producto de que — conforme lo expresó el propio Ministerio de Energía —, la metodología para el cálculo del PNCP “no fue elaborada con el objetivo de entregar un mecanismo de estabilización a los generadores, sino que entregar un precio estable a clientes regulados”<sup>19</sup>, lo que no se alinea con el objetivo de la Ley Corta I de permitirle a estos generadores acceder al mercado spot con ventas de energía a precios de mercado.

Tal como lo señaló el Ministerio de Energía, el PNCP fue concebido con el objetivo de determinar el precio de venta de la energía de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras para el suministro a clientes regulados, en un contexto previo a la Ley 20.018, es decir, previo al establecimiento del mecanismo de licitaciones de suministro, en el que generadores y distribuidores negociaban libremente los contratos de suministro, de acuerdo con su respectivo poder negociador<sup>20</sup>. Todo ello, por lo tanto, representa una finalidad diversa de aquella expresada por el legislador de la Ley Corta I para la creación del mecanismo de estabilización de precios para las inyecciones de los medios de generación con excedentes de potencia suministrables inferiores a 9.000 kilowatts.

### 2.3.2 Segunda definición reglamentaria del mecanismo de estabilización de precio

<sup>18</sup> Artículo 41º del Decreto 244.

<sup>19</sup> Ministerio de Energía. Presentación en Mesa de Trabajo del Decreto 88: “Análisis y perfeccionamiento de reglamento D.S. 244/2005”, de 4 de julio de 2019, p. 5.

<sup>20</sup> Ministerio de Energía. “Informe de análisis y propuesta de perfeccionamiento del mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida”, de 11 de julio de 2019, p. 2.

A medida que el régimen de precio estabilizado establecido por el Decreto 244 comenzó a ser aplicado de forma extensiva —particularmente por proyectos solares de pequeña escala— se fueron evidenciando algunas limitaciones relevantes en su diseño que comprometían su efectividad regulatoria.

Así, luego de más de una década desde la entrada en vigencia del Decreto 244, comenzó a plantearse formalmente en la discusión política la idea de modificarlo, con miras a fomentar los recursos energéticos distribuidos. Esta idea fue formulada a nivel de política pública en la Ruta Energética 2018-2022 como parte del Eje 4 “Energía baja en emisiones: hacia un mundo más limpio”, como el fomento y competencia en el mercado de generación distribuida y de autoconsumo, asociado a una mejora del marco normativo de la distribución y la generación distribuida<sup>21</sup>.

En este contexto, las limitaciones y espacios de mejora advertidos en relación al mecanismo de estabilización de precio del Decreto 244 fueron formalizadas a partir de 2018 en el marco de la referida Ruta Energética 2018–2022 y en la mesa técnica convocada por el Ministerio de Energía, instancia en la cual diversos actores del sector —incluido el propio Ministerio— advirtieron que el mecanismo de estabilización de precio del Decreto 244 podía inducir distorsiones en las señales económicas, al establecer un precio regulado que no representaba adecuadamente las condiciones reales de oferta y demanda del sistema eléctrico. Asimismo, se señaló que la estabilidad tarifaria ofrecida por el régimen podía incentivar el desarrollo de proyectos con menores estándares de eficiencia, cuya viabilidad dependía exclusivamente del régimen de valorización, sin atender a criterios técnicos ni a su localización en la red. Este diagnóstico generó consenso respecto de la necesidad de revisar y actualizar el marco reglamentario vigente.

Así, entre las modificaciones normativas planificadas en la referida Ruta Energética se incluyó el Decreto 244, programándose el inicio del proceso de modificación para el segundo semestre de 2018. En este contexto, el Ministerio de Energía declaró en la sesión celebrada el 22 de abril de 2019 de la mesa de trabajo creada para el perfeccionamiento del Decreto 244 que el compromiso asumido en esta materia en la Ruta Energética 2018-2022 tenía por objetivo desarrollar un mercado sostenible y eficiente para la generación distribuida, y que el objetivo específico de dicha mesa de trabajo era perfeccionar el marco regulatorio para “*permitir un crecimiento eficiente de los proyectos, derribando sus barreras de entrada*”<sup>22</sup> (énfasis original).

Como finalidades subyacentes al fomento del crecimiento de proyectos de generación de pequeña escala, el Ministerio señaló la diversificación de la matriz, el aumento de la cantidad

<sup>21</sup> Ministerio de Energía. “Ruta Energética 2018-2022”, p. 38.

<sup>22</sup> Ministerio de Energía. Presentación en Mesa de Trabajo del Decreto 88: “Sesión de Trabajo: Propuesta preliminar de perfeccionamiento reglamento D.S. 244/2005”, de 22 de abril de 2019, p. 12.

de actores en el mercado y el aprovechamiento de los beneficios que dichos proyectos entregan a la red.

En cuanto a las barreras de entrada, el Ministerio de Energía identificó como tales el procedimiento de conexión de los proyectos y la dificultad para acceder al mercado de contratos, a partir de lo cual propone **“mantener un mecanismo de estabilización de precios que solucione dicha condición”** (énfasis original).

Ahora bien, es relevante señalar que, en la misma sesión, el Ministerio de Energía identificó la necesidad de lograr un desarrollo orgánico del mercado de generación distribuida, precisando que ello se requiere *“para que ésta se instale donde se la necesita”*, concluyendo que las señales de precio que se establezcan en la regulación deben reflejar esas necesidades. Aunque el documento de apoyo a la referida sesión de la mesa de trabajo no lo explicita, se infiere que la expresión *“donde se la necesita”* se refiere a una necesidad de consumo. Precisamente, los mayores beneficios de la generación distribuida se relacionan con las eficiencias asociadas al hecho de que la energía sea producida y consumida en un mismo lugar, evitando la necesidad de transportarla a través de grandes distancias, lo que contextualiza la frase utilizada por el Ministerio de Energía en relación con el objetivo que debían buscar las señales de precio que se establecieran en la nueva regulación de la generación distribuida.

En el mismo documento, el Ministerio de Energía analizó el mecanismo de estabilización del Decreto 244, concluyendo que éste puede no ser reactivo a los niveles de oferta y demanda del mercado de generación, tanto en la dimensión temporal como espacial<sup>23</sup>, y bajo ese diagnóstico, propuso perfeccionar la resolución temporal del Precio Básico de Energía, definiendo bloques horarios representativos del comportamiento operativo del sistema.

También en dicha mesa de trabajo se planteó la propuesta de establecer un régimen transitorio que abarcase 12 años desde la dictación del reglamento, que permitiese a los PMG y PMGD conectados o declarados en construcción a dicha época mantener el régimen de precio estabilizado del Decreto 244.

En una sesión posterior de la referida mesa de trabajo, el Ministerio de Energía también advirtió que, bajo las nuevas condiciones de oferta y demanda en el sistema —a casi 15 años de la entrada en vigencia de la Ley Corta I— un precio promedio de todo el día (sin diferenciación por bloques horarios) podía no ser representativo de dichas condiciones, y que la distorsión que se producía en los ingresos a costo marginal promedio (*versus* a costo marginal horario) *“surge del solo hecho de considerar un valor promedio, y no cumple con el objetivo de entregar una señal competitiva y eficiente”*<sup>24</sup> (énfasis original).

<sup>23</sup> Ibid., p. 29.

<sup>24</sup> Ministerio de Energía. Presentación en Mesa de Trabajo del Decreto 88: “Análisis y perfeccionamiento de reglamento D.S. 244/2005”, de 4 de julio de 2019, p. 12.

De este modo, ya a mediados de 2018 el Ministerio de Energía advertía que el PNCP como precio estabilizado aplicable a inyecciones de MGPE podía entregar señales económicas erróneas, particularmente en el caso de proyectos solares, al tratarse de un promedio que no reconoce variaciones intradiarias en las condiciones de oferta y demanda del sistema:

*“La teoría económica sugiere que una sobreoferta de energía derive en una depresión de precios en el corto plazo, lo que contraerá la oferta en el largo plazo. Este principio económico desaparece a través del uso de promedios como mecanismo de estabilización de precios, en cuanto aún en el extremo —por ejemplo, en condiciones de precios nulos en determinadas horas del día que dan cuenta de exceso en la oferta de energía, su uso podría entregar señales económicas erróneas para el desarrollo de proyectos con participación en dichas horas”<sup>25-26</sup>.*

Adicionalmente, y dado que el Decreto 244 consideraba un ajuste del promedio de las proyecciones de costos marginales calculados por la CNE a una banda en torno al Precio Medio de Mercado<sup>27</sup>, el precio estabilizado así determinado internalizaba costos propios de la comercialización de energía y potencia a clientes finales, pese a que se utilizaba para valorizar inyecciones de centrales cuyos titulares no comercializaban energía a clientes finales:

*“Este ajuste implica acercar el resultado obtenido por la Comisión Nacional de Energía a un precio que represente el promedio de las ventas de energía y potencia a los clientes libres y regulados a través de los contratos de suministro. Se debe indicar que estos precios de contratos de suministro incorporan un conjunto de elementos considerados por aquellos agentes que suscriben dichos contratos, como por ejemplo el riesgo de retirar energía al costo marginal del sistema para suministrar el contrato, costos de transacción del mismo, y el riesgo de que las ventas totales dependen del consumo real por parte del cliente. Estas consideraciones afectan los precios de los contratos suscritos, de modo que dichos precios permiten internalizar los distintos riesgos vistos por cada uno de los agentes.*

*Por otro lado, un proyecto PMG y PMGD que se acoge a un régimen de estabilización de precios, a diferencia de lo descrito en el párrafo anterior, no tiene el riesgo de retiro al costo marginal de energía, no enfrenta costos de transacción de un contrato, y sus ventas no dependen del nivel de la demanda, sino que tienen la posibilidad de generar con autodespacho. Por lo tanto, **el precio que se considera para realizar el ajuste incorpora una serie de riesgos que no necesariamente afecta a los proyectos que se acogen a este mecanismo**” (énfasis agregado).*

<sup>25</sup> Ministerio de Energía. “Informe de análisis y propuesta de perfeccionamiento del mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida”, de 11 de julio de 2019, p. 5.

<sup>26</sup> Adicionalmente, al proyectar las diferencias de ingresos a costo marginal y al PNCP, el Ministerio de Energía concluye que “el mecanismo actual provoca de manera inherente una distorsión de la señal económica a la que pueden acceder distintas tecnologías de generación respecto a las señales que entrega el mercado spot” (Ibid., p. 9).

<sup>27</sup> El Precio Medio de Mercado corresponde a la facturación total de los contratos de suministro de clientes libres y regulados, dividido por la energía total facturada en el sistema. Así, representa un precio monómico del mercado que incluye tanto las ventas de energía como también de potencia.

En definitiva, conforme al diagnóstico del Ministerio de Energía, el precio estabilizado del Decreto 244 requería ser revisado y perfeccionado para mejorar la eficiencia económica del sistema, reconociendo con ello que su perpetuación —especialmente en un escenario de abundante capacidad instalada de PMG y PMGD solares— implicaba mantener ineficiencias económicas perjudiciales para el sistema.

Sobre la base de estos análisis, el Ministerio de Energía desarrolló un borrador del decreto que reemplazaría al Decreto 244. Dicho borrador, luego de ser sometido a un proceso de participación ciudadana, fue ingresado al trámite de toma de razón por la Contraloría General de la República (“Contraloría”) y, posteriormente, promulgado como el Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (“Decreto 88”), publicándose en el Diario Oficial el 8 de octubre de 2020.

En términos generales, el Decreto 88 establece un nuevo reglamento para los PMG y los PMGD, los cuales pasan a denominarse colectivamente como Medios de Generación de Pequeña Escala (“MGPE”), y actualiza los procedimientos de conexión, energización y puesta en servicio de estas instalaciones, incorporando mejoras asociadas a los avances tecnológicos y a las oportunidades de estandarización detectadas en la operación del sistema. Asimismo, redefine el régimen de estabilización de precios aplicable a la energía inyectada por los MGPE, con el fin de otorgar mayor previsibilidad a los ingresos de estos proyectos y reducir las distorsiones de inversión detectadas en el marco de las discusiones mantenidas en las referidas mesas de trabajo.

En particular, el Decreto 88 reitera la noción —originalmente establecida en el Decreto 244— de que los PMG y PMGD pueden optar entre vender la energía que producen y que evacuen al sistema de acuerdo con los precios determinados en conformidad: (i) a la valorización de las inyecciones de energía al costo marginal horario del sistema<sup>28</sup>, o (ii) bajo el régimen de precio estabilizado que se fija por el Ministerio de Energía mediante un decreto, previo informe de la CNE, quien calcula ese precio con ocasión de la fijación de los precios de nudo de corto plazo en febrero y agosto de cada año<sup>29</sup>. A este respecto, el artículo 9° del Decreto 88 señala lo siguiente:

*“Los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2° y 5° del*

<sup>28</sup> De acuerdo con el artículo 10° del Decreto 88, para valorizar las inyecciones de PMGD éstas se “refieren” a la subestación primaria de distribución más cercana al punto de conexión, aplicándose un factor de referencia para reflejar la distancia entre la subestación primaria correspondiente y el punto de conexión en la red de distribución.

<sup>29</sup> En ese informe la CNE determina precios básicos de la energía por intervalo temporal, para cada una de las barras del Sistema de Transmisión Nacional donde se determinen los Precios de Nudo de Corto Plazo, de forma tal que dichos precios representen la operación del sistema en seis intervalos temporales dentro del día (artículo 18° del Decreto 88).

presente Capítulo, y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente".

El precio estabilizado se determina por el Ministerio de Energía, mediante un decreto supremo, previo informe de la CNE, que debe dictarse 3 meses después de la dictación de los decretos que fijan los precios de nudo de corto plazo.

El nuevo esquema de precio estabilizado establece una valorización *ex ante* de la energía inyectada, segmentada en seis bloques horarios con precios diferenciados. Esta estructura busca reflejar de manera más precisa las condiciones esperadas del sistema, asignando precios significativamente menores a las horas solares —caracterizadas por la abundancia de generación fotovoltaica y bajos costos marginales— y mayores a los bloques nocturnos o de mayor demanda. De este modo, se corrige el incentivo existente en la regulación del Decreto 244 que permitía a tecnologías solares capturar altos precios incluso durante horas de bajo costo marginal, ajustando así las señales de precios hacia una operación más consistente con el comportamiento real del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, el Decreto 88 estableció en el artículo 2º transitorio una tercera alternativa —aunque temporal— de valorización de las inyecciones de medios de generación de pequeña escala consistente en que las inyecciones se valoricen al PNCP correspondiente (es decir, aplicándose la misma regla de valorización que la del Decreto 244). El texto original de la referida disposición transitoria del Decreto 88 señalaba, originalmente, lo siguiente:

*"Artículo 2º transitorio.- Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar a un régimen de valorización de su energía inyectada al Precio de Nudo de Corto Plazo de energía de la barra correspondiente:*

*a) Los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren operando a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto;*

*b) Los PMGD que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; y (ii) que hayan obtenido su declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; o*

*c) Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. En caso de que se ponga término al procedimiento en conformidad a lo señalado en los artículos 15 bis y 18 bis, según corresponda, de la Ley N°19.300, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; y (ii) que hayan obtenido su*

*declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto”.*

De esta forma, los medios de generación de pequeña escala que cumplían los requisitos transcritos pudieron optar por que sus inyecciones de energía sean valorizadas (i) al costo marginal instantáneo; (ii) al precio estabilizado del Párrafo 2º del Capítulo 3 del Título I del Decreto 88, o (iii) al PNCP. Adicionalmente, esta posibilidad de optar a dichos regímenes fue extendida, mediante las modificaciones incorporadas al Decreto 88 por el Decreto Supremo N°27, de 2022, del Ministerio de Energía (“Decreto 27”). En particular, el Decreto 27 sustituyó el texto del romanillo (ii) del literal b) y el del romanillo (ii) del literal c) del artículo transcritos, reemplazando el requisito de haber obtenido la declaración en construcción a más tardar al mes número 18 desde la publicación del Decreto 88 por el siguiente:

*“que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial y que hayan obtenido la declaración antes referida al vigésimo cuarto mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito”.*

De acuerdo con la modificación incorporada por el Decreto 27, se flexibilizaron las condiciones que debían cumplir los MGPE para efectos de acogerse a este régimen transitorio de remuneración al PNCP. En efecto, inicialmente, debían declararse en construcción a más tardar en el mes de abril del año 2022 para acceder al régimen de valorización de sus inyecciones al PNCP. Sin embargo, en virtud de la modificación incorporada al Decreto 88 por el Decreto 27, el plazo original se extendió hasta el mes de octubre del mismo año, permitiendo a más MGPE acceder al PNCP como precio estabilizado.

En consecuencia, y de acuerdo con el inciso 3º del artículo 2º transitorio del Decreto 88, con independencia del régimen de valorización que tenían a la fecha de publicación de éste, los MGPE que cumplían los requisitos pudieron optar al régimen de valorización establecido en el inciso primero de dicho artículo (valorización al PNCP); o a los regímenes de valorización del artículo 9º del Decreto 88 (valorización al nuevo precio estabilizado o al costo marginal instantáneo del sistema), siempre que comunicasen su opción al Coordinador en un plazo máximo de 48 meses contados desde el 8 de octubre de 2020.

Además, conforme al inciso 3º del referido artículo 2º transitorio, la permanencia en el régimen de valorización al PNCP tiene un límite temporal de aplicación: no puede exceder de 165 meses<sup>30</sup> contados desde la fecha de publicación del Decreto 88, es decir, con independencia de la fecha en que se haya comunicado la opción de acogerse a dicho

<sup>30</sup> Es decir, 13 años y 9 meses.

régimen, éste dejará de aplicarse luego de 165 meses contados desde el 8 de octubre de 2020 (es decir, hasta julio de 2034).

Asimismo, y al igual que los regímenes de valorización establecidos en los artículos permanentes del Decreto 88, la permanencia mínima en el régimen de valorización al PNCP es de 4 años contados desde la fecha en que se haya comunicado la opción al Coordinador. Después de vencido el período de permanencia mínimo y antes de que venza el plazo máximo de 165 meses, aquellos MGPE que hayan optado por el régimen de valorización al PNCP deberán comunicar al Coordinador su opción por uno de los regímenes del artículo 9º del Decreto 88 con al menos 6 meses de anticipación al término de los referidos 165 meses.

En lo que se refiere al régimen permanente del Decreto 88, los artículos 39º y 52º establecen que los propietarios u operadores de PMGD y PMG, respectivamente, pueden optar entre vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado.

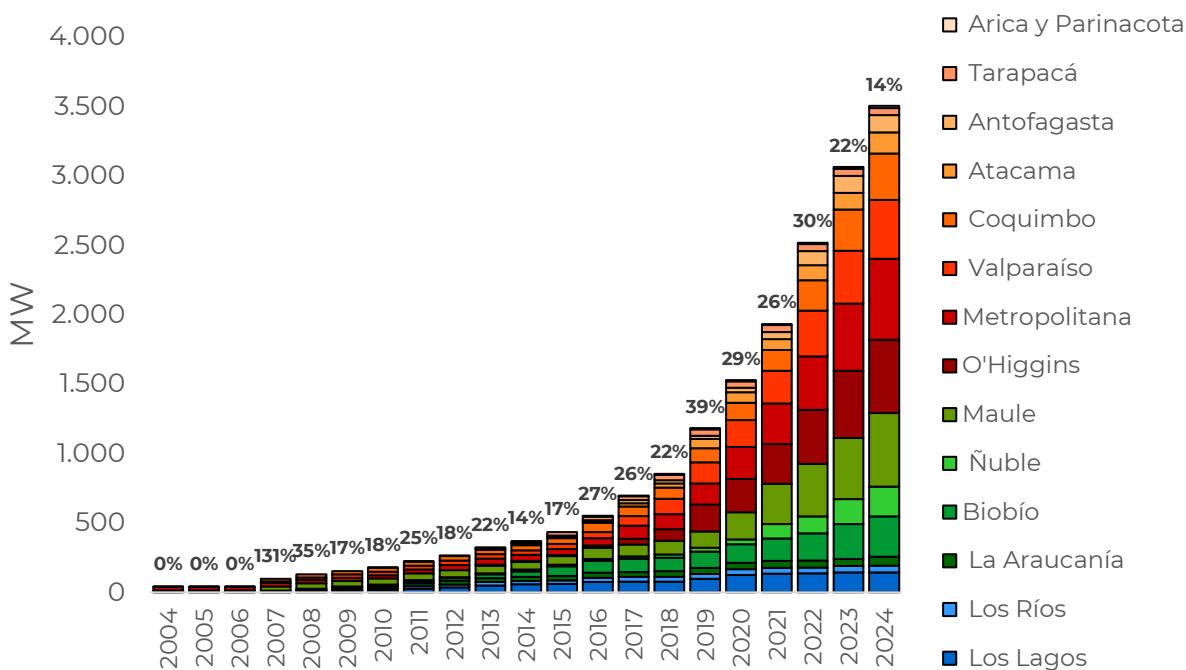
Luego, los artículos 39º y 52º del Decreto 88 también establecen que la decisión del propietario u operador de un proyecto PMGD o PMG de vender energía al costo marginal instantáneo (por hora) o bajo el régimen de precio estabilizado debe informarse al Coordinador al menos 6 meses antes de la entrada en operación. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años y la opción de cambio deberá ser comunicada al Coordinador con una antelación mínima de 12 meses.

Al respecto, se debe notar que, al igual que el Decreto 244, el Decreto 88 (artículo 14º) dispone que las diferencias que se producen entre la valorización de las inyecciones de PMG y PMGD al precio estabilizado y el costo marginal correspondiente, deben ser asignadas a las demás empresas generadoras, a prorrata de los retiros que efectúen del sistema eléctrico. Como consecuencia de lo anterior, mientras mayor sea dicha diferencia, mayores serán los costos que deberán asumir los suministradores por sus retiros, asociados al pago de dicha prorrata.

## 2.4 Desarrollo de centrales PMGD y PMG en Chile

El objetivo declarado de estas medidas ha sido incentivar la inversión en centrales de pequeña escala, especialmente aquellas basadas en ERNC, mediante el establecimiento de condiciones regulatorias diferenciadas que facilitan su participación en el mercado eléctrico. En particular, el establecimiento de un régimen de remuneración con precios estabilizados y la flexibilización de los criterios de acceso han permitido que un mayor número de proyectos PMG y PMGD puedan integrarse al sistema. Como resultado, el crecimiento de estas centrales ha sido exponencial en los últimos años, como se observa en el siguiente gráfico, reflejando el impacto directo de estas reformas en la capacidad instalada del país.

### Capacidad instalada por región



**Figura 3 Evolución de la capacidad instalada PMGD y PMG por región durante los últimos 20 años y tasa de crecimiento total anual**

El impacto del régimen de precio estabilizado en la decisión de inversión en generación de pequeña escala se refleja en la evolución de la capacidad instalada en distintas regiones del país. En particular, la Región Metropolitana de Santiago, Valparaíso y Coquimbo han concentrado una parte significativa del crecimiento, alcanzando en conjunto más de 1.300 MW instalados en 2024. Este aumento ha sido impulsado por la cercanía a los principales centros de consumo o posibles incentivos como la existencia de infraestructura de transmisión y distribución accesible que facilita la conexión de estos proyectos al SEN.

En este contexto, la distribución de la capacidad instalada actual por región presenta diferencias significativas entre las distintas zonas del país, evidenciando cómo los 3.505 MW de capacidad total en centrales de generación de pequeña escala se han concentrado en determinadas regiones y tecnologías.

En la zona norte, la capacidad instalada total alcanza los 345 MW, concentrándose principalmente en la Región de Atacama (151 MW) y Región de Antofagasta (126 MW). En estas regiones, la tecnología predominante es la fotovoltaica, mientras que en Tarapacá (51 MW) y Arica y Parinacota (17 MW) la capacidad instalada es significativamente menor.

En la zona centro, la capacidad instalada total asciende a 2.401 MW, siendo la Región Metropolitana de Santiago (583 MW) la de mayor capacidad, seguida por Maule (531 MW) y O'Higgins (527 MW). En estas regiones, la generación fotovoltaica representa la mayor parte de la capacidad instalada. Otras regiones con participación relevante son Valparaíso (424 MW), Coquimbo (336 MW) y Biobío (290 MW), que presentan una combinación de tecnologías en su matriz de generación.

### Capacidad PMGD y PMG actual por región

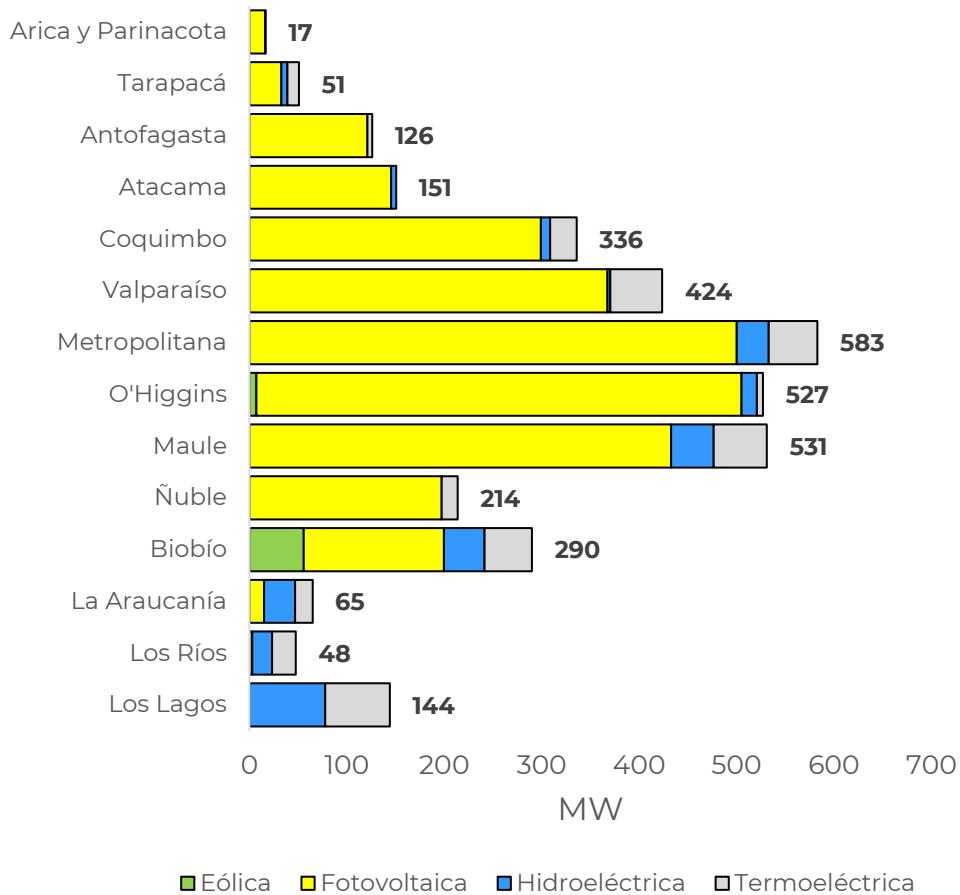


Figura 4 Capacidad instalada PMGD y PMG por región al diciembre de 2024

En la zona sur, la capacidad instalada total es de 471 MW, con la Región de Los Lagos (144 MW) registrando la mayor capacidad en esta macrozona, seguida por Ñuble (214 MW) y La Araucanía (65 MW). En esta zona, la generación hidroeléctrica es predominante, aunque con presencia de otras tecnologías en menor medida.

El crecimiento de la capacidad instalada de generación de pequeña escala ha ido acompañado de un aumento sostenido en su participación dentro de la generación del SEN. En los últimos cinco años, la generación proveniente de centrales PMGD y PMG ha mostrado una tendencia al alza, pasando de representar un 3,7% del total de la generación del SEN en 2020 a un 7,7% en 2024, con un total de casi 7 TWh de generación y predominancia de la tecnología solar fotovoltaica. En efecto, un 32% de la generación solar en 2024 provino de centrales PMGD y PMG.

## Generación anual actual por región

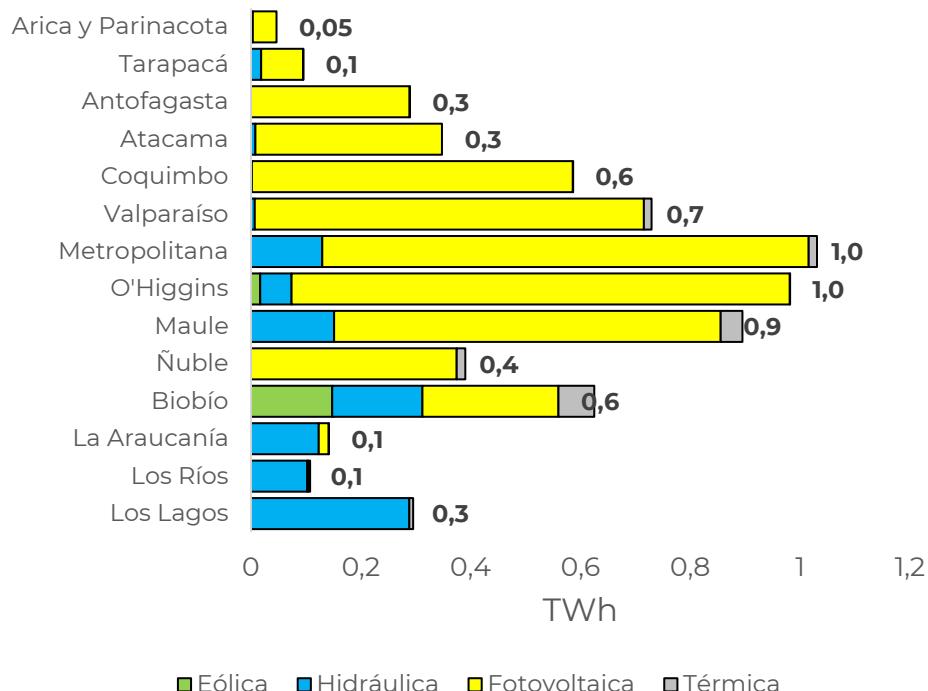
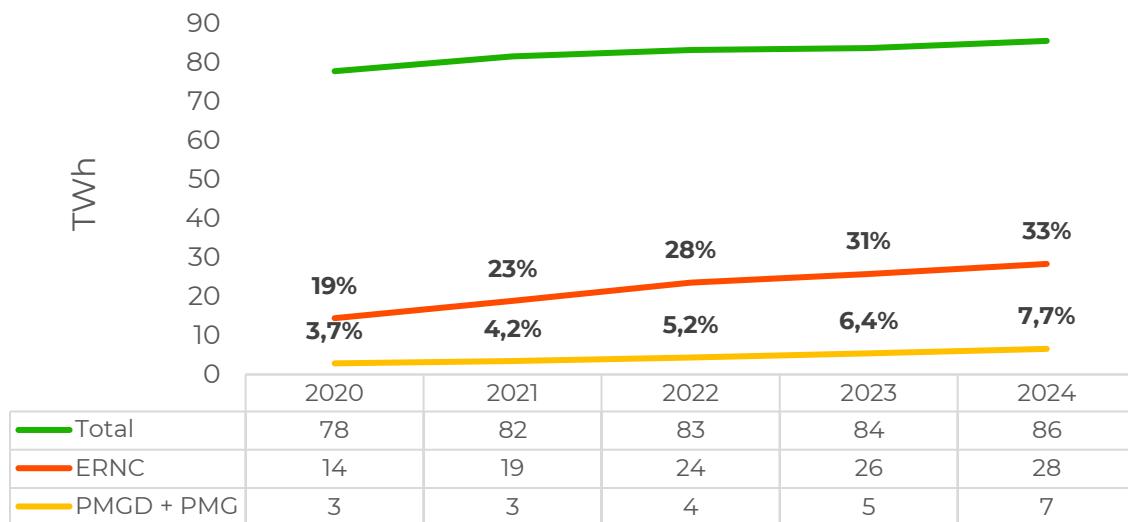


Figura 5 Generación anual PMGD y PMG por tecnología para el año 2024

Por otro lado, la participación de las ERNC excluyendo la generación de las centrales PMGD y PMG, también ha experimentado un crecimiento significativo, aumentando desde un 19% en 2020 hasta un 33% en 2024. Estos datos evidencian el crecimiento de la generación de pequeña escala dentro de la generación anual del SEN y respecto de la generación ERNC.

### Evolución de la generación anual



**Figura 6 Evolución de la generación total SEN, ERNC (descontada la generación PMGD y PMG ERNC), PMGD y PMG entre 2020 y 2024**

En el caso de la participación horaria mensual de los proyectos PMGD y PMG desagregados por tecnología durante el año 2024, se destaca la generación solar, la cual presenta una marcada variación horaria con picos de participación superiores al 20% durante las horas de mayor radiación en los meses de verano (especialmente entre diciembre y febrero). En contraste, las tecnologías hidráulica, térmica y eólica presentan una participación más estable y significativamente menor, con valores promedio horarios que se mantienen por debajo del 2%.

### Participación de PMGD/PMG en la generación mensual del SEN

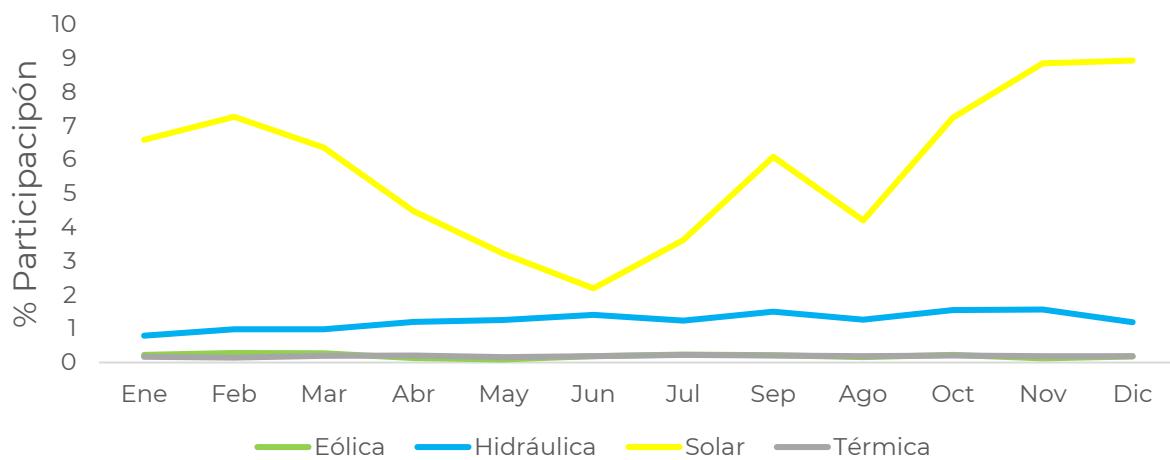


Figura 7 Participación de PMGD/PMG en la generación mensual del año 2024

#### 2.4.1 Compensaciones por precios estabilizado del Decreto 244 y el Decreto 88

Tras revisar los datos generales de capacidad y participación en la generación de centrales PMGD y PMG en el SEN, un punto relevante a analizar es el esquema de remuneración que reciben estas centrales en la actualidad. Tal como se mencionó antes, existen tres esquemas tarifarios bajo los cuales los PMGD pueden valorizar su energía: el PNCP (precio estabilizado del Decreto 244), el Costo Marginal instantáneo de la barra de inyección (“CMg”) y el precio estabilizado por intervalos horarios del Decreto 88 (“Precio Estabilizado DS 88”). Como se muestra en la siguiente figura, la mayor parte de la generación de PMG y PMGD (79%) es valorizada al PNCP, mientras que la valorización al CMg representa el 20% y al Precio Estabilizado DS 88 solo el 1%.

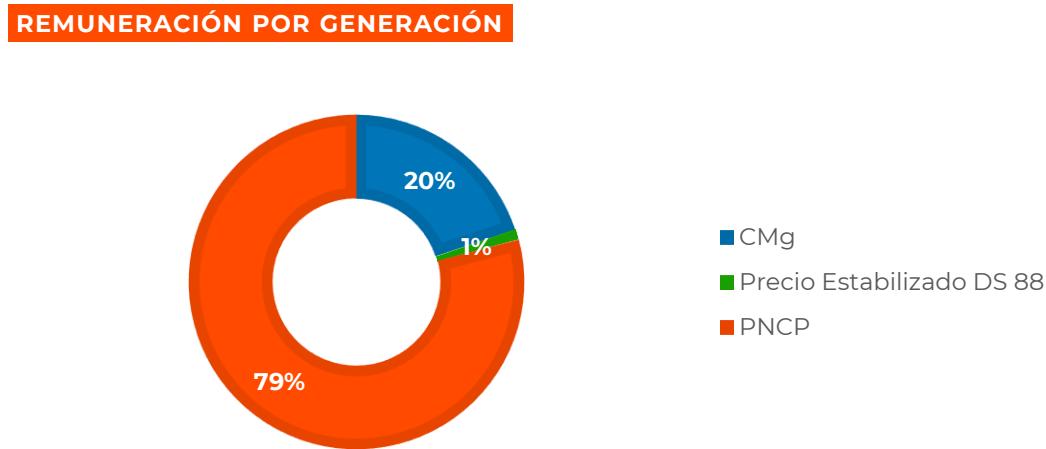


Figura 8 Proporción de generación según Esquema de Remuneración para el año 2024

Para comprender la distribución de la remuneración de los PMGD Y PMG en los porcentajes mencionados, es fundamental analizar los referidos regímenes de precios utilizados para valorizar su energía, los que presentan las siguientes diferencias:

Tabla 1 Características de precios estabilizados por Decreto 244 y Decreto 88

Criterio	PNCP	Precio Estabilizado DS 88
<b>Determinación del precio</b>	Determinado semestralmente por la CNE.	Determinado semestralmente por la CNE con indexación si se supera un 10% acumulado en el periodo.

Criterio	PNCP	Precio Estabilizado DS 88
<b>Fórmula de cálculo</b>	En base a costos marginales esperados de los siguientes 48 meses. Aplicación de ajuste por banda de precios multiplicando por un factor único.	En base a costos marginales esperados de los siguientes 48 meses, con diferencia por 6 bloques horarios de 4 horas. Aplicación de ajuste por banda de precios adicionando un factor único.
<b>Periodicidad de actualización</b>	Semestral, abril y octubre.	Semestral con revisión mensual de indexadores y ajuste si la variación acumulada supera el 10%.
<b>Plazo de opción y permanencia</b>	Opción debe comunicarse al CDEC 6 meses antes de la operación del PMGD/PMG. Permanencia mínima de 4 años. Cambio de régimen con 12 meses de anticipación.	Opción debe comunicarse al Coordinador 1 mes antes de la operación del PMGD/PMG. Permanencia mínima de 4 años, con aviso de cambio con 6 meses de antelación.
<b>Plazo máximo del régimen</b>	Disponible hasta el año 2034.	Sin fecha límite.
<b>Plazos y requisitos transitorios</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PMGD/PMG operativos al momento del Decreto 88.</li> <li>PMGD/PMG con ICC obtenido antes de 7 meses de la publicación del Decreto 88, con declaración en construcción en 18 meses y obtenida en 24 meses (octubre de 2022).</li> <li>PMGD/PMG con estudio ambiental ingresado antes de 7 meses, declaración en construcción en 18 meses y obtenida en 24 meses (octubre de 2022).</li> </ul>	Clasificar como PMGD/PMG.

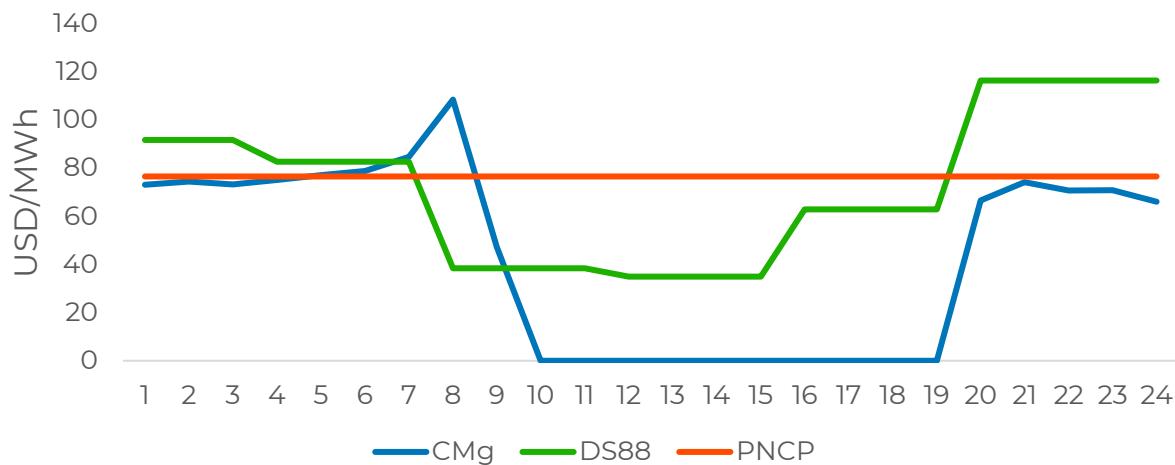
En este sentido, se realiza una comparación de los precios antes mencionados, para el año 2024, en algunas de las barras más representativas del SEN, como lo son Crucero 220 y Cardones 220 para la zona norte, Quillota 220 y Alto Jahuel 220 para la zona centro. Mientras que la zona sur queda fuera del análisis por su baja capacidad instalada.

En la zona norte, considerada por las barras Crucero y Cardones 220, al revisar un día representativo, se puede apreciar claramente las diferencias entre los distintos precios con los que se pueden remunerar las inyecciones de centrales PMGD y PMG.

El PNCP es estable por su naturaleza de fijación semestral, entregando la mayor estabilidad de remuneración. Por otra parte, el Precio Estabilizado DS 88, gracias a su definición semestral por intervalos horarios, representa de mejor manera las variaciones horarias que presentan los costos marginales durante el transcurso del día, con beneficios marcados para tecnologías que inyecten en horarios nocturnos respecto al precio de nudo de corto plazo. Por su parte, el costo marginal horario de este día representativo presenta gran volatilidad, llegando a

sobrepasar los 200 USD/MWh en horarios nocturnos y cayendo a cero durante el bloque horario solar. De esta manera, para este día representativo, se observa que, a pesar de que el CMg llega a valores muy superiores comparados con los otros dos regímenes de precio, el bloque solar presenta un alto margen de diferencia entre precios, siendo el CMg la peor opción.

### Precios horarios día representativo octubre 2024 norte



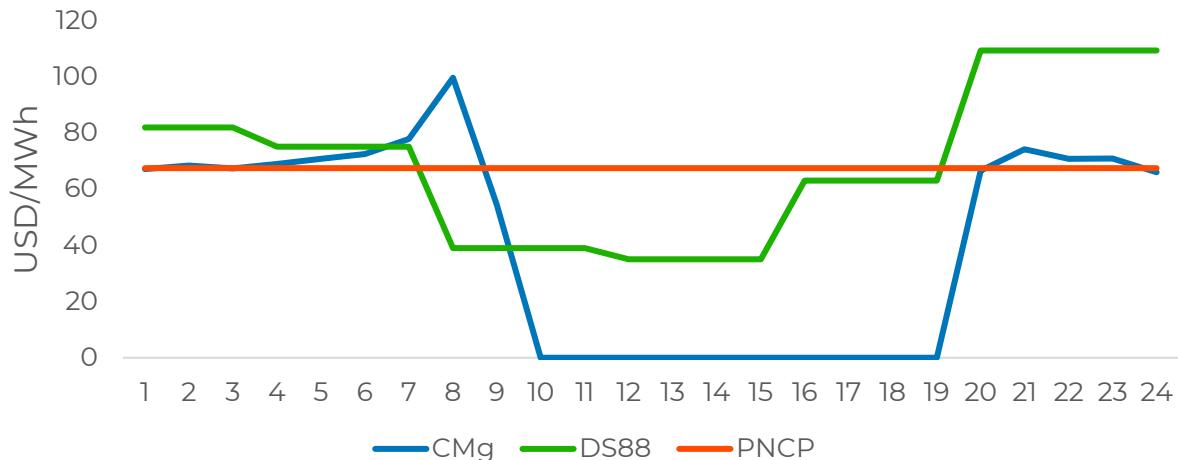
**Figura 9 Precios horarios para los distintos tipos de remuneración en la zona norte para el martes 15 de octubre de 2024**

En cuanto a la zona centro, se observa la misma tendencia. El CMg muestra una alta volatilidad, con valores prácticamente nulos durante el bloque solar y alzas significativas en horas nocturnas, alcanzando valores superiores a los 200 USD/MWh. Asimismo, el PNCP mantiene su estabilidad, mientras que el Precio Estabilizado DS 88 refleja de mejor manera la variación horaria del costo marginal.

Se evidencia también que, durante todo el bloque solar, las diferencias entre los tres regímenes de precio son notorias, siendo el CMg la opción menos favorable para la remuneración de la energía inyectada en este período. Sin embargo, los máximos de costo marginal en la zona centro son levemente inferiores a los observados en la zona norte.

En cuanto al PNCP, éste se mantiene constante por su naturaleza de fijación semestral, con un valor de 76 USD/MWh en la zona norte y 67 USD/MWh en la zona centro.

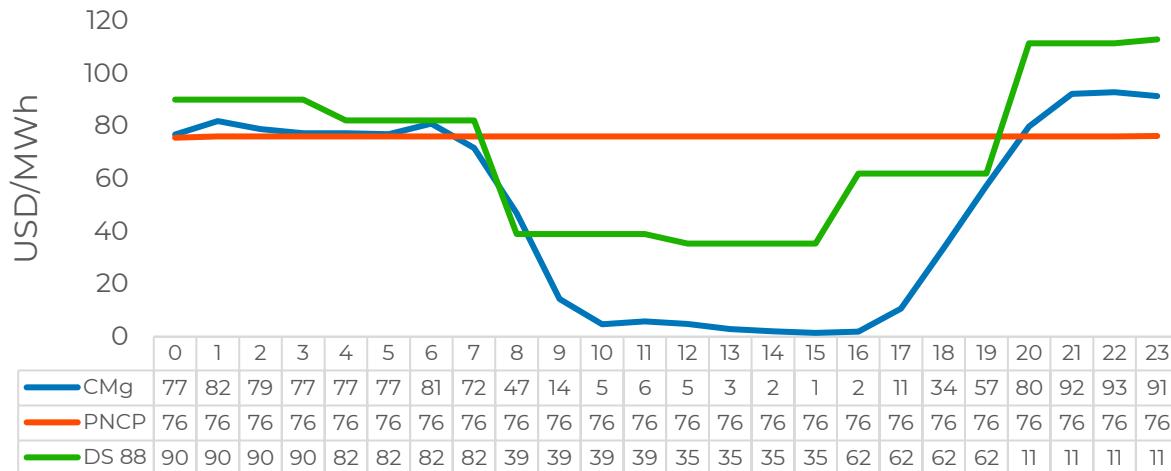
### Precios horarios día representativo octubre 2024 centro



**Figura 10 Precios horarios para los distintos tipos de remuneración en la zona centro para el martes 15 de octubre de 2024**

Dado este comportamiento de precios para un día representativo, al analizar la evolución promedio horaria de los distintos niveles de precio durante el año 2024, se observa cómo el Precio Estabilizado DS 88 sigue al CMg a lo largo del día, donde la mayor diferencia se presenta en el bloque solar, a diferencia del PNCP, que se mantiene estable en torno a los 76 USD/MWh por su naturaleza estática. Durante las primeras horas, el CMg alcanza sus valores más altos, alineándose con el Precio Estabilizado DS 88, mientras que, en el bloque solar, especialmente entre las 10:00 y 16:00 horas, el CMg cae a niveles mínimos cercanos a 0, muy por debajo de los niveles de precios estabilizados. Este diferencial de precios sugiere que, tecnologías con inyección en bloques solares y en un régimen de precios estabilizado, evitan vender su energía a costo cero, con un alto margen. En los períodos de mayor demanda, desde las 18:00 en adelante, donde además existe baja o nula generación solar, el CMg y el Precio Estabilizado DS 88 experimentan un incremento, alcanzando valores superiores al PNCP. Esta situación provoca que, en la zona norte, centrales PMGD y PMG con tecnologías como la solar fotovoltaica aprovechen este diferencial de precios, obteniendo un margen seguro y sin riesgo, a diferencia de una central con mayor capacidad que solo participa del mercado de corto plazo.

### Precios horarios promedios zona norte

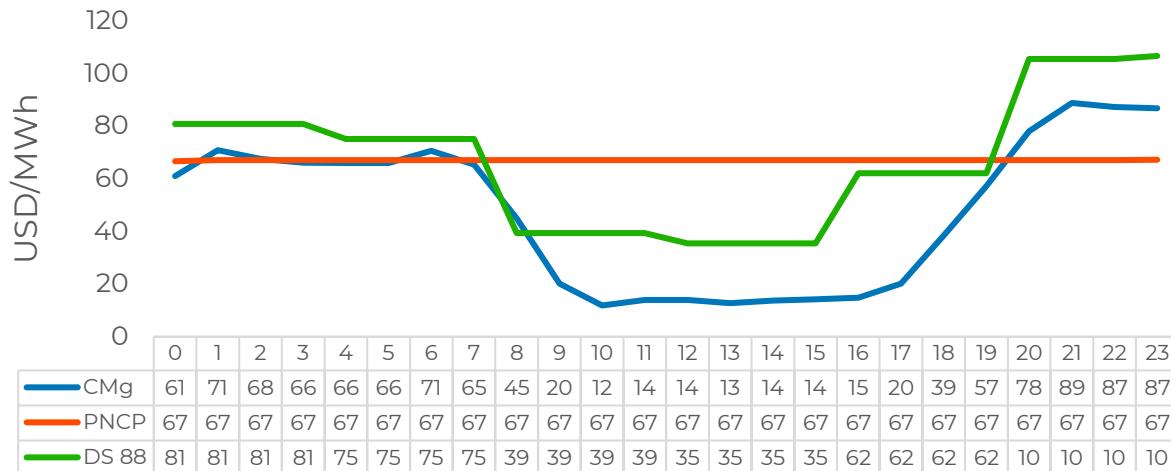


**Figura 11 Precios horarios promedio para la zona norte considerando las barras Cardones y Crucero 220 durante el año 2024**

En los valores promedio horarios observados para 2024, se evidencia que los precios en la zona centro son inferiores a los registrados en la zona norte, manteniendo, una evolución similar a lo largo del día. En ambas zonas, el CMg presenta valores reducidos durante el bloque solar, lo que genera una brecha significativa respecto al Precio Estabilizado DS 88 una aún mayor con el PNCP.

Como se puede apreciar, al realizar un promedio horario de todo el año, precios altos de CMg como los nocturnos desaparecen de la vista, pero la tendencia es clara en la gran brecha y cantidad de horas entre CMg y precios estabilizados durante los bloques horarios.

### Precios horarios promedios zona centro



**Figura 12 Precios horarios promedio para la zona centro considerando las barras Alto Jahuel y Quillota 220 durante el año 2024**

Para tener una idea de cómo evolucionaron los precios durante los últimos años, se obtuvieron los precios promedios mensuales para la zona norte y zona centro para cada uno de los 3 distintos regímenes de precio con los que se remuneran los PMGD y PMG. En este sentido, la siguiente figura revela que, durante los años 2021 y 2022, los costos marginales marcaban precios altos comparados con los precios estabilizados. Sin embargo, en los últimos años (2023 y 2024) el CMg disminuyó considerablemente en su promedio mensual respecto de los precios estabilizados. Estos resultados muestran una tendencia de cómo se podrían mover las compensaciones anuales, ya que está directamente relacionado.

### Evolución de precios mensual zona norte

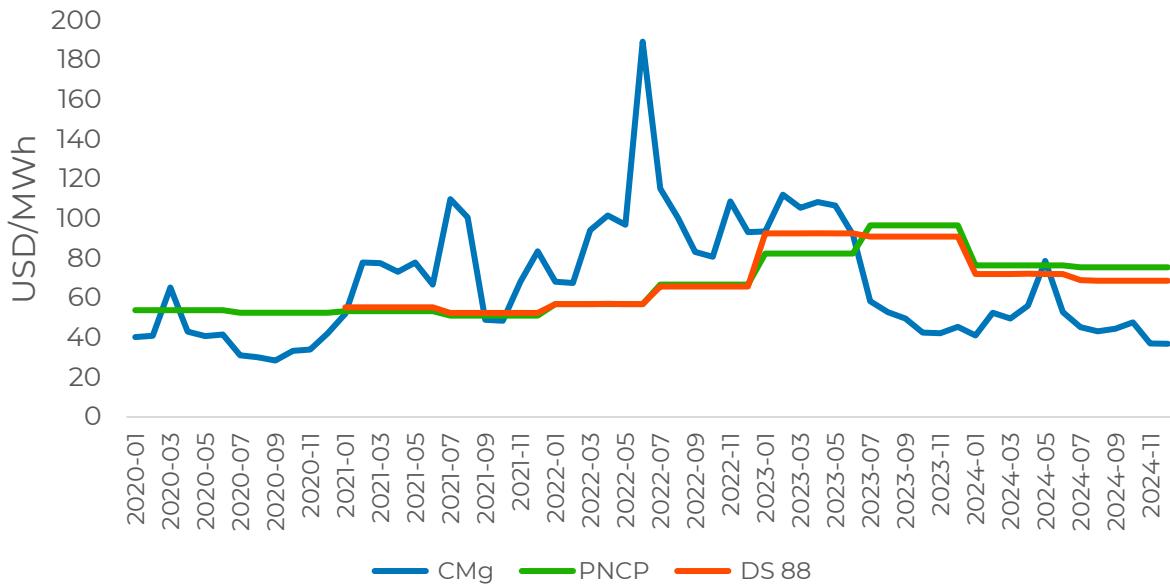


Figura 13 Evolución de precios en la zona norte para CMg, Precio Estabilizado DS 88 y PNCP entre los años 2020-2024

### Evolución de precios mensual zona centro

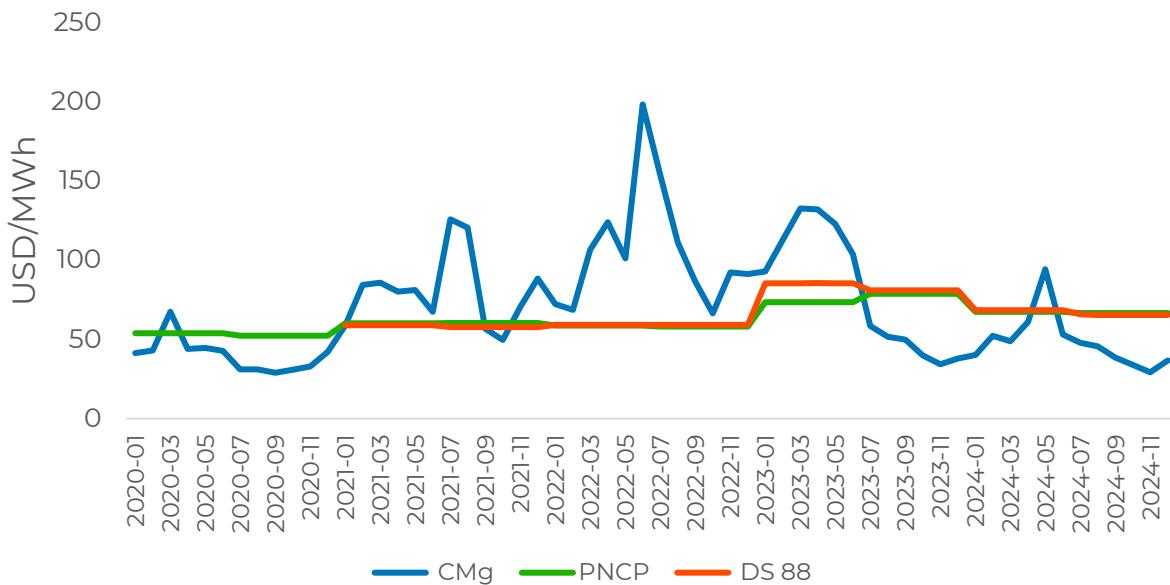


Figura 14 Evolución de precios en la zona centro para CMg, Precio Estabilizado DS 88 y PNCP entre los años 2020-2024

Dada la diferencia de precios entre los regímenes de precio estabilizado y el CMg, se producen compensaciones que deben pagar las empresas de generación que realizan retiros de energía en el SEN o, en caso de que la compensación sea negativa, estos reciban montos por compensaciones de precio estabilizado. Normalmente las empresas generadoras traspasan la totalidad de las anteriores compensaciones a sus clientes libres —mediante cláusulas de traspaso contenidas en sus contratos de suministro acordadas bilateralmente— transformándose en un costo sistémico que asume gran parte de la demanda libre; y, desde el año 2027, Enel Generación lo podrá hacer respecto de a sus clientes regulados abastecidos por las distribuidoras que le adjudicaron la totalidad de los bloques licitados en la Licitación 2023-01, conforme a lo estipulado en las correspondientes bases de licitación, lo cual en futuros procesos de licitación se proyecta se mantenga, tal cual lo confirma el reciente llamado de la Licitación 2025-01.

Por este motivo, se realizó una recopilación de la información publicada en los balances mensuales de transferencias económicas por el Coordinador relacionado a las compensaciones desde enero de 2020 a noviembre de 2024, como también los retiros de energía horarios de clientes libres y regulados, con la idea de conocer la porción correspondiente a estos retiros para cada tipo de cliente.

En la siguiente figura se observan las compensaciones anuales producidas por el régimen de remuneración al PNCP y el Precio Estabilizado DS 88. Se puede observar que, tal como evolucionó el costo marginal promedio mensual respecto de los precios estabilizados, las compensaciones anuales fueron negativas en los años 2021 y 2022, mientras que en 2023 y 2024, dada la baja del costo marginal y la creciente penetración de PMGD y PMG, las compensaciones aumentaron significativamente sus montos. Por otro lado, es importante mencionar que prácticamente la totalidad de compensaciones se generan bajo el régimen de precio estabilizado del Decreto 244 (es decir, al PNCP), ya que el régimen de Precio Estabilizado DS 88 representa menos del 1%.

## Compensaciones anuales

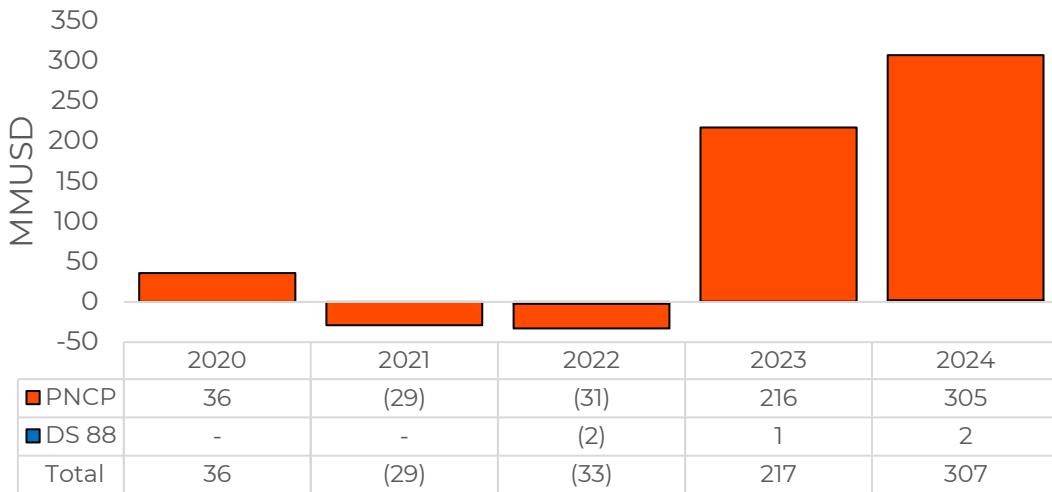


Figura 15 Compensaciones anuales por precios estabilizados para el periodo 2020-2024

Además, resulta interesante conocer la porción de las compensaciones anuales por tipo de tecnología. En la siguiente figura se puede ver la compensación anual por tecnología desde el año 2020 a 2024. Se destaca que la cantidad de ingresos por compensaciones prácticamente se produce por las inyecciones de tecnología solar fotovoltaica —con participación al alza durante dichos años—, que inyecta su energía durante el bloque diurno, aprovechando el alto margen de precios de los últimos años que existe en este bloque.

## Compensaciones anuales por tecnología



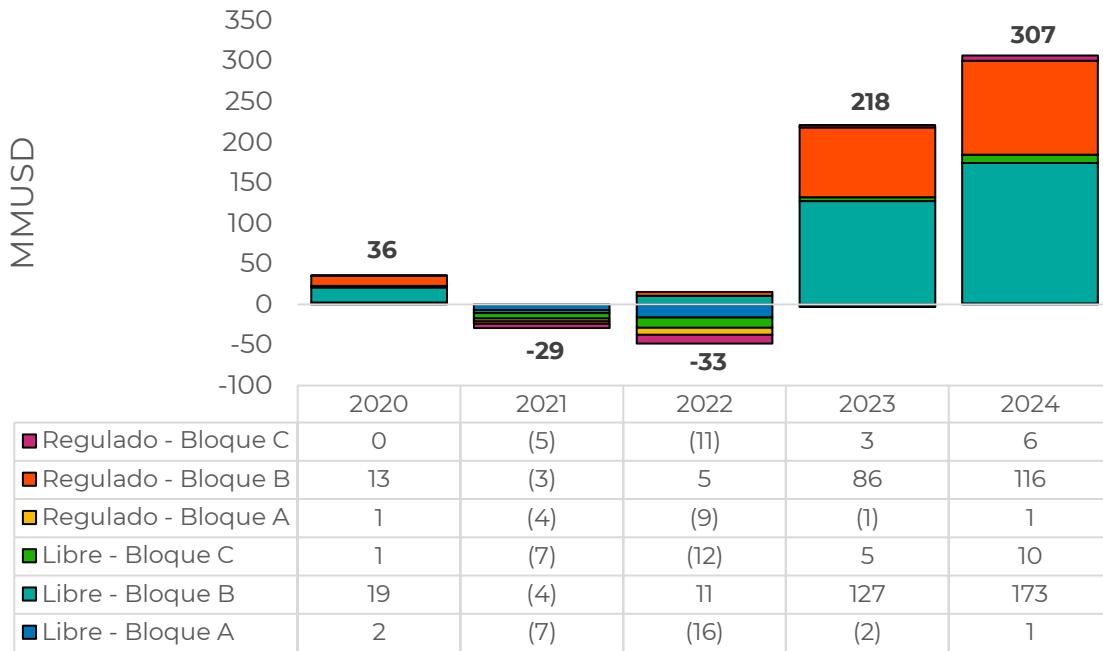
---

**Figura 16 Compensaciones anuales por tecnología para el periodo 2020-2024**

Respecto a cómo las compensaciones afectan a los clientes libres y regulados, se tomaron las medidas horarias de los distintos balances de transferencias del Coordinador, de tal manera de realizar una prorrata horaria y definir las porciones que corresponderían a cada tipo de suministro. Se debe considerar que, aunque los clientes regulados no reciben un traspaso directo de los costos sistémicos en la actualidad, las ofertas de los suministradores de clientes regulados deberían considerar precios que incluyan este pago, en particular en todas aquellas licitaciones donde no se traspasen completamente los cargos sistémicos.

Del análisis por tipo de cliente, se puede observar que la mayor porción por compensaciones anuales corresponde a retiros de energía de clientes libres en bloques solares, revelando el gran impacto que tienen las compensaciones por precio estabilizado al realizar traspasos directos a las tarifas eléctricas. Por otro lado, los suministros regulados cuentan con una participación considerable dentro de los retiros de energía y, dado que estos incluirán algunos traspasos directos desde el año 2027, puede seguir aumentando en gran medida la cuenta de electricidad de estos mismos, sumándose a las alzas experimentadas por el descongelamiento de las tarifas eléctricas de clientes regulados.

## Compensaciones anuales, según retiros por tipo de cliente



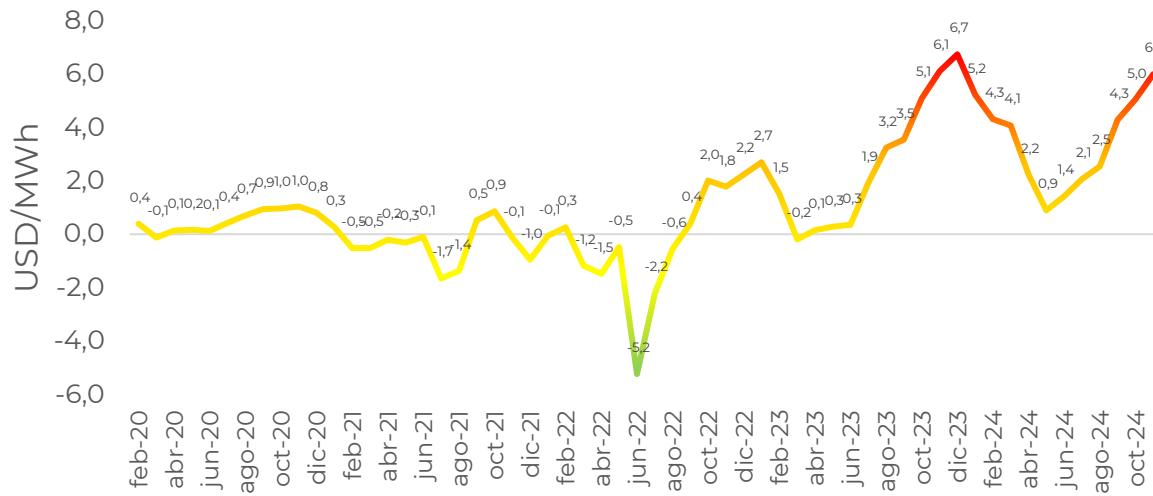
**Figura 17 Compensaciones anuales, según retiros por tipo de cliente y bloque horario para el periodo 2020-2024**

Para comprender la magnitud de lo que un suministrador debe pagar por sus retiros de energía se muestra un cargo equivalente mensual. La figura presenta la evolución del cargo equivalente por compensaciones de precio estabilizado en términos de USD/MWh durante el periodo 2020-2024. Este cargo se calcula como la compensación mensual total dividida por la energía mensual generada, permitiendo dimensionar el impacto económico que enfrenta un suministrador.

Se observa que, hasta mediados de 2022, los valores del cargo equivalente fluctuaban en torno a cero, con algunas variaciones negativas que indican compensaciones favorables para los suministradores. No obstante, a partir de la segunda mitad de 2022, se evidencia un incremento sostenido, alcanzando valores positivos significativos en 2023 y 2024. Este aumento puede atribuirse a la mayor incidencia de costos marginales cero en bloques diurnos y la mayor participación de PMGD solares en la generación del SEN.

El comportamiento observado en los últimos periodos evidencia una tendencia al alza en el cargo equivalente por compensaciones de precio estabilizado, lo que representa un impacto significativo para los suministradores.

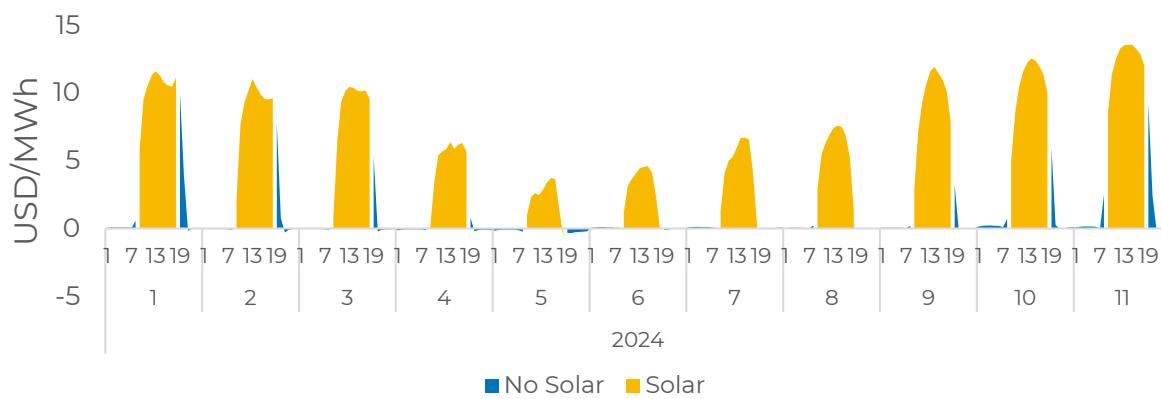
### Cargo equivalente por compensaciones de PE



**Figura 18 Evolución del cargo equivalente mensual para compensaciones por precio estabilizado durante el periodo 2020-2024**

Considerando que la tecnología que genera más compensaciones es la tecnología solar, al revisar el cargo equivalente horario mensual para distintos meses, se puede ver con claridad que los máximos de compensaciones se generan justamente en el bloque solar y que este disminuye fuera de él, efecto de los grandes desacoplos que se producen en este mismo bloque y en consecuencia provocan costos marginales nulos o muy bajos, aumentando la brecha con el PNCP, que ya es alto.

### Cargo equivalente horario mensual



**Figura 19 Cargo equivalente horario mensual por compensaciones de precio estabilizado DS 244 para el periodo 2021-2024**

El análisis de estos resultados es claro: existe un aumento relevante en las compensaciones por precio estabilizado en el último tiempo, provocadas en su mayoría por las brechas entre costo marginal y precios estabilizados durante el bloque diurno, junto a la alta generación PMGD y PMG suscrita a estos mecanismos de estabilización. Además, gran parte de estas compensaciones, se transforman y se transformarán en cargos traspasables a la cuenta de clientes libres y, en el futuro, una parte relevante también se traspasará a los clientes regulados.

Por último, con el objetivo de comparar los distintos componentes de los costos sistémicos del sistema eléctrico, se presentan los cargos equivalentes mensuales asociados a cada uno de ellos. A partir de estos resultados, se observa que, a contar del año 2023, momento en que las compensaciones por precio estabilizado experimentaron un aumento significativo, este ítem representó, en promedio mensual, aproximadamente un 15% del cargo total por costos sistémicos.

Asimismo, debido a la alta penetración de centrales PMGD y PMG fotovoltaicas, se evidencia un incremento relevante en los meses de verano, donde el cargo equivalente mensual asociado a compensaciones alcanza valores cercanos al 30% del total de costos sistémicos.

### Evolución Costos Sistémicos

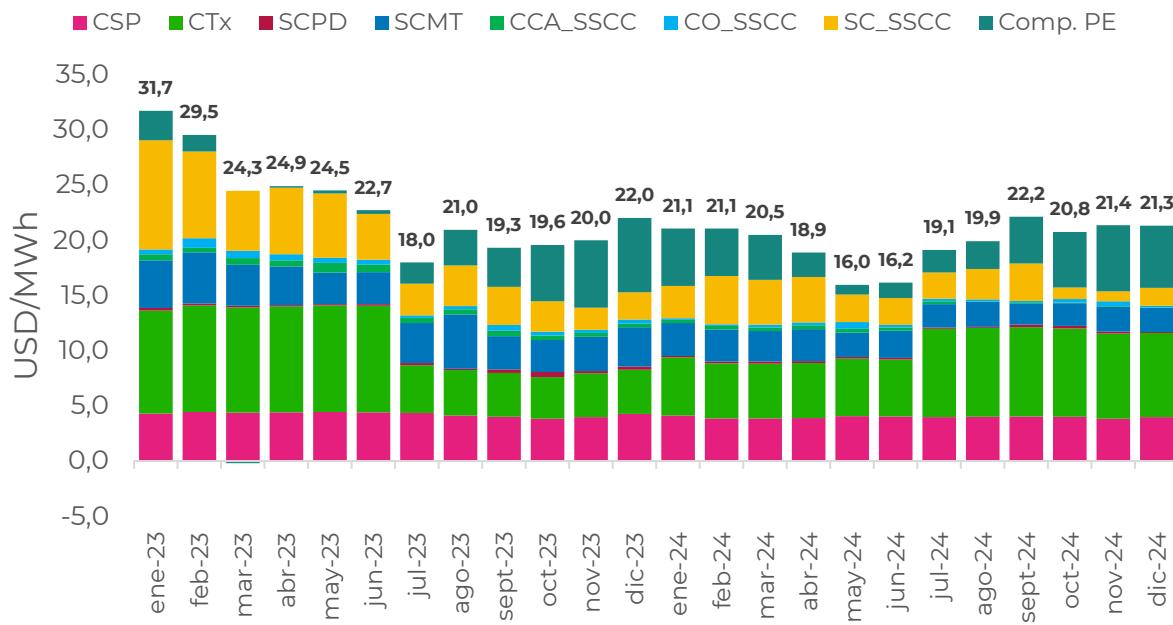


Figura 20 Comparación de cargos equivalentes mensuales para distintos costos sistémicos 2023-2024

#### 2.4.2 Comportamiento de la generación distribuida ante el apagón del 25F (2025)

En otro orden de ideas, y conforme a los análisis del apagón del 25 de febrero de 2025 (“25F”) desarrollados y publicados por el CEN en su presentación ante el Congreso efectuada el 16 de abril de 2025 y enviada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)<sup>31</sup>, se constató un comportamiento operativo deficiente por parte de diversas instalaciones PMGD y PMG ante la variación de frecuencia del sistema.

En efecto, conforme a lo informado por el CEN en la referida presentación, en múltiples puntos de la red, dichas unidades procedieron a su desconexión automática a frecuencias superiores a 47,5 Hz, contraviniendo los márgenes operacionales establecidos por la normativa técnica vigente. Esta desconexión anticipada, como señala el CEN, provocó una merma sustantiva en la carga neta disponible para la actuación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (“EDAC”), reduciendo su eficacia y contribuyendo, en ciertos casos, a la pérdida neta de generación dentro de las islas eléctricas formadas durante la separación del sistema. El CEN ha estimado que esta interferencia comprometió entre 450 y 500 MW de respuesta esperada por parte de dichos EDAC.

A la luz de estos antecedentes, el CEN instruyó un conjunto de medidas operativas orientadas a mitigar los efectos adversos derivados de la interacción entre generación distribuida y esquemas de control de emergencia. En particular, se requirió a las empresas distribuidoras la reubicación de los EDAC hacia alimentadores sin presencia de generación PMGD, con el objeto de preservar su funcionalidad ante eventos de frecuencia. Asimismo, se ofició a los titulares de PMG y PMGD para que procedieran a:

- i) la revisión y ajuste de los parámetros de protección de frecuencia de sus instalaciones;
- ii) la remisión de registros operacionales vinculados al evento;
- iii) la evaluación de la compatibilidad técnica entre sus unidades y los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (“EDAC”) o Esquemas de Desconexión Automática de Generación (“EDAG”) existentes en el punto de conexión.

En forma complementaria, el CEN promovió modificaciones regulatorias orientadas a fortalecer los requerimientos técnicos aplicables a instalaciones PMGD, en particular respecto de sus capacidades de monitoreo, control y respuesta ante contingencias de frecuencia. Entre las propuestas normativas remitidas se incluyen nuevas exigencias para centrales con inversores tipo *Grid Forming* o *Grid Following*, así como condiciones mínimas de telemetría que permitan una supervisión efectiva de su desempeño operativo. Dichas medidas buscan asegurar una integración sistémica coherente de la generación distribuida, de forma tal que su creciente participación en la matriz no comprometa la confiabilidad y seguridad del SEN en escenarios de alta exigencia operativa.

<sup>31</sup> Fuente: Presentación elaborada por el CEN y enviada a la SEC: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/04/2025-04-16-PPT-CONGRESO.pdf>

## 3 Instancias de evaluación crítica del régimen de precio estabilizado

### 3.1 Proceso de recomendación normativa seguido ante el TDLC

El 19 de marzo de 2021, las empresas Hidromaule S.A., Duqueco SpA, Energía Coyanco S.A., Besalco Energía Renovable S.A. y Trans Antarctic Energía S.A. presentaron ante el TDLC una solicitud de recomendación normativa respecto del Decreto 88, en lo relativo al mecanismo de estabilización de precios para las inyecciones de MGPE.

En particular, la solicitud se refirió a lo dispuesto en el artículo 14 del Decreto 88<sup>32</sup> y las demás disposiciones relacionadas al mecanismo, incluidas aquellas comprendidas en los artículos transitorios.

Entre los antecedentes relatados en la solicitud, las empresas solicitantes sostuvieron que la utilización del PNCP como precio estabilizado en el Decreto 244 implicó ignorar la instrucción legal —de la Ley Corta I— consistente en fijar un mecanismo de estabilización de precio, precisamente porque el PNCP tiene un objetivo diverso: establecer el precio máximo al cual las empresas distribuidoras podían contratar energía para sus clientes regulados.

También destacan que el PNCP como precio estabilizado entró en vigor el 2006, pero no fue utilizado en la práctica, sino hasta inicios de 2016, lo que, a juicio de las empresas solicitantes, se debió a que los costos marginales hasta el año 2015 fueron muy elevados. Esta circunstancia, a su juicio, demostraría que los MGPE utilizan dicho precio estabilizado como una manera de arbitrar y no como un verdadero mecanismo de estabilización de precios.

Luego, aunque el mecanismo fue reemplazado con la publicación del Decreto 88 por un precio estabilizado por intervalos horarios, las empresas solicitantes plantearon que dicha modificación no fue suficiente para eliminar las distorsiones que produce el mecanismo de estabilización de precios, principalmente porque se mantuvo la banda de precios utilizada bajo el mecanismo del Decreto 244 y el período de cuatro años para cambiar de régimen, siendo insuficiente la corrección incorporada asociada a los bloques horarios.

Las distorsiones referidas producen, según las empresas solicitantes, efectos contrarios a la libre competencia. En particular sostienen que el mecanismo de estabilización de precios no es, en realidad, un mecanismo de estabilización, sino una fijación de precio que aumenta el costo a un conjunto de generadores y, en último término, a los consumidores finales de

<sup>32</sup> “Artículo 14º.- Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente”.

energía<sup>33</sup>. Destacan, además, que el artículo 149º de la LGSE considera un mecanismo de estabilización de precios en favor de los MGPE, pero que no consagró su naturaleza jurídica o económica ni definió directrices para su determinación, entregando estas materias al reglamento, por lo que cuestionan que dicha disposición tenga una densidad normativa suficiente como para dar legitimidad a la norma reglamentaria que las establece bajo el principio de legalidad<sup>34</sup>.

Luego, las empresas solicitantes formularon como propuesta para ser considerada por el TDLC la sustitución del actual mecanismo de precio estabilizado por otro que sí cumpla con el mandato de legal de ser un mecanismo de estabilización de precios. Para ello, sugirieron la realización de un procedimiento de cálculo de un precio referencial preliminar, con una reliquidación posterior contra el costo marginal real que resulte semestral o anualmente. Como alternativa, también propusieron un procedimiento en que se mantenga el mecanismo actual, pero introduciendo una reliquidación anual contra el costo marginal efectivo<sup>35</sup>.

La resolución mediante la cual el TDLC rechazó la solicitud de las referidas empresas<sup>36</sup> (en adelante, la “Resolución de Término ERN”), aborda también las opiniones aportadas por diversas entidades durante la tramitación de dicha solicitud, incluyendo la de ACERA, otros stakeholders<sup>37</sup>, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. Nos referiremos brevemente sólo a aquellas intervenciones más relevantes para efectos del presente análisis.

En lo que respecta a lo informado por la Fiscalía Nacional Económica (“FNE”), destacamos que señaló al TDLC que no existían antecedentes suficientes para determinar si el mecanismo de estabilización estaba afectando de modo relevante la dinámica competitiva del mercado, pero sí indicó que estaría alineado con los objetivos de política pública que habrían justificado su introducción.

Sobre esta afirmación de la FNE se debe tener presente que en su escrito no aporta antecedentes que demuestren que el “objetivo de política pública primario” de la creación del mecanismo de estabilización de precios por la Ley Corta I haya sido el de “favorecer la

<sup>33</sup> Resolución de término del Expediente de Recomendación de Modificación Normativa N°27/2021, de 31 de agosto de 2022, del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, párrafo 15, p. 5.

<sup>34</sup> Ibid., párrafo 17.

<sup>35</sup> Ibid., párrafo 18.

<sup>36</sup> Resuelve sobre ejercicio de la facultad del artículo 18 N°4 del Decreto Ley N°211 Expediente de Recomendación de Modificación Normativa N°27/2021 Respecto del D.S. N°88/2020 del Ministerio de Energía, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, de 31 de agosto de 2022.

<sup>37</sup> DPP Holding Chile SpA, Grenergy Renovables Pacific Limitada, SunRoof SpA, Fontus Prime Solar SpA, Asociación de Empresas Eléctricas A.G., GPM A.G. y ACESOL A.G., APEMEX A.G. y Natixis, New York Branch.

entrada de PMG al sistema”, como lo afirma en su escrito<sup>38</sup>. Como se advierte a partir de lo expresado en la sección 2.1 anterior, conforme a la historia fidedigna de la Ley Corta I, el objetivo del legislador y, por lo tanto, al cual debe orientarse la política pública que —luego— se desarrolla a nivel reglamentario no fue “favorecer la entrada de PMG al sistema”, sino que establecer un régimen diferenciado que permitiese a los MGPE acceder a la venta de energía en el mercado spot al precio de mercado, atendido que —a esa época—, no podían acceder a dicho mercado, teniendo como únicos posibles *off-takers* a clientes libres y a empresas distribuidoras que podían imponer unilateralmente las condiciones contractuales, al no existir aún el sistema de licitaciones de suministro para clientes regulados.

En efecto, en nuestra opinión, la FNE desarrolla una argumentación superficial y sin suficiente sustento en la documentación aportada que dé cuenta de la veracidad de sus afirmaciones, atribuyendo al legislador de la Ley Corta I intenciones de las cuales la historia fidedigna de dicho cuerpo legal no da cuenta alguna:

*“...advirtiendo que con el solo hecho de garantizar su acceso al mercado spot no se lograría suficiente aliciente para lograr una mayor entrada de PMG, el legislador de la Ley Corta I estableció una medida de ‘fomento’ o ‘incentivo’ a su ingreso: que las inyecciones de los PMG pudieran ser valorizadas mediante un ‘mecanismo de estabilización de precios’, reduciendo la volatilidad en los flujos financieros asociada a los precios del mercado spot.*

*En este sentido, supeditar los ingresos de los PMG sólo a lo que obtuvieran de la valorización de sus inyecciones al costo marginal del sistema, les significaba quedar sometidas a un alto grado de incertidumbre en lo que se refiere a la proyección de sus ingresos futuros, circunstancia que hubiera atentado contra la posibilidad de obtener financiamiento externo, toda vez que se trataría de una inversión sin certeza sobre sus flujos futuros.*

*Las grandes centrales generadoras, en cambio, pueden reducir su exposición a la incertidumbre del costo marginal a través de la suscripción de contratos de suministro con grandes unidades de consumo, ya sea distribuidoras o clientes libres, para lo cual requieren de importantes capacidades de generación y una diversificación en su portafolio de centrales. Precisamente, dichas características son las que no cumplen los PMG, cuya potencia es inferior a los 9.000 kilowatts”* (énfasis agregado).

Como se puede observar en el último de los párrafos transcritos, en su razonamiento, además, la FNE incurre en errores argumentativos al comparar la posición de los MGPE con la de las “grandes centrales generadoras” con respecto a las posibilidades de financiamiento. El primero de estos errores es pretender comparar la exposición a la incertidumbre del costo marginal a propósito de un análisis histórico, en el que, si lo que se busca es atribuir una

<sup>38</sup> “...se considera que el mecanismo estabilización ha contribuido -junto con otros factores- a favorecer la entrada de PMG al sistema, cumpliendo así el objetivo de política pública primario para el que fue diseñado” (Escrito presentado por la FNE ante el TDLC, en ERN-27-2021 D Expediente de recomendación normativa sobre el Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala, a fojas 104, p. 22).

intención determinada al legislador, ésta necesariamente debe referirse al momento en el que se trató y aprobó la Ley Corta I, en el que los MGPE **no podían participar del mercado spot, por lo que no podían estar expuestos a la incertidumbre del costo marginal**.

En segundo lugar, la FNE afirma que los grandes generadores habrían gozado de una ventaja consistente en la posibilidad de suscribir contratos de suministro con clientes libres o con empresas distribuidoras. A este respecto, cabe recordar que, a la época en que se inició la tramitación de la Ley Corta I, los MGPE sólo podían vender su energía a clientes libres o a empresas distribuidoras, por lo que mal podría afirmarse que no tenían acceso a contratos de suministro.

Lo razonado por la FNE en el tercer párrafo transscrito precedentemente sobre el riesgo de los costos marginales es correcto respecto de la situación en la que actualmente se encuentran los MGPE que no se acogen al precio estabilizado, en comparación con los generadores de mayor escala, pero en ningún caso es comparable con —ni aplicable a— la situación que motivó la incorporación del cuarto inciso del artículo 91° (actual inciso quinto del artículo 149°) a la LGSE por la Ley Corta I, por lo que resulta incorrecto inferir de dicha comparación que la intención del legislador de la referida Ley Corta I fue emular, mediante un mecanismo de estabilización de precios para los MGPE, el “efecto estabilizador de los contratos de suministro” al que accedían los grandes generadores.

En tercer lugar, y dado que la FNE sólo puede estar refiriéndose a las circunstancias actuales —y no a las existentes al momento de tramitarse la Ley Corta I— cuando alude a la “exposición a la incertidumbre del costo marginal”<sup>39</sup>, también es un error afirmar que sólo las grandes empresas generadoras tienen la posibilidad de reducir su exposición a la incertidumbre del costo marginal por medio de la suscripción de contratos de suministro (y que, por oposición, esta posibilidad no existiría para los MGPE), supuestamente porque, para ello, “se requiere de importantes capacidades de generación y una diversificación en su portafolio de centrales”.

En efecto, los requisitos para que una empresa generadora participe en el mercado de corto plazo no incluyen una capacidad instalada mínima ni diversidad de centrales, y **los MGPE no tienen ninguna limitación normativa para suscribir contratos de suministro para clientes finales**<sup>40</sup>. Sobre este último punto se debe tener presente que, al tratarse los referidos contratos de suministro de contratos “financieros” y no “físicos”, es perfectamente posible que los generadores que comercializan energía a clientes finales mantengan compromisos de suministro que superan ampliamente su capacidad instalada de generación. De hecho, esta es la situación en que se encuentran varios comercializadores de energía que participan en

<sup>39</sup> Exposición que, evidentemente, sólo puede existir para aquellos agentes que participan en el mercado spot o mercado de corto plazo, por lo que nunca existió para los MGPE antes de la Ley Corta I.

<sup>40</sup> Otra cosa es que no tenga un sentido económico suscribir dichos contratos, atendida, precisamente, la existencia de un precio “asegurado” para sus inyecciones, que supera el costo marginal horario, especialmente en las horas diurnas, y que asumir compromisos de retiros del sistema implicará costos financieros relevantes en las garantías que deben presentarse al Coordinador para estos efectos y una exposición al riesgo de congestiones y desacoplos en los costos marginales entre las barras de inyección y de retiro.

el mercado de contratos para clientes libres, algunos de los cuales sólo tienen una o escasas centrales de generación (típicamente PMGD) en calidad de propietarios o, incluso, mediante títulos de mera tenencia, a efectos de cumplir con un requisito de baja exigencia y que, por consiguiente, no constituye una barrera a la entrada, consistente en operar, a cualquier título, una central de generación interconectada al SEN, cualquiera sea su capacidad.

En definitiva, la FNE desarrolla en su escrito un análisis que, en general, confunde las condiciones normativas y de mercado vigentes al momento de la solicitud con aquellas existentes en el momento en que se tramitó la Ley Corta I, lo que la lleva a suposiciones erróneas respecto de la intención del legislador en la creación del mecanismo de estabilización, que, finalmente, son las que sustentan su conclusión respecto de que

*“...el mecanismo de estabilización de precios para PMG tiene como objetivo principal el dotar a estas empresas de similares condiciones de acceso al financiamiento y favorecer el desarrollo de sus respectivos proyectos, **mitigando o compensando su menor posibilidad de acceder a contratos de suministro**, que, en general, requieren de grandes escalas o capacidades de generación que, por definición, los PMG no cumplen. Con este objetivo, el mecanismo busca “estabilizar” los ingresos recibidos por estas empresas, sustituyendo como referencia el costo por otro precio que se calcula cada seis meses por la autoridad y que igualmente tiende a proyectar costos marginales futuros o de largo plazo”<sup>41</sup> (énfasis agregado).*

Ahora bien, con respecto al análisis que realiza la FNE sobre el efecto del mecanismo en los costos sistémicos del SEN, se debe tener presente que los datos utilizados se referían a las compensaciones correspondientes al período 2019-2021, por lo que, efectivamente los impactos eran acotados<sup>42</sup>.

Esto es, a nuestro parecer, uno de los factores que explican que el TDLC haya puesto énfasis en la “bidireccionalidad” del mecanismo y en el hecho de que no asegura que, a futuro, los generadores de mayor escala se mantengan pagando las compensaciones a los de menor escala.

Por otra parte, lo argumentado por la FNE respecto de los beneficios que reportaría al sistema una mayor penetración de PMGD, particularmente respecto del ahorro en pérdidas de transmisión también es tomado por el TDLC como argumento determinante para rechazar la solicitud de recomendación normativa planteada. Sobre este punto, es necesario destacar que, a la fecha de la Resolución de Término ERN<sup>43</sup>, las empresas generadoras sólo podían traspasar los costos asociados al pago de compensaciones a MGPE por el mecanismo de

<sup>41</sup> Ibid., p. 16.

<sup>42</sup> A partir de la información proporcionada por el Coordinador, la FNE destaca que el costo para el sistema del mecanismo de precio estabilizado no había superado los 1,2 USD/MWh, y que, en promedio para dicho período la mantención de dicho mecanismo implicó un incremento del costo marginal de sólo 0,33 USD/MWh, representando menos del 0,67% del valor del costo marginal del sistema en el mismo período.

<sup>43</sup> 31 de agosto de 2022.

precio estabilizado a los clientes libres; lo que explicaría que el TDLC no haya realizado un análisis comparativo entre los beneficios asociados a las menores pérdidas de transmisión y el incremento en los costos de suministro derivado del traspaso del costo sistémico asociado al pago de compensaciones por precio estabilizado.

Lo anterior, en el sentido de que, al estimar que el precio estabilizado del Decreto 88 cumplía con los objetivos de política pública que supuestamente informaron la creación de un mecanismo de estabilización por el legislador de la Ley Corta I, y que ello representaba un ahorro para los clientes finales en costos de transmisión, no es del todo incomprensible que el TDLC no haya asignado importancia al diferencial entre esos ahorros de costos de transmisión y los incrementos en los costos sistémicos que estaban siendo traspasados a los clientes libres. Pero, no puede inferirse lo mismo si el TDLC hubiese tenido a la vista la circunstancia de que, una vez que se inicie el período de suministro de los contratos adjudicados en la Licitación de Suministro 2023/01, la empresa adjudicataria podrá traspasar dichos costos sistémicos —en último término— a los clientes regulados, incluyendo el costo asociado al pago de compensaciones por un precio estabilizado que, previsiblemente, se mantendrá operando en beneficio de los MGPE y, por lo tanto, representando un costo incorporado también en el precio del suministro a los clientes regulados.

En la misma línea, llama la atención que el TDLC no haya asignado mayor importancia a lo planteado por el Coordinador en su respuesta al requerimiento de información formulado en el marco del aludido expediente de recomendación normativa respecto de las distorsiones que produce el mecanismo de estabilización de precios en el proceso competitivo del mercado de generación. En efecto, el Coordinador advirtió en su escrito que dicho mecanismo genera sobreinversión en el segmento de MGPE, la que conduce a congestiones en las redes de distribución y transmisión como efecto del desarrollo no planificado y concentrado en determinadas zonas —ante la inexistencia de una señal de localización eficiente en dicho mecanismo<sup>44</sup>— de las centrales PMG y PMGD, las que, por su magnitud, incluso implican una pérdida de los potenciales beneficios que dicho desarrollo podría acarrear y que, incluso, podía llegar a crear costos adicionales a los usuarios finales, lo que —de hecho— ha ocurrido consistentemente desde el año 2021 para los clientes libres, y ocurrirá también para los clientes regulados una vez que se inicie el período de suministro de los contratos adjudicados de la Licitación 2023/01.

Destacamos lo que planteó la FNE en el referido expediente de recomendación normativa, porque el TDLC hizo suyos muchos de estos argumentos como fundamento de su decisión de desestimar la solicitud planteada.

En su análisis el TDLC plantea la necesidad de evaluar los efectos que podría tener una eventual recomendación normativa destinada a eliminar el precio estabilizado, tanto en lo

<sup>44</sup> A este respecto, el Coordinador releva que el mecanismo de estabilización de precios no incentiva inversiones eficientes en MGPE al no dar una señal de precios nodales que incentive su localización eficiente.

relativo a los costos y beneficios de una medida como aquella, como también en lo relativo a los bienes jurídicos protegidos por el legislador. Es por esta última consideración que es especialmente relevante una correcta interpretación de la historia de la Ley Corta I.

Sin embargo, de la Resolución de Término ERN se advierte que el TDLC asumió el mismo supuesto de hecho planteado por la FNE —a nuestro parecer, en forma errada— respecto de los objetivos de política pública supuestamente tenidos a la vista por el legislador de la Ley Corta I. A este respecto, el TDLC incluso afirma que estaría “ampliamente reconocido” que el propósito declarado de la Ley Corta I fue “fomentar la entrada de pequeños generadores, fundamentalmente los que usaban energías renovables, y que argumentaban dificultades para hacerlo por dos razones: el alto costo por transmisión y, especialmente aplicable a los pequeños, la dificultad de firmar contratos de suministro de largo plazo”<sup>45-46</sup>.

Nos parece que el TDLC omite en su análisis el origen de la dificultad que tenían los pequeños generadores para firmar contratos de largo plazo, y que, como dijimos, radicaba en que (i) no tenían acceso al mercado spot, por estar excluidos de la conformación de los CDEC, y que (ii) no tenían mayor poder de negociación frente al oligopsonio que constituían sus posibles *off-takers*. Luego, a partir de esta omisión razona, al igual que la FNE, sobre la base de un supuesto objetivo de política pública del legislador, pese a que dicho análisis se basó en objetivos posteriores asumidos por el regulador —no el legislador— al desarrollar en detalle el mecanismo en el Decreto 244 y, posteriormente, modificarlo mediante el Decreto 88 bajo consideraciones y con fines distintos al expresado por el legislador de la Ley Corta I, pero, incluso, agudizando la distorsión del mecanismo del Decreto 244 al extenderlo a un significativo número de PMG y PMGD por la vía de darles la posibilidad de acogerse a ese mecanismo a quienes se encontraren en alguno de los supuestos regulados en el artículo 2º transitorio del Decreto 88.

Así, el TDLC incurre en el mismo error argumentativo que la FNE y concluye que, a la época en que se dictó la Ley Corta I, los MGPE “quedaban a merced de la incertidumbre del

<sup>45</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 98, p. 27.

<sup>46</sup> Por lo demás no se entiende por qué tanto la FNE como el TDLC afirman que había un objetivo de política pública asociado a promover la generación renovable con la creación del mecanismo de estabilización de precios, considerando que ambas entidades reconocen que el precio estabilizado está disponible para todo tipo de centrales generadoras, incluyendo aquellas cuyos insumos primarios de generación son los combustibles fósiles. El TDLC va incluso más allá y señala que “La promulgación de la Ley N°19.940 tuvo el propósito y, presumiblemente el efecto, de provocar la **entrada de la generación por medios no tradicionales** de menor escala, lo que explica al menos una parte del explosivo aumento de la generación por dichos medios” (Resolución de Término ERN, párrafo 102, p. 28) (énfasis agregado). A este respecto, sobra decir que, si la intención del legislador de la Ley Corta I hubiese sido efectivamente promover la generación renovable no convencional, el mecanismo de estabilización de precios se habría establecido como una opción restringida a centrales renovables. En su defecto, sólo podría sostenerse lo afirmado por el TDLC a ese respecto si constase en la historia de la ley alguna alusión a los medios de generación renovable no convencional como sujetos de la medida de fomento, pero tampoco se mencionan en la discusión sobre la indicación parlamentaria que dio origen al actual inciso quinto del artículo 149º de la LGSE, por lo que no es correcto lo concluido por el TDLC desde el punto de vista de las normas de interpretación de la ley establecidas por nuestro Código Civil.

mercado spot”<sup>47</sup>, omitiendo también el hecho de que la genuina barrera al año 2004 era que **no estaban habilitados para participar en el mercado spot**.

Luego de analizar los datos aportados por el Coordinador sobre la evolución de la potencia instalada de MGPE entre el 2008 y el año 2021, el TDLC concluyó que el mecanismo de estabilización de precios habría “*inducido la entrada y una diversificación de la matriz energética del país, lo que estaría alineado con los objetivos de política pública que justificaron su introducción*”<sup>48</sup>. Además del error ya descrito en cuanto a cuál era la finalidad real de “política pública” del legislador de la Ley Corta I, llama la atención que el TDLC no haga ninguna distinción —ni siquiera mención— a la multiplicidad de factores que explican que la matriz energética del país se haya diversificado (ciertamente, la diversificación se puede observar con mayor relevancia en la generación “de mayor escala”, lo que no podría atribuirse al mecanismo de estabilización de precios), algunos de los cuales no guardan ninguna relación con cambios normativos, sino únicamente con factores externos como la evolución tecnológica y la reducción de los costos de inversión asociados a algunas tecnologías de generación con fuentes renovables (lo que tuvo lugar en una fecha muy posterior a la dictación de la Ley Corta I y del Decreto 244).

Con respecto a la crítica formulada por las empresas solicitantes y algunos intervenientes a la utilización del PNCP como “precio estabilizado” por las características de la metodología para su determinación y, en particular, el uso del Precio Medio de Mercado como banda de precios, el TDLC estimó que

*“...dicha banda, que permite acotar un eventual desalineamiento alto de la estimación de la CNE con el funcionamiento del mercado ha sido usada para la estabilización del precio pagado por clientes residenciales, a través del Precio Nudo, y tiene la misma lógica de una proyección efectiva de los costos marginales futuros. Los privados también hacen sus propias estimaciones que se reflejan en el valor de los contratos.*

*Así, a diferencia del precio spot, que equivale al costo marginal en el momento en que se estima, el PNCP es una proyección de lo que debiera ser el costo marginal pero no en un momento determinado, sino en un periodo mayor. Por lo anterior, esta proyección, que depende de la hidrología de los costos de las distintas centrales que se espera den la punta, esto es, sean las últimas en ser despachadas, y también de los precios de los contratos, que actúan como límites, hacen que el precio spot no debiera diferir sistemáticamente del PNCP, independientemente de que, en cada momento, lo más probable es que se produzca una diferencia”<sup>49</sup>.*

De lo anterior llama la atención, en primer lugar, que el TDLC no se hace cargo de la crítica formulada por las solicitantes y otros intervenientes referida a que el Precio Medio de Mercado

<sup>47</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 103, p. 29.

<sup>48</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 106, p. 30.

<sup>49</sup> Resolución de Término ERN, párrafos 109 y 110, p. 31.

considera costos de comercialización a clientes finales que los MGPE no tienen, al no tener retiros comprometidos para el suministro a clientes, y que, en consecuencia, no actúa realmente como un mecanismo de estabilización de los precios de inyección. Es aún más llamativo que no aborde dicha crítica considerando que en la misma Resolución de Término ERN se refirió expresamente a los costos de transacción asociados a la suscripción de contratos de suministro cuando analizó las dificultades que enfrentaban los MGPE a la época en que se trató la Ley Corta I considerando esos costos como una barrera de entrada.

En segundo lugar, no es claro del razonamiento del TDLC cómo arriba a la conclusión de que el precio spot “*no debiera diferir sistemáticamente del PNCP, independientemente de que, en cada momento, lo más probable es que se produzca una diferencia*”. A este respecto, es particularmente llamativo que estime que no habrían diferencias significativas si se considera que el expediente de recomendación normativa se originó por una solicitud referida al Decreto 88, es decir, formulada con posterioridad a todo el debate suscitado en las mesas de trabajo del Decreto 88, en un contexto en que había un consenso relativamente amplio sobre la distorsión que produce el PNCP como precio estabilizado, en favor de la tecnología solar (por no considerar bandas intradiarias, sino únicamente un promedio diario de los costos marginales), y que originó la necesidad de corregir dicho sesgo —reconocido también por el Ministerio de Energía— mediante la modificación del mecanismo de estabilización de precios por uno que considerase distintos bloques horarios intradiarios.

Por otra parte, inmediatamente a continuación de la referencia que hace el TDLC a la metodología de determinación del PNCP, destaca la “bidireccionalidad” del mecanismo de estabilización de precios, y que ésta implica que también puede operar en favor de las empresas generadoras de mayor escala, de lo cual concluye que el mecanismo de estabilización “*no corresponde a una medida que, a través de un sesgo en el precio, beneficie estructuralmente a ciertas centrales de generación en perjuicio de otras*”<sup>50</sup>.

En lo que respecta al análisis de los antecedentes aportados por las solicitantes y otros intervenientes sobre los efectos que había tenido a esa fecha la aplicación del mecanismo de estabilización de precios, el TDLC concluye que es difícil prever la conveniencia *ex ante* de optar por el mecanismo de estabilización de precio, y destaca que, entre 2019 y 2020, éste favoreció a los generadores de mayor escala que retiraron energía del sistema. De esto desprende que “*quien soporta la carga económica del Mecanismo de Estabilización de Precios no depende de su construcción, sino del período considerado*”<sup>51</sup>, y que “*no existe una tendencia permanente de que predomine un precio sobre otro (precio spot o precio estabilizado) y, por ende, no debiera por esta razón haber incentivos para los PMG y PMGD*

<sup>50</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 113, p. 32.

<sup>51</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 117, p. 33.

de obtener mayores ingresos por acogerse al Mecanismo en lugar de optar por valorizar su energía al precio spot”<sup>52</sup>.

A partir del razonamiento anterior, el TDLC sostiene que, por su diseño y construcción “bidireccional”, el régimen de precio estabilizado no opera como un subsidio *ex ante* en beneficio de los MGPE, que sea predecible y que deba siempre ser financiado por los generadores que realizan retiros del mercado. Sin embargo, luego reconoce que el precio estabilizado tiene una alta inercia, lo que permite predecir con bastante certeza el sentido de la diferencia entre el precio spot y el precio estabilizado, y que esto sí generaría un sesgo sistemático en favor de agentes que tienen la posibilidad de elegir el régimen de valorización, pero descarta que las empresas solicitantes hayan sustentado suficientemente sus afirmaciones respecto a que los MGPE tienen posibilidad de arbitraje porque el mecanismo de estabilización no aseguraría que los beneficios sean permanentes, y considera que “*la posibilidad de arbitrar a partir de la elección entre el costo marginal y el precio estabilizado estaría mitigada a partir de las limitaciones impuestas por la normativa, las cuales se encuentran alineadas con periodos de tiempo en los cuales los MGPE no serían capaces de determinar el régimen más conveniente*”<sup>53</sup>.

En relación con los costos que el mecanismo implica para el sistema, y en el mismo sentido que lo expresó la FNE, el TDLC estimó que el efecto de dicho mecanismo en el precio final de la energía era acotado, en consideración a que sólo había implicado un incremento del costo marginal de 0,33 USD/MWh, y concluye que no es posible deducir que el mecanismo de estabilización de precios tenga el potencial de incrementar el precio de la energía de forma relevante y que, en consecuencia implique un efecto adverso significativo para los consumidores, aunque sí utiliza la expresión “por el momento” al plantear dicha conclusión<sup>54</sup>. De esto último se desprende que la conclusión debería ser distinta si se plantease una nueva solicitud en el mismo sentido con datos actualizados que sí sean representativos de un incremento relevante en los costos sistémicos asociados a las compensaciones por este mecanismo y que dicho incremento sí se traduce en un efecto adverso significativo para los consumidores (actual o futuro).

Por otra parte, al referirse a las alternativas planteadas por las empresas solicitantes, el TDLC descarta tanto la propuesta de un cálculo de un precio referencial preliminar con una reliquidación posterior contra el costo marginal real que resulte semestral o anualmente, como la propuesta subsidiaria de mantener el mecanismo actual, pero incorporando una reliquidación anual contra el costo marginal efectivo, porque estima que “*no pueden entenderse como un mecanismo de estabilización que permita resolver el problema que se ha identificado como el que genera los costos de entrada de quienes no tienen contratos de*

<sup>52</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 118, p. 33.

<sup>53</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 136, p. 39.

<sup>54</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 134, p. 38.

*largo plazo*<sup>55</sup>, nuevamente identificando como finalidad del mecanismo un objetivo distinto de aquel expresado por el legislador de la Ley Corta I en la historia fidedigna de ésta.

En lo que se refiere a los sesgos del mecanismo por tecnología de generación identificados por las empresas solicitantes, el TDLC sí considera la existencia del sesgo en favor de las centrales solares al que se refiere la FNE en su escrito (y el Ministerio de Energía) en forma previa a la dictación y publicación del Decreto 88, pero hace suyo el razonamiento de la FNE y sostiene que no es posible evaluar si el nuevo mecanismo del Decreto 88 mitiga o no los riesgos identificados, dado el régimen transitorio que se estableció para su entrada en vigencia, y desestima lo afirmado por el Coordinador respecto de que la forma de cálculo del mecanismo del Decreto 88 no corrige el sesgo tecnológico, porque la información utilizada por éste sería muy acotada, al considerar sólo una barra y sólo un mes<sup>56</sup>.

Finalmente, sobre la base de estas consideraciones, el TDLC concluyó que no existían antecedentes que ameritasen proponer una modificación normativa respecto del mecanismo de precio estabilizado y resolvió no ejercer dicha facultad, desestimando la solicitud.

### 3.2 Informes de la Unidad de Monitoreo de la Competencia en lo relativo a PMGD

En conformidad al artículo 72º-10 de la LGSE, el Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de competencia del mercado eléctrico, con el objetivo final de garantizar los principios de la coordinación de la operación del sistema, establecidos en el artículo 72º-1 del mismo cuerpo legal, es decir, la preservación de la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, la operación más económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

En particular, esta tarea es desarrollada por la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador (“UMC”) bajo los parámetros y las consideraciones mínimas que enumera el artículo 185 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional<sup>57</sup>.

<sup>55</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 140, p. 40.

<sup>56</sup> Resolución de Término ERN, párrafo 147, p. 41.

<sup>57</sup> “Artículo 185.- *Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 72º-10 de la Ley, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes del mercado eléctrico, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación establecidos en el artículo 72º-1 de la ley.*

*Para estos efectos, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos del mercado eléctrico:*

*a. Estructura de mercado en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar la información respecto de la estructura de los mercados para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, debiendo elaborar y analizar distintos índices que le permitan monitorear sus niveles de concentración y otras variables de competencia, según corresponda.*

<sup>58</sup> Asimismo, conforme al artículo 186 del mismo Reglamento, el Coordinador debe elaborar, con una periodicidad al menos anual, un informe que describa los mercados analizados, y publicarlo en su sitio web, además de remitirlo a la CNE, la SEC y la FNE, pudiendo también elaborar y publicar reportes relativos a los aspectos objeto de seguimiento y análisis. La práctica hasta ahora de la Unidad de Monitoreo de la Competencia ha sido publicar un informe semestral, además del informe anual aludido precedentemente.

Para la elaboración de estos informes y para el ejercicio de esta función de monitoreo, el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN faculta al Coordinador para solicitar a los coordinados toda la información y todos los antecedentes que estime necesarios, estableciendo la obligación correlativa de éstos de entregar los antecedentes requeridos, cuyo incumplimiento es sancionable por parte de la SEC, conforme al inciso final del artículo 72°-2 de la LGSE<sup>59</sup>.

En el ejercicio de esta atribución, la UMC ha publicado un Informe de Monitoreo de la Competencia del Mercado Eléctrico para cada año desde 2018 hasta 2023, e Informes Semestrales de Monitoreo de la Competencia del Mercado Eléctrico en 2021, 2022, 2023 y 2024. En esta sección nos referiremos únicamente a aquellos Informes de Monitoreo en los que la UMC ha analizado los efectos en la competencia del precio estabilizado aplicable a las

---

*b. Desempeño económico de los agentes en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar información sobre el desempeño económico de los agentes que actúan en los distintos mercados del sector eléctrico.*

*c. Información de insumos para la generación eléctrica. El Coordinador deberá analizar la consistencia, veracidad y trazabilidad de la información declarada referente a insumos para la generación eléctrica, con especial énfasis en los costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras. El análisis deberá comprender los contratos de suministro de combustibles para generación y relación de propiedad de las empresas proveedoras y adquirentes, entre otros aspectos. Asimismo, deberá analizar la relación entre la información de insumos para la generación eléctrica y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.*

*d. Información técnica en el sector eléctrico. El Coordinador deberá analizar la información técnica que incida en la demanda y en la oferta de generación disponible en el sistema eléctrico, Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o prestación de Servicios Complementarios, para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, con especial atención en mantenimientos y restricciones operativas de instalaciones, mínimos técnicos, potencias máximas, consumos específicos, entre otros. Asimismo, deberá analizar la relación entre los distintos parámetros técnicos y operacionales y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.*

*e. Operación en tiempo real. El Coordinador deberá monitorear el comportamiento de los agentes de la operación en tiempo real, analizando las desviaciones con respecto a lo instruido y/o programado y su incidencia en las condiciones de competencia del mercado eléctrico.*

*f. Interacción entre agentes del sistema. El Coordinador deberá analizar las interacciones entre los distintos agentes del sector eléctrico, con el objeto de evaluar sus implicancias en las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, tales como el análisis del comportamiento de los propietarios o Coordinados de instalaciones de transmisión sometidas al régimen de acceso abierto y de los terceros solicitantes de conexión.*

*g. Análisis de procesos licitatorios. El Coordinador deberá analizar el diseño, condiciones y resultados de los distintos procesos licitatorios a su cargo, tales como las licitaciones de las obras de transmisión, licitaciones y subastas de Servicios Complementarios o cualquier otro mercado bajo su coordinación y responsabilidad, resguardando los principios de la libre competencia".*

<sup>58</sup> Aprobado mediante el Decreto Supremo N°125, de 2019, del Ministerio de Energía.

<sup>59</sup> "La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, serán sancionadas por la Superintendencia".

inyecciones de los MGPE, lo que ocurre por primera vez en el Informe de Monitoreo de la Competencia 2021 (“IMC 2021”).

### 3.2.1 Informe de Monitoreo de la Competencia 2021

En el IMC 2021 la UMC dedica por primera vez un capítulo específico al mercado de los PMGD, y analiza —en su sección VI.2— el mecanismo de precio estabilizado al que pueden acceder los MGPE. Presumiblemente, la inclusión de este análisis al IMC 2021 se relaciona directamente con lo que observa en la referida sección VI.2, con respecto a la comparación entre el costo marginal real por trimestre y el precio estabilizado vigente para los años 2020 y 2021:

*“Como se aprecia en primer lugar los costos marginales del año 2021 son considerablemente mayores que los de 2020 y al compararlos con el precio estabilizado vigente se observa que para las barras mostradas en el año 2020 el precio estabilizado se mantuvo la mayor parte del tiempo sobre el promedio de costos marginales a diferencia del año 2021 en que los costos marginales del sistema han sido particularmente elevados.”*

*“Debido que el precio spot de energía en horas del día es en general menor que en horas no solares, las centrales de tecnología solar fotovoltaica resultan especialmente beneficiadas al ser valorizadas sus inyecciones a precio estabilizado cuando este precio resulta mayor que el costo marginal de la energía. Por el contrario, si se está en un escenario de costos marginales altos como los de 2021, las diferencias entre el precio estabilizado y el costo marginal se estrechan en horas solares, por lo que una central PMGD fotovoltaica sujeta a precio estabilizado resulta menos perjudicada que otras de una tecnología diferente que no inyecta solo en horas solares. En ambos casos los PMGD de tecnología solar fotovoltaico resultan ser beneficiados en comparación a otras tecnologías”<sup>60</sup>.*

En lo que se refiere a los beneficios usualmente asociados a los recursos de generación distribuida, el IMC 2021 menciona la reducción de pérdidas asociadas a los menores flujos netos por las redes, y la contribución a la postergación de inversiones destinadas a incrementar la capacidad de las redes de transmisión, pero también destaca que estos beneficios pueden ser limitados en algunos escenarios (por ejemplo, cuando los recursos distribuidos no se ubican en las áreas de la red que experimentan restricciones por capacidad de transmisión), o, incluso, producir el efecto contrario e incrementar las pérdidas en alimentadores o zonas con una alta penetración de PMGD, escenarios que pueden darse, atendido que las únicas limitaciones a la instalación de este tipo de centrales son la disponibilidad del recurso primario y las restricciones de capacidad de las redes de transmisión y distribución.

<sup>60</sup> Aunque el IMC 2021 se refiere a los PMGD en este análisis, se advierte que abarca también a los PMG.

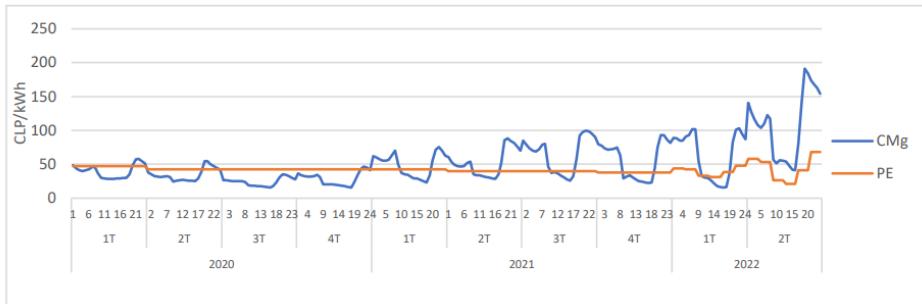
En relación con lo anterior, el IMC 2021 formuló como recomendación modificar el mecanismo de estabilización de precios para MGPE, identificando que éste “posee sesgos” y no aborda la problemática asociada a las congestiones de las redes de media tensión y de transmisión zonal que se producirían al concentrarse en zonas con abundancia del recurso primario de generación, identificando que las bandas horarias del Precio Estabilizado DS 88 no tendrían suficiente granularidad<sup>61</sup>. El análisis efectuado por el IMC 2021 al régimen de precio estabilizado no abordó los efectos en la competencia del régimen transitorio establecido por el artículo segundo transitorio del Decreto 88 (valorización al PNCP).

### 3.2.2 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2022

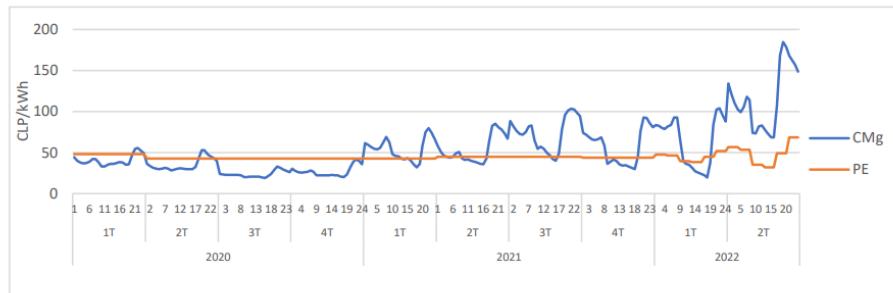
Con ocasión del Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2022 en el Mercado Eléctrico (“ISMC 2022”), la UMC detalla la capacidad instalada por tipo de tecnología y distribución por región de los PMGD, para luego referirse al mecanismo de precio estabilizado de los MGPE. Además, la UMC analiza comparativamente los costos marginales del sistema y el Precio Estabilizado DS 88, proveyendo gráficos de esta comparación en las barras Crucero 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220:

<sup>61</sup> “Considerando que el mecanismo de integración de pequeños medios de generación no es planificado en cuanto a la localización de la generación ni los montos de potencia a conectar por alimentador de distribución, con las consecuencias indicadas en el capítulo VI, y dado que el mecanismo de precios estabilizados posee sesgos y hasta ahora no parece abordar la problemática descrita, se recomienda establecer precios nodales con mayor granularidad, con el fin de que exista un crecimiento orgánico y evitar las externalidades negativas en el sistema de transmisión” (IMC 2021, p. 69).

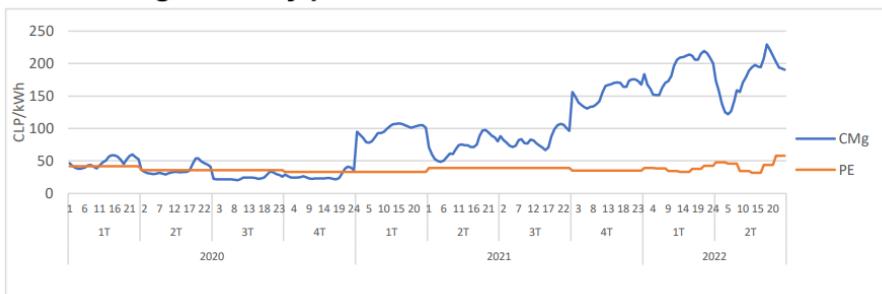
**Gráfico 5.B.1**  
**Costo marginal real y precio estabilizado barra Crucero 220**



**Gráfico 5.B.2**  
**Costo marginal real y precio estabilizado barra Quillota 220**



**Gráfico 5.B.3**  
**Costo marginal real y precio estabilizado barra Puerto Montt 220**



Luego, aborda brevemente los beneficios usualmente atribuidos a la generación distribuida—reducción de pérdidas de flujo de energía y potencia y postergación de inversiones para incrementar la capacidad en redes de transmisión y distribución—, pero destaca que la regulación aplicable a los MGPE no considera una planificación centralizada ni limitaciones respecto de su ubicación, lo que permite que se produzcan concentraciones relevantes de PMGD en determinadas zonas, las que, unidas a escenarios de baja demanda, producirían una inversión de flujo hacia las instalaciones de transmisión zonal, incrementando las congestiones.

En la misma línea, el ISMC 2022 se refiere al Informe de Verificación de Congestiones en Transmisión Zonal por Inyección de PMGD emitido por el Coordinador en mayo de 2022, en el que se identificaron congestiones en 46 instalaciones de los sistemas de transmisión zonal producidas por inyecciones de PMGD, destacando que esa cifra duplica aquellas identificadas en el informe correspondiente al informe del año anterior.

De lo anterior, el ISMC 2022 concluye que los problemas de congestión producto de la inyección de PMGD podían seguir aumentando si no se establecían señales de localización.

Ahora bien, pese a que reitera la crítica respecto de los supuestos beneficios de la generación distribuida, a que realiza una comparación de los costos marginales *versus* el Precio Estabilizado DS 88, y a que se refiere al expediente recomendación normativa ante el TDLC, en el ISMC 2022 la UMC no analizó ni se refirió a los efectos en la competencia del precio estabilizado. Tampoco aludió al régimen transitorio de valorización de inyecciones al PNCP.

### 3.2.3 Informe de Monitoreo de la Competencia 2022

En el Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2022 (“IMC 2022”), emitido el 31 de marzo de 2023, la UMC reitera y actualiza los datos provistos en el ISMC 2022 respecto a la capacidad instalada de PMGD, para luego referirse al mecanismo de precio estabilizado, incluyendo gráficos de la comparación entre el costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado entre 2021 y 2022 para las barras Crucero, Quillota y Puerto Montt:

**Gráfico VI.1.4**  
**Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Crucero 220 kV**

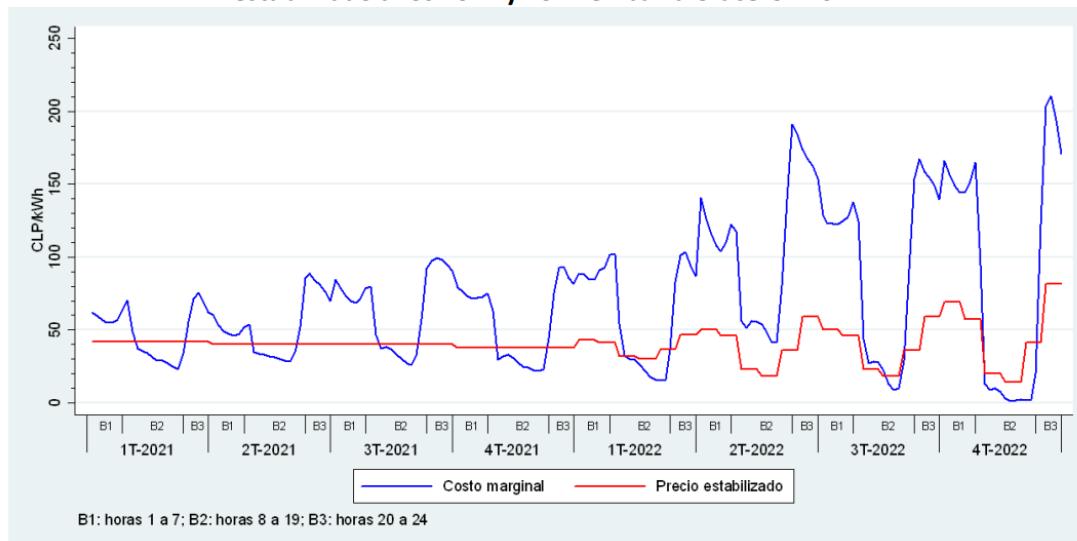


Gráfico VI.1.5

Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Quillota 220 kV

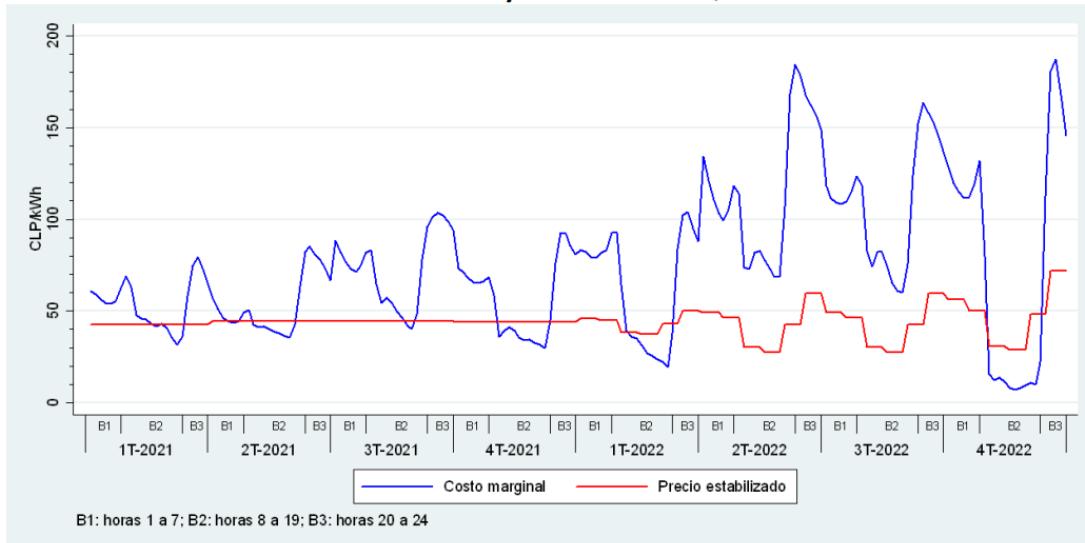
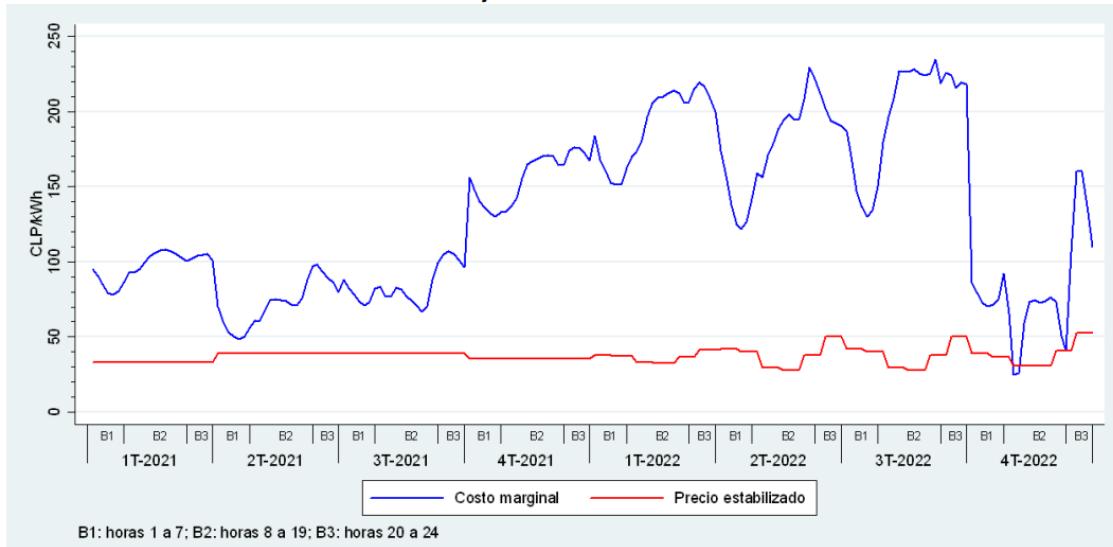


Gráfico VI.1.6

Comparación costo marginal de energía real promedio horario por trimestre y precio estabilizado años 2021 y 2022 en barra Puerto Montt 220 kV.



De esta comparación el IMC 2022 destaca que no existió mayor variación del precio respecto de las diferentes barras mostradas, y que, al distinguir entre horas solares y no solares, se observa que, durante 2022, (i) la mayor diferencia del promedio del precio estabilizado se dio en la barra Crucero 220; el mayor valor del precio estabilizado en horas solares se verificó en la barra Quillota 220; (iii) y que

*“Respecto de las diferencias de precio estabilizado y costo marginal, aun en el escenario analizado de costos marginales alto, existen trimestres en que en la barra Crucero y Quillota el precio estabilizado en promedio es mayor que el marginal en las horas de sol y en los casos en que el precio estabilizado no resulta mayor al marginal, la diferencia en horas solares es menor que en horas no solares, viéndose favorecida la tecnología solar frente a las otras tecnologías que estén bajo el régimen de precio estabilizado”<sup>62</sup>.*

De lo anterior, el IMC 2022 concluye que, a pesar de existir períodos en que el flujo de pagos del mecanismo de estabilización es efectivamente bidireccional, “el mecanismo no es neutro ni financiera ni tecnológicamente”, debido a que no garantiza que las diferencias entre lo que reciben y deben pagar los titulares de MGPE acogidos a dicho mecanismo se neutralice en el largo plazo, y también porque

*“...aunque el Decreto Supremo N°88 modela de mejor manera el comportamiento horario del precio spot, se mantiene un sesgo a favor de la tecnología solar fotovoltaica sin medios de almacenamiento, lo que se ve reflejado en el ingreso esperado masivo de medios de generación de dicha tecnología”<sup>63</sup>.*

Por otra parte, respecto de las congestiones en redes de transmisión zonal asociadas a las inyecciones de PMGD, el IMC 2022 actualiza el dato informado en el ISMC 2022, de acuerdo con el Informe de Verificación de Congestiones en Transmisión Zonal por Inyección de PMGD emitido por el Coordinador en noviembre de 2022, que identificó congestiones en 77 instalaciones de los sistemas de transmisión zonal asociadas a dichas inyecciones, destacando que, entre mayo y noviembre de 2022 las congestiones previstas en subestaciones y transformadores casi se duplican, respecto del semestre anterior.

Además, por primera vez, el IMC 2022 provee información detallada (i) de los PMGD declarados en construcción (a diciembre de 2022), por tecnología y por región; y (ii) de los PMGD en proceso de conexión a diciembre de 2022, por región. De esta información el IMC 2022 advierte que la potencia conectada en PMGD podía duplicar la capacidad del segmento en el corto plazo, lo que agudizaría los problemas de congestión en instalaciones de transmisión zonal que se habían identificado desde el IMC 2021.

A partir de la constatación anterior, el IMC 2022 concluye que la situación, a esa fecha, de los PMGD, dadas las señales de precio de localización, no estaba permitiendo un desarrollo eficiente, “ni en cantidad de potencia instalada ni en la ubicación de esta capacidad”. En particular, el IMC 2022 advierte que los precios estabilizados aplicables a los MGPE

*“eliminan la señal económica de costos marginales nulos en períodos de exceso de inyección de centrales solares fotovoltaicas, lo que mantendría el incentivo a la instalación de dicha tecnología en este segmento. Lo anterior genera sobreinversiones*

<sup>62</sup> IMC 2022, p. 83.

<sup>63</sup> Ibid., p. 84.

*en PMGD que se traducen en excedentes de energía que son evacuados al sistema de transmisión zonal en un rango horario durante el cual ya existe exceso de capacidad de medios convencionales de generación”<sup>64</sup>.*

Luego, se identifican como efectos de las sobreinversiones en PMGD (i) la existencia de congestiones en los sistemas de transmisión zonal que no son abordadas en los planes de expansión (dado que éstos no consideran la generación a nivel de distribución), y (ii) la existencia de vertimientos de energía renovable de mayor escala, dado que los PMGD operan con autodespacho y, por lo tanto, no están sujetos a las limitaciones de despacho por congestión.

Sobre el efecto identificado en el romanillo (i) del párrafo anterior, el IMC 2022 destaca que el problema no se solucionaría con un cambio normativo que permita la ampliación de los sistemas zonales al internalizar las inyecciones de PMGD, sino que ello produciría el efecto contrario “fomentando aún más la sobreinversión en medios de generación cuyo aporte marginal al sistema es cero”<sup>65</sup>. A este respecto, el IMC 2022 señala que, si se adoptase como política la expansión de instalaciones de los sistemas zonales con motivo de las congestiones ocasionadas por los PMGD, se limitaría el único desincentivo existente a la inversión en PMGD, que identifica como la disminución del factor de planta. Ello porque, conforme al marco normativo actual, el precio estabilizado “siempre será superior a cero, y por ende, nunca entregará la señal efectiva del aporte marginal de cada proyecto, el cual convergería a cero en caso de coggestiones permanentes”<sup>66</sup>, todo lo cual “sería equivalente a entregar rentas sobrenormales a las empresas propietarias de PMGD, creando, como consecuencia, un perjuicio directo a los consumidores”<sup>67</sup>.

Del análisis de la UMC expresado precedentemente es claro que, a la fecha de emisión del IMC 2022, ya existía en dicha Unidad claridad respecto de las distorsiones que produce en el mercado de generación —y de las dificultades a nivel de transmisión— el mecanismo de precio estabilizado, pese a no diferenciarse en este análisis entre el Precio Estabilizado DS 88 y el régimen transitorio (PNCP). Bajo estas consideraciones, el IMC 2022 formula una recomendación expresa de modificar el Decreto 88 en lo que se refiere al mecanismo de estabilización de precio aplicable a las inyecciones de MGPE, recomendando establecer precios nodales con mayor granularidad; es decir, refiriéndose únicamente al precio estabilizado de su articulado permanente (Precio Estabilizado DS 88).

### 3.2.4 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2023

Al igual que el ISMC 2022, el Informe Semestral Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2023 (“ISMC 2023”), emitido en octubre de 2023, actualiza la información relativa a la

<sup>64</sup> Ibid., p. 88.

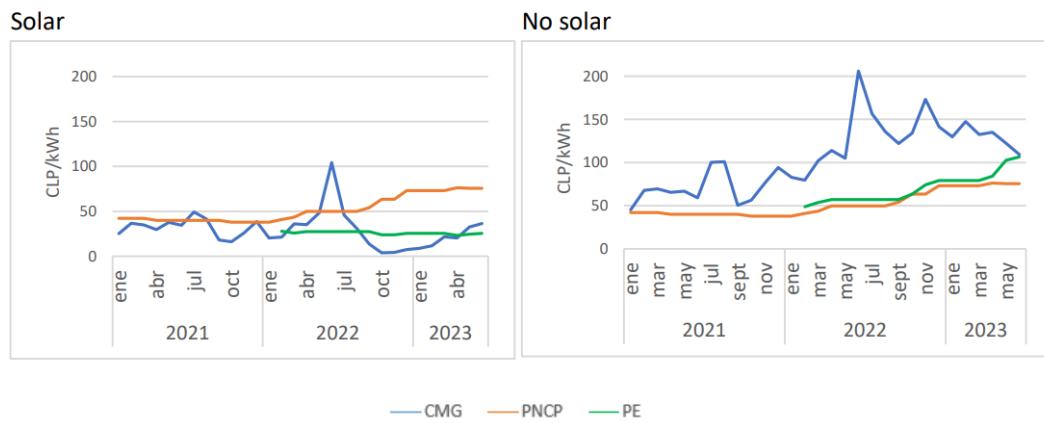
<sup>65</sup> Ibid., p. 88.

<sup>66</sup> Ibid., p. 88.

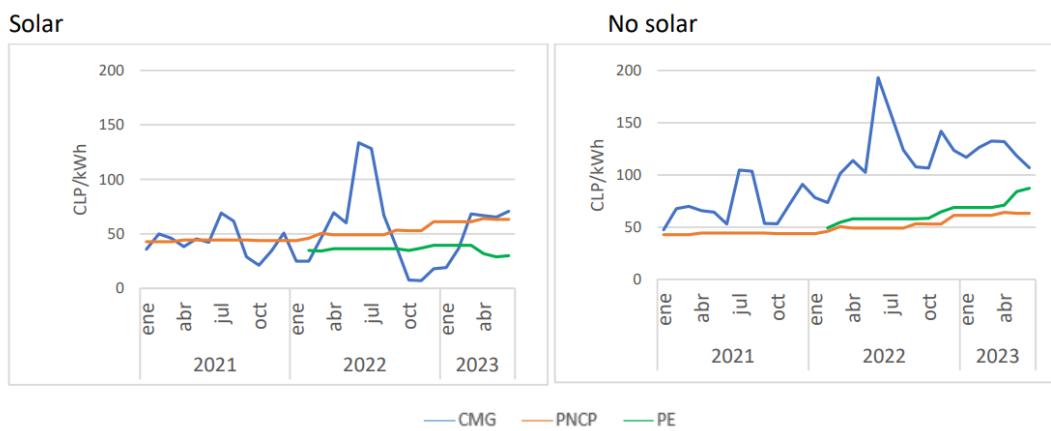
<sup>67</sup> Ibid. p. 88.

capacidad instalada de PMGD por región y por tecnología, para luego referirse a los costos marginales observados y su comparación con el precio estabilizado. A diferencia de los informes anteriores, el ISMC 2023 distingue para dicha comparación por barra entre los costos marginales en horario solar y en horario no solar.

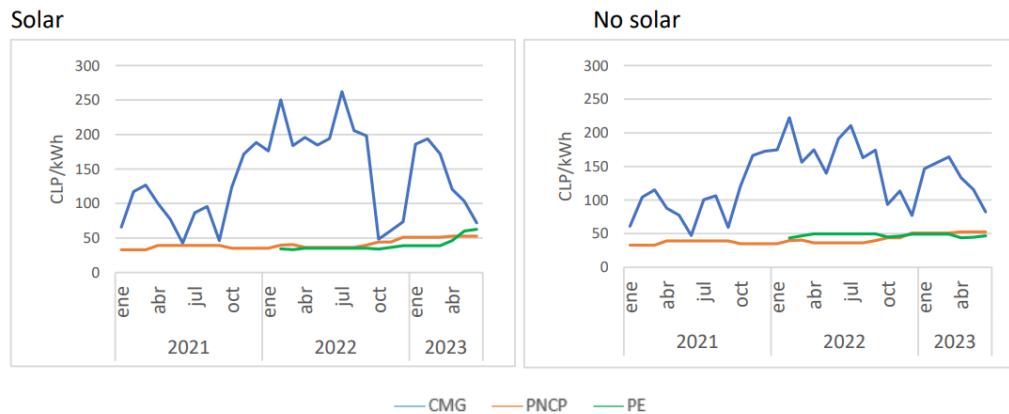
**Gráfico 3.B.1**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Crucero 220 kV**  
**2021 a junio de 2023**



**Gráfico 3.B.2**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Quillota 220 kV**  
**2021 a junio de 2023**



**Gráfico 3.B.3**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Puerto Montt 220 kV**  
**2021 a junio de 2023**



A partir de esta distinción entre horarios solar y no solar, el ISMC 2023 destaca que, en horario solar, para las barras de Crucero y Quillota tanto el precio estabilizado por intervalo temporal (es decir, el Precio Estabilizado DS 88), como el PNCP fueron, en general, mayores que el CMG,

*“a diferencia de lo que ocurre en las horas no solares en que el costo marginal es regularmente mayor que los precios estabilizados. Por el contrario, para la barra de Puerto Montt, el costo marginal se mantiene por sobre los precios estabilizados tanto en horas solares como no solares”<sup>68</sup>.*

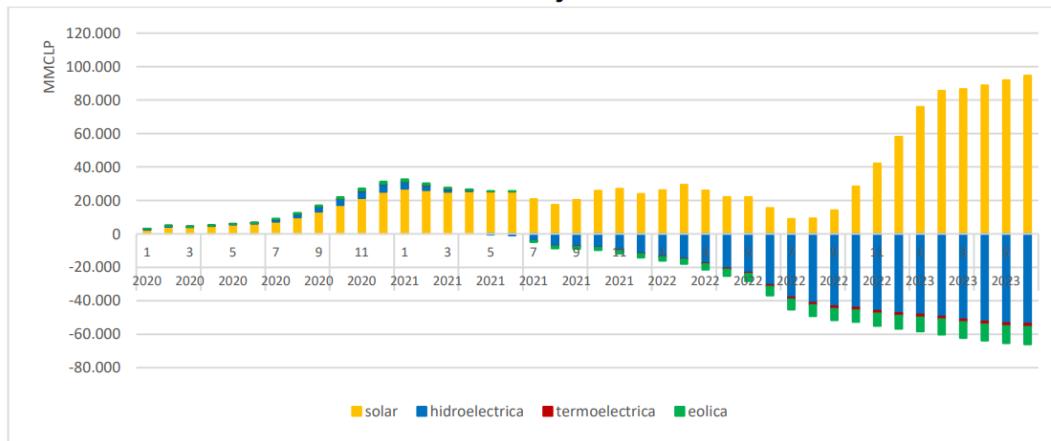
El ISMC 2023 asocia a la ventaja del precio estabilizado en horario solar que la tecnología predominante de MGPE acogidos al precio estabilizado fuese a esa fecha la generación solar (representando la tecnología solar un 60% del total de MGPE). Detalla que los MGPE solares se encontraban, a esa fecha, en su mayoría acogidos al régimen transitorio de valorización de inyecciones al PNCP, y que las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, acogidas mayoritariamente al régimen de CMG, representaban un 17% y 11%, respectivamente, a junio de 2023. También el Informe destaca que durante 2023 se produjo un cambio en la tendencia de cambio de régimen de valorización —que hasta ese año iba desde la valorización a CMG hacia el régimen de PNCP—, y que los cambios de régimen correspondieron mayoritariamente a centrales con tecnología hidroeléctrica, atribuyendo lo anterior al perfil de generación más bien equilibrado entre horas solares y no solares de este tipo de tecnología.

Luego, el ISMC 2023 dedica una sección al análisis de las compensaciones por precio estabilizado de los MGPE, explicando brevemente su funcionamiento y señalando que el mecanismo no garantiza que la bidireccionalidad de las compensaciones sea efectiva en un

<sup>68</sup> ISMC 2023, p. 41.

período dado de observación, destacando que, “[b]ajo un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutro en el largo plazo”<sup>69</sup>. En esta línea, el ISMC 2023 afirma que, bajo la normativa vigente, “no se puede garantizar que las compensaciones acumuladas en ambas direcciones sean equivalentes. Más aún, con la evolución esperada de la composición tecnológica del SEN, es probable que las discrepancias en compensaciones observadas en la actualidad se vean acentuadas”<sup>70</sup>, e incluye una representación gráfica de las compensaciones mensuales acumuladas desde 2020 a la fecha del informe:

**Gráfico 3.C.1**  
**Compensaciones mensuales acumuladas por precio estabilizado**  
**Enero 2020 – junio 2023**



A este respecto, el ISMC 2023 destaca que los MGPE solares acogidos al precio estabilizado —aunque sin distinguir entre el régimen de PNCP y el Precio Estabilizado DS 88— son los únicos que recibieron pagos netos por el mecanismo de estabilización en todo el período observado, especialmente entre octubre de 2022 y febrero de 2023, “lo que coincide con el incremento de horas con costo marginal nulo debido a los recortes de generación de energía renovable en este mismo periodo”<sup>71</sup>.

Como contrapartida, las demás tecnologías y los generadores de mayor escala debieron hacer pagos netos cada mes, desde 2021, siendo la tecnología hidroeléctrica la que acumuló un mayor monto de pagos. A partir de esta información, la UMC confirma que el mecanismo de estabilización de precios no asegura neutralidad en los pagos, pese a su bidireccionalidad, y que no es equitativo entre distintas tecnologías, beneficiando a la tecnología solar.

Además, por primera vez la UMC sostiene expresamente la existencia de una ventaja regulatoria para los MGPE sujetos al precio estabilizado, consistente en que, durante los

<sup>69</sup> Ibid., p. 42.

<sup>70</sup> Ibid., p. 42.

<sup>71</sup> Ibid., p. 43.

períodos de costos marginales nulos, dichos MGPE no reciben la señal de precios cero ni ven limitada la inyección de sus excedentes, debido al régimen de autodespacho, lo que califica como una doble ventaja que no responde a una mayor eficiencia. También destaca que, entre los generadores que deben absorber las compensaciones por este mecanismo también se encuentran medios de generación renovable. En el contexto de este análisis, el ISMC 2023 incluye el siguiente gráfico, que muestra el promedio mensual de los costos por unidad de retiro por pago de compensaciones horarias para el período comprendido entre el año 2022 y junio de 2023<sup>72</sup>:

**Gráfico 3.C.2**  
**Promedio mensual del costo por retiro horario de compensaciones por precio estabilizado [CLP/kWh] de 2022 a junio de 2023**



Luego, el ISMC 2023 se refiere a las proyecciones del Coordinador para la operación en los años 2024 y 2025, en las que se observa que sólo durante cuatro meses en cada año los costos marginales son superiores a cero, de lo cual concluye que las compensaciones a MGPE solares continuarían aumentando, afectando negativamente a los clientes finales y a los generadores que no pueden traspasar ese cargo a sus consumidores. Señala también el informe que esta situación motivó el envío de una propuesta de modificación normativa por parte del Coordinador al Ministerio de Energía para corregir las distorsiones competitivas que la UMC venía advirtiendo, mediante una modificación reglamentaria —del Decreto 88— del mecanismo de estabilización de precios<sup>73</sup>.

En particular, en la referida comunicación al Ministerio, el Coordinador propuso, en una primera instancia, establecer un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía, sin vincularlo al Precio Medio de Mercado, con una reliquidación

<sup>72</sup> Los valores positivos representan el pago que las empresas que realizan retiros deben pagar por cada kWh retirado por efecto de compensaciones por precio estabilizado y los valores negativos representan los montos que deben pagar estos medios de generación a las otras empresas por cada unidad de retiro.

<sup>73</sup> Carta CD 00061-23, de 12 de julio de 2023, remitida por el Presidente del Consejo Directivo del Coordinador al Ministro de Energía.

semestral a través de una cuenta individual, para el caso en que existiesen desviaciones entre el costo proyectado y el costo marginal real de cada período.

Con estas medidas, de acuerdo con el Coordinador, se podría cumplir con la finalidad de estabilización de los flujos de ingresos para los MGPE —aunque, como señalamos, esta no es la finalidad tenida a la vista por el legislador de la Ley Corta I—, al menos en un horizonte semestral, y se garantizaría la neutralidad financiera del mecanismo.

Asimismo, es relevante hacer presente que, en la referida comunicación, el Coordinador propuso como alternativa a la modificación del mecanismo en los términos aludidos la eliminación del pago de compensaciones a MGPE por las inyecciones al Sistema de Transmisión Nacional, atendido que en esos casos el flujo se invierte, compitiendo estas centrales en forma directa con tecnologías que están sujetas a recortes o afectadas por episodios de costo marginal cero, lo que, en su parecer, “ayudaría a promover una competencia más equitativa y eficiente en el mercado eléctrico”<sup>74</sup>.

Adicionalmente, la propuesta del Coordinador incluyó la modificación del mecanismo de incorporación de nuevos PMGD, incluyendo, como señal de localización, la implementación de licitaciones de capacidad disponible por alimentador.

Por otra parte, el ISMC 2023 señala, a partir del análisis del gráfico anterior, que el precio estabilizado crea incentivos para la sobre instalación de MGPE solares, destacando las controversias que, hasta esa fecha, se habían desarrollado entre generadores de mayor escala, MGPE y el Coordinador por la insuficiente capacidad de colocación de energías renovables<sup>75</sup>, aludiendo especialmente a las dificultades de coordinación que el Coordinador advierte con respecto a los PMGD.

### 3.2.5 Informe de Monitoreo de la Competencia 2023

Utilizando una estructura similar a los informes anuales anteriores, el Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2023 (“IMC 2023”), del 31 de marzo de 2024, de la UMC, dedica su Capítulo VI al mercado de PMGD<sup>76</sup>.

Analiza, en primer término, la evolución general y la capacidad instalada de los PMGD, destacando que durante el año 2023 se incorporaron 482 MW de potencia instalada en PMGD, de los cuales un 96,5% correspondieron a centrales solares, y que, a diciembre de dicho año, se alcanzaron los 2.741 MW de capacidad instalada de PMGD (desagregándose su

<sup>74</sup> Carta CD 00061-23, p. 3.

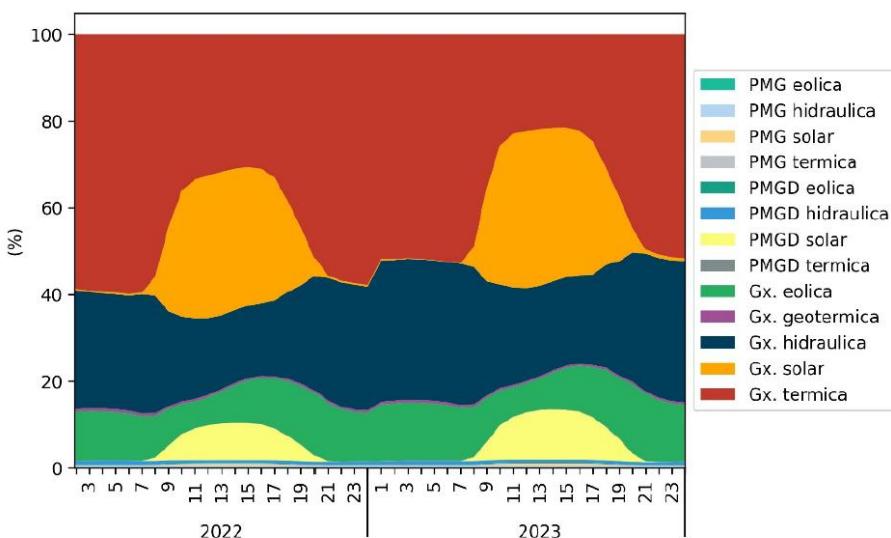
<sup>75</sup> Se refiere, en particular, a la discrepancia presentada ante el Panel de Expertos de la LGSE por las empresas Acciona Energía Chile Holdings S.A. e Hidroeléctrica Río Lircay S.A. contra el Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales con Igual Costo Variable, emitido por el Coordinador en julio de 2023.

<sup>76</sup> Nuevamente, la UMC utiliza la denominación “PMGD”, pero incluye a los PMG en su análisis sobre el precio estabilizado y el pago de compensaciones.

composición por tecnología en un 80,7% de solar fotovoltaica, 11,3% de termoeléctrica, 6% de hidroeléctrica y 2% de eólica), lo que representó el 8,1% de la capacidad instalada total del SEN.

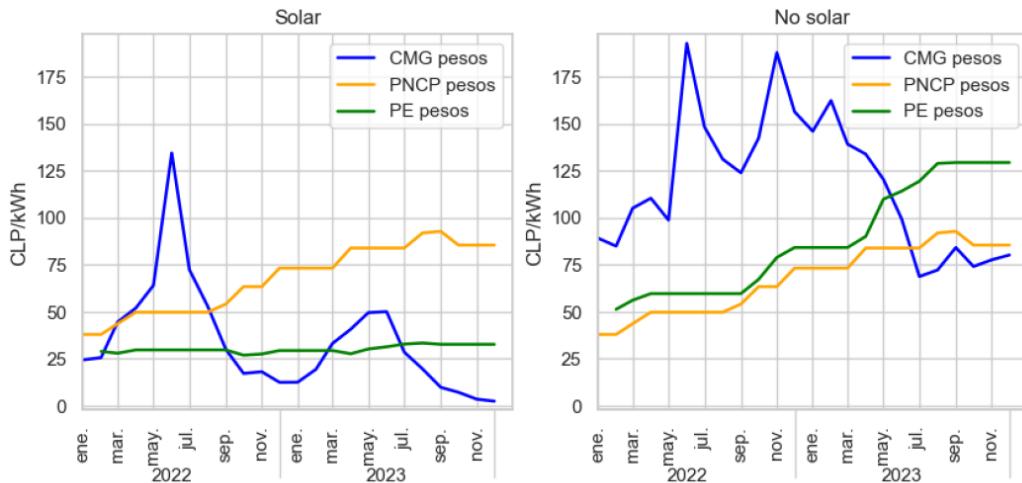
Asimismo, incluye información sobre la generación mensual de 2022 y 2023, distinguiendo por segmento (generación de mayor escala y MGPE) y por tecnología, para, luego, analizar la generación de energía horaria de las centrales PMGD, en relación con la generación horaria de centrales de mayor escala para el mismo período:

**Gráfico VI.2.4**  
**Generación acumulada anual por hora**

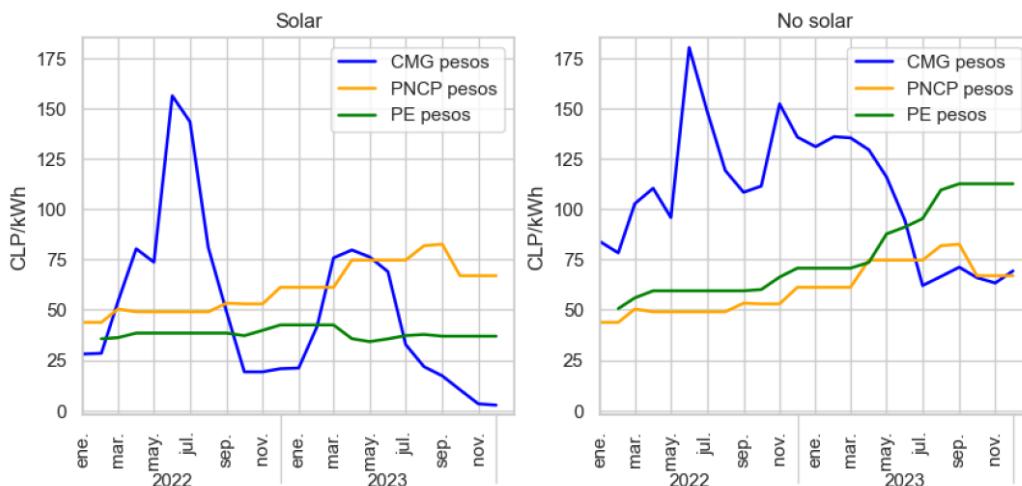


Luego, el IMC 2023 aborda el régimen de precios de MGPE, comparando —al igual que en el ISMC 2023— el CMg, el Precio Estabilizado DS 88 y el PNCP para las barras Crucero, Quillota y Puerto Montt para los horarios solar y no solar:

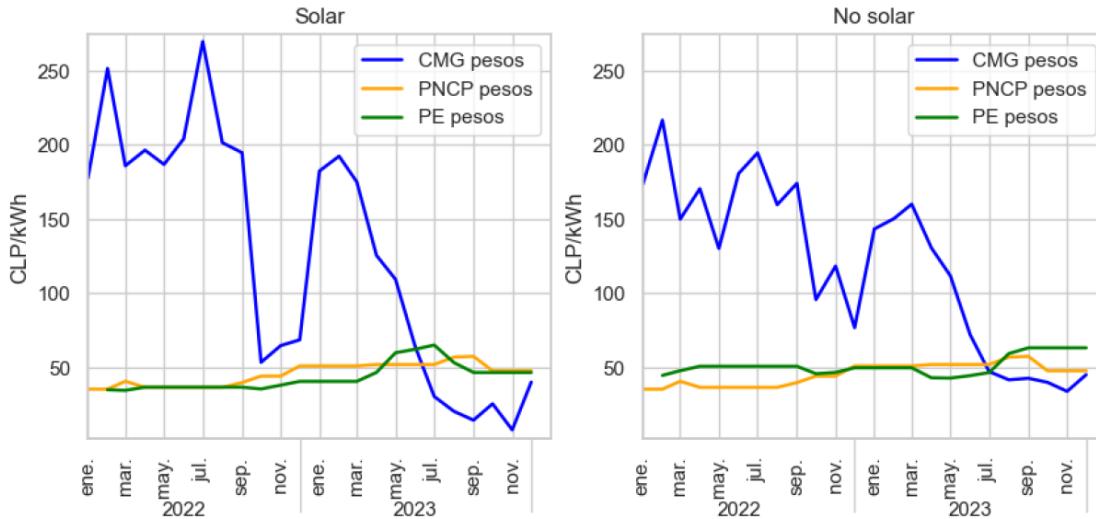
**Gráfico VI.3.1**  
**Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Crucero 220 kV**



**Gráfico VI.3.2**  
**Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Quillota 220 kV**



**Gráfico VI.3.3**  
**Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV**



De lo anterior, el IMC 2023 destaca que, durante 2022 y 2023, el PNCP incrementó sostenidamente, alcanzando una diferencia máxima promedio de más del 100% entre enero de 2022 y septiembre de 2023, y que, a partir de la publicación del decreto de precio de nudo correspondiente (en febrero de 2024) el PNCP presentó una disminución promedio de 14,4% respecto de los valores vigentes a septiembre de 2023.

Respecto del Precio Estabilizado DS 88 la UMC observa que éste se mantiene relativamente estable en horas solares, mientras que en horas no solares presentan una tendencia creciente en el período observado.

Luego, el referido informe indica lo siguiente respecto de la comparación del PNCP con el costo marginal promedio:

*“Si se compara el precio nudo de corto plazo respecto del costo marginal promedio, se puede ver una diferencia positiva en horas solares en barras acopladas a partir último trimestre de 2022, diferencia que después de la baja de los costos marginales en el segundo semestre de 2023 se ha incrementado. Para las horas no solares la diferencia es inversa, los costos marginales son mayores en un amplio margen respecto de los precios nudo de corto plazo, solo a partir del segundo semestre esta diferencia se invierte”<sup>77</sup>.*

Por su parte, respecto de la comparación entre el Precio Estabilizado DS 88 y los costos marginales para barras acopladas (Crucero y Quillota), el IMC 2023 indica que no existe un sentido marcado en la dirección de las diferencias para el período observado, pero que, a partir del segundo semestre de 2023, la diferencia se hace positiva por la disminución de los

<sup>77</sup> IMC 2023, p. 92.

costos marginales; mientras que, en horas no solares, las diferencias son negativas hasta el segundo semestre de 2023.

En lo referido a los cambios de régimen de valorización de inyecciones de MGPE, el IMC 2023 identifica un contraste significativo entre la situación registrada en 2022 y la de 2023. Señala que en 2023 se registraron 32 cambios de régimen, mientras que en 2022 sólo uno, y que, de esos 32 cambios, 25 fueron solicitados por centrales hidroeléctricas de pasada, para cambiar desde un régimen de valorización al PNCP al régimen de CMg. A este respecto, la UMC especula que dichos cambios podrían haber estado motivados por las alzas del costo marginal durante 2022 y la primera parte de 2023, atendido que, con el perfil de generación de las centrales hidroeléctricas, en un escenario de costos marginales altos el régimen de valorización a CMg podía resultar en mayores ingresos.

Luego, el IMC 2023 actualiza, a diciembre de 2023, la información del ISMC 2023 con respecto a la proporción de MGPE acogidas a los distintos regímenes de valorización de sus inyecciones, e indica que el 67,1% de los MGPE estaban acogidos al régimen de PNCP; un 32,2% al régimen de CMg y un 0,7% al régimen de Precio Estabilizado DS 88<sup>78</sup>.

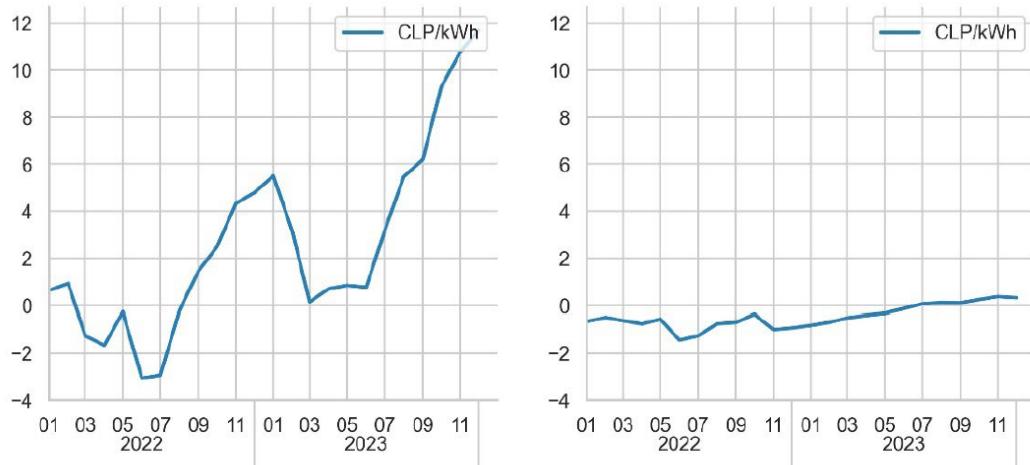
En lo relativo al precio estabilizado de MGPE, el IMC 2023 reitera las conclusiones del ISMC 2023 respecto de la falta de neutralidad del mecanismo de estabilización de precios —tanto el correspondiente al régimen transitorio al PNCP como al régimen permanente del Decreto 88 (Precio Estabilizado DS 88)— en beneficio de la tecnología solar<sup>79</sup>, pero, además, se refiere a los costos mensuales por concepto de compensaciones, por unidad de energía retirada en horarios solares y no solares, identificando un contraste relevante entre los distintos bloques horarios:

<sup>78</sup> Se consideran las centrales en operación y aquellas que se encuentran en período de pruebas. Respecto de estas últimas, se debe tener presente que, conforme al inciso final del artículo 72º-17 de la LGSE, las inyecciones en período de pruebas —etapa de puesta en servicio— siempre se valorizan al costo marginal horario, con independencia de que el régimen de valorización cambie una vez que se produzca su entrada en operación.

<sup>79</sup> La UMC hace la precisión respecto de una situación especial dada para el 2022 a este respecto, pero estimando que dicha situación no altera la tendencia observada: “*Sin embargo, para el año 2022 debido a los costos marginales especialmente alto, en varios meses del año las centrales acogidas a precio estabilizado tuvieron que entregar compensaciones, lo que se revirtió en los meses finales de 2022 y particularmente en el último trimestre de 2023 fueron especialmente altas llegando incluso a duplicar las compensaciones del primer mes del año. Lo anterior debido al incremento en la diferencia entre el precio nudo y costo marginal. Sin embargo, el último trimestre debería ser recalculado dado que entró en vigencia un nuevo decreto a partir de octubre de 2023, lo que disminuiría las compensaciones mensuales en ese periodo*” (IMC 2023, p. 95).

Gráfico VI.4.4

**Costos por compensaciones por kWh de retiro 2022 – 2023, distinguiendo horas solar y no solar.**



Como se puede observar, en las horas solares, el costo de las compensaciones oscila entre -3,1 y 11,7 CLP/kWh, siendo predominantes los meses con pagos realizados por las empresas que retiran energía a los MGPE acogidos al precio estabilizado; mientras que, en horas no solares, dicho costo oscila entre -1,45 y 0,36 CLP/kWh, siendo la mayor parte del tiempo pagos recibidos por las empresas generadoras que realizan retiros del sistema (pagados por los MGPE).

En la misma línea de los informes anteriores, el IMC 2023 dedica una sección a describir las complejidades asociadas al régimen de construcción y conexión de los PMGD y la ausencia de señales de localización, particularmente en lo que se refiere a las congestiones en las redes de transmisión zonal y el efecto del autodespacho en materia de vertimientos con respecto a la generación renovable de mayor escala.

Por otra parte, el IMC 2023 sostiene que el explosivo aumento de los MGPE solares desde el año 2015 en adelante tiene como causa principal la rentabilidad superior y el menor riesgo asociado a las inversiones en dicha tecnología bajo un régimen de precio estabilizado desacoplado del mercado (el PNCP). De ello concluye que los incentivos regulatorios a los MGPE han derivado en una sobreinversión en MGPE solares y, con ello, a un “*aumento significativo de los pagos por compensaciones de precio estabilizado, al haberse transformado básicamente en un subsidio más que un mecanismo de estabilización*”<sup>80</sup>. A este respecto, la UMC también enfatiza que dicho aumento no es inocuo, toda vez que los costos correspondientes a las compensaciones son asumidos directamente por los clientes libres y que “*los clientes regulados también comenzarán a sumir estos costos si se continúa con el diseño de la Licitación de suministro de clientes regulados 2023/01, la cual incluye*

<sup>80</sup>

IMC 2023, p. 102.

dentro de la fórmula de indexación, un componente asociado a costos sistémicos, dentro del cual se incluyen las compensaciones por precio estabilizado”<sup>81</sup>, lo que, efectivamente, ocurrió así en dicho proceso licitatorio.

Es particularmente relevante lo indicado por la UMC en el último párrafo del Capítulo IV, dedicado a los MGPE, en el que destaca que los costos asociados al pago de compensaciones por precio estabilizado

“...no puede ser disipado de ninguna manera, a diferencia del resto de los costos de esta categoría. Así por ejemplo, en un caso extremo, de aumentar en demasiado los sobrecostos por operación a mínimo técnico o SSCC, ciertos clientes podrían tener incentivos a realizar inversiones que tiendan a aportar mayor flexibilidad al sistema. No obstante, no existe ninguna acción que puedan tomar para poder disminuir el monto pagado por compensación del precio estabilizado, transformándose, en la práctica, en un **subsidio directo**, pagado por los propios consumidores y por los generadores que no tienen la habilidad para traspasar dichos costos a los consumidores directamente, **distorsionando de esta manera, las señales de precios del mercado, y erosionando los beneficios que, supuestamente, la generación en distribución traería para los consumidores**”<sup>82</sup> (énfasis agregado).

Finalmente, sobre la base de este análisis crítico, el IMC 2023 reitera las propuestas de modificación normativa planteadas por el Coordinador al Ministerio de Energía a mediados de 2023<sup>83</sup>, es decir, (i) establecer un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía, reliquidado semestralmente en el caso de producirse desviaciones con respecto al costo marginal real; (ii) eliminar el pago de compensaciones a MGPE por inyecciones al Sistema de Transmisión Nacional en situaciones donde el flujo de energía se invierte, y (iii) modificar el mecanismo de incorporación de nuevos PMGD, agregando señales de localización mediante la implementación de licitaciones de capacidad disponible por alimentador.

### 3.2.6 Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia 2024

En la misma línea de los informes precedentes, el Informe Semestral Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2024 (“ISMC 2024”), emitido en noviembre de 2024 por la UMC, destina un capítulo a los MGPE, formulando las críticas desarrolladas en las secciones precedentes respecto de las dificultades operacionales y económicas que puede acarrear al incremento de la generación distribuida en ausencia de señales de localización, por la existencia del mecanismo de precio estabilizado desacoplado del mercado y por los efectos propios del autodespacho en escenarios de congestión.

<sup>81</sup> Ibid., p. 102.

<sup>82</sup> Ibid., p. 102.

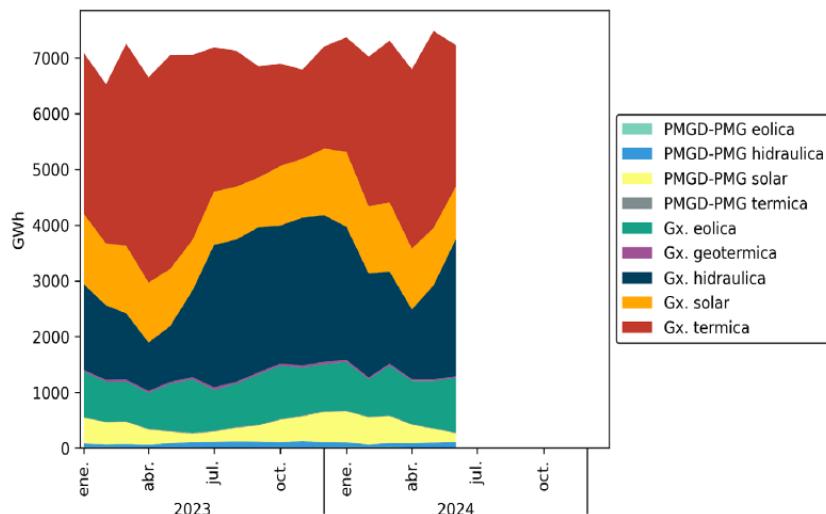
<sup>83</sup> Mediante la carta CD 00061-23, de 12 de julio de 2023.

De manera más directa que en los informes anteriores, en el ISMC 2024 la UMC enfatiza que el diseño del precio estabilizado al que acceden los MGPE ha “distorsionado las señales de precios, entregando incentivos a la sobreinstalación de PMGD solares, ya que en la práctica reciben un ingreso garantizado en horas de costos marginales igual a cero, período en el cual el sistema no tiene capacidad de colocación de energía suficiente”<sup>84</sup>.

En lo que respecta a la potencia instalada de MGPE, el referido informe actualiza la información a junio de 2024, señalando que durante el primer semestre del año se instalaron 263,1 MW de MGPE, de los cuales 232 MW correspondieron a PMGD, totalizando una potencia instalada de PMGD, a junio de 2024, de 3.072 MW, que representa un 9,2% de la potencia instalada total del SEN. Precisa, además, que la tecnología solar representa un 82,4% de la potencia instalada del segmento PMGD, seguida por la tecnología termoeléctrica, con un 10,2%, la hidroeléctrica, con un 5,5%, y la eólica 1,8%.

Respecto de la generación por MGPE, el ISMC 2024 señala que, durante 2023, la generación acumulada de tipo PMGD representó un 5,51% de la generación total del SEN; alcanzando un 5,84% durante el primer semestre de 2024. Advierte, asimismo, que estas cifras aumentan en forma relevante al considerar la participación a nivel horario, atendido que la tecnología predominante es la solar<sup>85</sup>.

**Gráfico 4.A.3**  
**Generación mensual por tecnología junio de 2024**

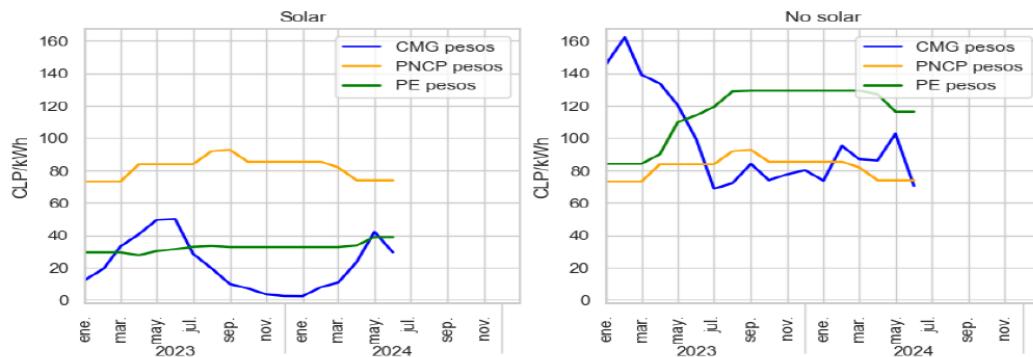


<sup>84</sup> ISMC 2024, p. 57.

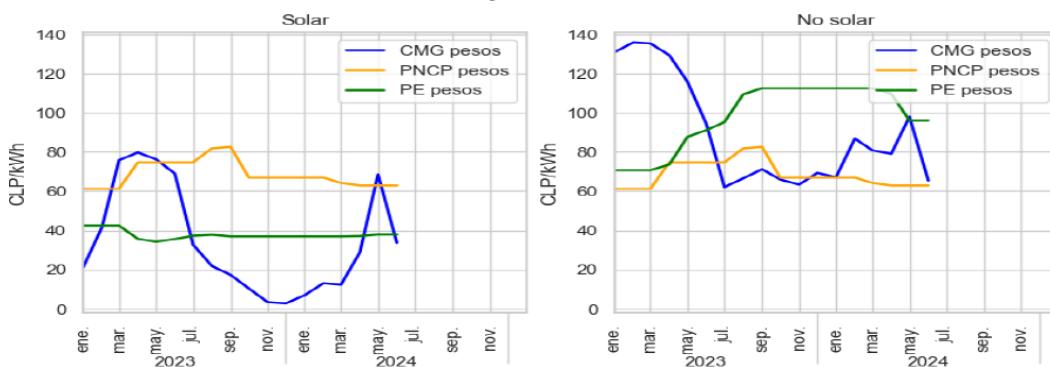
<sup>85</sup> A este respecto, el ISMC 2024 señala que la participación de los PMGD en horario solar alcanzó un 21,41% y 20,92% del total el 25 de diciembre de 2023 y el 14 de enero de 2024, respectivamente.

En lo que se refiere al régimen de valorización de las inyecciones de MGPE, el ISMC 2024 actualiza los gráficos comparativos del CMG, PNCP y Precio Estabilizado DS 88, por bloque horario y por barras (Crucero, Quillota y Puerto Montt):

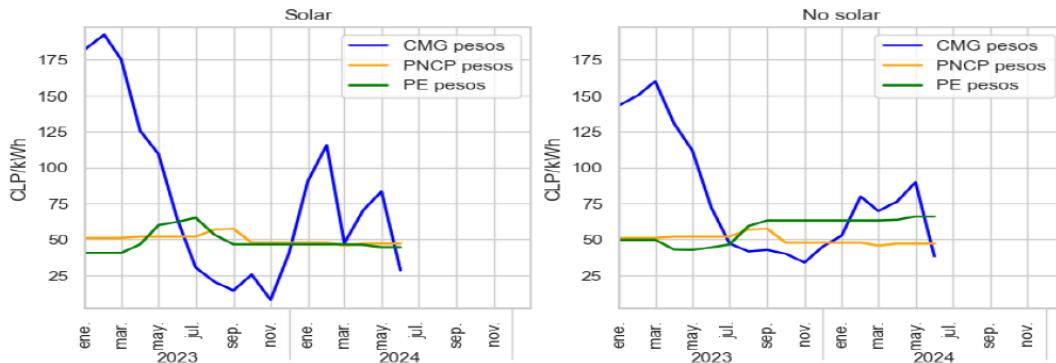
**Gráfico 4.B.1**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Crucero 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**



**Gráfico 4.B.2**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Quillota 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**



**Gráfico 4.B.3**  
**Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Puerto Montt 220 kV**  
**2023 a junio de 2024**



De los datos graficados, el ISMC 2024 destaca que el promedio mensual del costo marginal es menor en horario solar que en el resto de las horas<sup>86</sup>, y que, en los meses con mayor radiación, el costo marginal promedio es menor que en los meses de invierno, de modo tal que es frecuente que, en las tres barras referidas, el precio estabilizado (tanto el PNCP como el Precio Estabilizado DS 88) sea mayor que el CMG<sup>87</sup>.

En lo relativo al régimen de valorización de inyecciones de MGPE, indica que, a junio de 2024, aquellos acogidos al PNCP representan un 70% del total, y que un 96,6% de dichos MGPE son centrales fotovoltaicas. Por su parte, los MGPE acogidos al régimen de valorización a CMG representan un 29% del total, siendo principalmente centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, mientras que sólo cuatro MGPE se encuentran acogidos al régimen de Precio Estabilizado DS 88, de los cuales dos corresponden a centrales eólicas y dos a centrales de biomasa.

Dada esta distribución por tecnología, y a que las diferencias entre el CMG y los precios estabilizados son mayoritariamente positivas en las horas solares —nuevamente— la tendencia verificada en el ISMC 2024 es que los MGPE solares generalmente recibieron pagos por concepto de compensaciones, mientras que las demás tecnologías tuvieron que pagar compensaciones durante el primer semestre de 2023 y durante algunos meses del primer semestre de 2024.

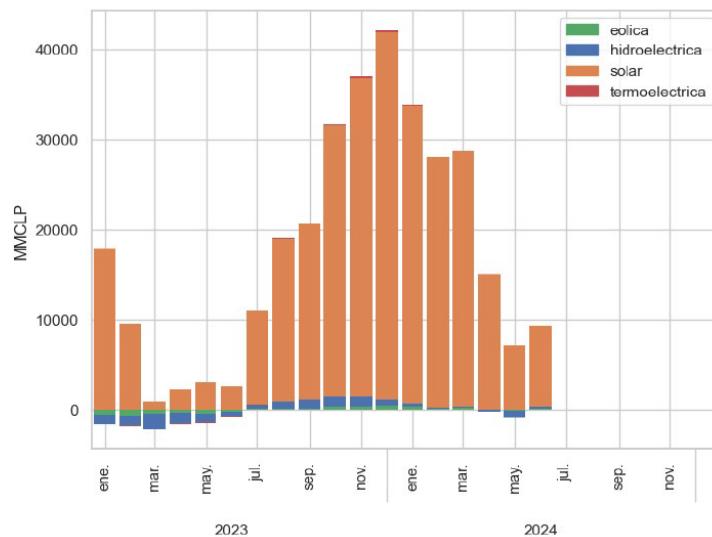
En relación con lo anterior, el ISMC 2024 señala que, aunque entre marzo y junio de 2023 las compensaciones para los MGPE solares disminuyeron debido a que el promedio del costo marginal estuvo más cerca del PNCP en las horas solares, en los meses de mayor radiación

<sup>86</sup> Debido a la gran penetración de generación ERNC en dicho bloque horario, lo que hace frecuente los episodios de costos marginales nulos.

<sup>87</sup> También reitera que, respecto de la comparación entre el PNCP y el precio estabilizado por intervalo horario, el primero es generalmente superior al segundo sólo en las barras de Crucero y Quillota, siendo relativamente similares en Puerto Montt.

dichas compensaciones “aumentaron enormemente, alcanzando 40.725 MMCLP en diciembre de 2023, coincidente con los meses de mayor diferencia entre precio nudo y costo marginal”<sup>88</sup>:

**Gráfico 4.C.1**  
**Compensaciones mensuales por precio estabilizado**  
**2023 a junio de 2024**



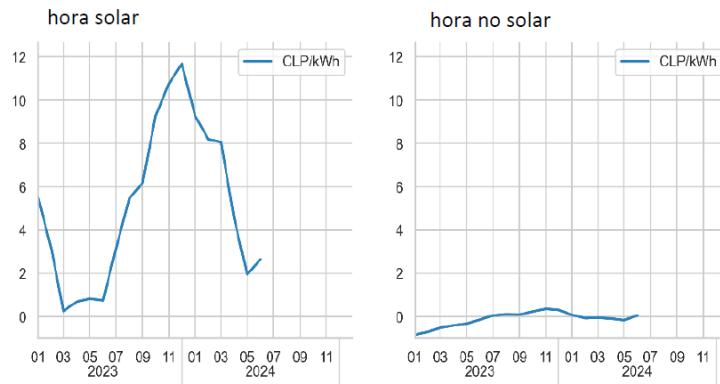
Sobre la base de estos datos, la UMC reitera que, dadas las proyecciones de costos marginales de mediano plazo —que apuntan a una alta frecuencia de episodios de costo nulo, dada la evolución esperada de la composición tecnológica del SEN—, el mecanismo de estabilización no garantiza que las compensaciones acumuladas en ambas direcciones tiendan a ser equivalentes. Además, recalca que las centrales beneficiadas con el pago de compensaciones han sido los MGPE solares, indicando que han recibido 369.755 millones de pesos al mes de junio de 2024, y que las demás tecnologías fueron acumulando un mayor pago de compensaciones netas durante el primer semestre de 2023, para luego pasar a recibir pagos durante la segunda mitad de ese año.

En lo que respecta a los costos mensuales promedio por concepto de compensaciones por precio estabilizado, el ISMC 2024 señala que dichos costos alcanzaron valores entre -0,1 y 6,0 CLP/kWh durante el 2023, y que, durante el primer semestre de 2024 oscilaron entre 0,9 y 4,7 CLP/kWh. Por su parte, descomponiendo lo anterior en bloque solar y no solar, el costo de las compensaciones en horas solares alcanzó valores entre 0,3 y 11,7 CLP/kWh, y de -0,8 a 0,4 CLP/kWh en horas no solares:

<sup>88</sup>

ISM 2024, p. 65.

### Gráfico C.4 Costos por compensaciones por kWh de retiro desde 2023 a junio de 2024



En sus conclusiones, la sección 4 del ISMC 2024 reitera los problemas ya enunciados asociados al desarrollo de MGPE sin señales de localización y bajo un régimen de precio estabilizado, precisando que el régimen de valorización de inyecciones al PNCP “propició el gran desarrollo de los PMGD solares (al generar grandes rentabilidades con bajo riesgo), dando origen a compensaciones cuantiosas que deben ser pagadas por los retiros del sistema”. Por otra parte, y por primera vez, el ISMC 2024 analiza los efectos sobre el precio estabilizado de la incorporación de almacenamiento en MGPE, advirtiendo que “**las distorsiones** que actualmente ocasiona el precio estabilizado respecto de la tecnología solar **podrían exacerbarse** en caso de que se termine garantizando un diferencial de costos entre el precio de carga y descarga del medio de almacenamiento”<sup>89</sup> (énfasis agregado).

A partir de la observación anterior, el ISMC 2024 recomienda una modificación al Decreto 88 que considere el tránsito desde un precio estabilizado a un mecanismo general “que podría consistir en entregarles la capacidad de participar en licitaciones de clientes regulados, desarrollar una plataforma que facilite el matching entre la oferta agregada de PMGD y demanda agregada de clientes libres en distribución, o crear y licitar, de manera competitiva, servicios de fortaleza de red en distribución. Todo ello, les permitiría a los PMGD acceder a un contrato, que por construcción correspondería a un mecanismo de estabilización”<sup>90</sup>. Lo anterior bajo el supuesto de que, quienes accediesen a estos nuevos mecanismos de estabilización, deberían renunciar a las actuales opciones de precio estabilizado.

Sin perjuicio de la recomendación anterior, el ISMC 2024 formula una recomendación adicional Ministerio de Energía consistente en evaluar el efecto en el equilibrio de largo plazo de la dinámica de precio estabilizado para el caso de los sistemas de almacenamiento,

<sup>89</sup> ISMC 2024, p. 69.

<sup>90</sup> Ibid., p. 69.

particularmente en lo relativo a la composición tecnológica que se estaría incentivando, atendiendo al pronóstico de un alto número de proyectos de sistemas de almacenamiento que se conectarán en las redes de transmisión, “*así evitar que se esté impulsando una medida que acelere la canibalización de estos medios de generación, sin que los proyectos conectados en distribución sujetos a precio estabilizado vean las señales adecuadas de precios, como ha sucedido con la generación solar*”<sup>91</sup>.

### 3.3 Discusiones y propuestas de la mesa técnica para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico (2024)

Durante la tramitación de la Ley 21.667 (publicada en el Diario Oficial el 30 de abril de 2024) se acordó establecer una mesa técnica para evaluar las posibles fuentes de financiamiento adicionales para el subsidio transitorio que estableció dicha ley, en beneficio de ciertos hogares, al pago de los consumos de electricidad, atendidas las alzas que tendrían lugar con la normalización gradual de las tarifas que habían sido “congeladas”, a través de distintas medidas, desde octubre de 2019. Además, se planteó como objetivo de la referida mesa técnica la exploración de otras políticas que permitiesen mitigar las referidas alzas en las tarifas eléctricas aplicables a clientes regulados.

En ese contexto, se incluyó en el articulado transitorio de la Ley 21.667, una disposición que ordenó la creación de una mesa técnica dentro de los treinta días posteriores a la publicación de dicha ley, que debía conformarse por representantes del Ministerio de Energía, del Ministerio de Hacienda, del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, y de las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado, además de considerar la participación de actores del mercado eléctrico y de organizaciones de consumidores<sup>92</sup>.

En la práctica, la mesa técnica incluyó la participación de Empresas Eléctricas A.G., GPM A.G., Generadoras de Chile A.G., ACERA A.G., ACESOL A.G., ACEN A.G. Fenacopel, ACENOR A.G., Conadecus, entre otros representantes de la sociedad civil, y se desarrollaron nueve sesiones, a partir de julio de 2024, las que dieron origen a un informe elaborado por la Secretaría Técnica

<sup>91</sup> Ibid., pp. 69-70.

<sup>92</sup> Artículo octavo transitorio de la Ley 21.667: “Dentro de los treinta días corridos contados a partir de la publicación de esta ley, los Ministerios de Energía, de Hacienda y de Desarrollo Social y Familia, junto con las y los integrantes de las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado, constituirán una mesa técnica asesora que durará cuatro meses desde su constitución, que tendrá por objeto evaluar otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio transitorio a que se refiere el artículo sexto transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. En dicha mesa técnica asesora se deberá garantizar la participación de los actores del mercado eléctrico y de la sociedad civil, especialmente aquellas organizaciones que agrupen a distintos tipos de consumidores. La mesa técnica asesora tendrá una Secretaría Ejecutiva, a cargo de un representante del Ministerio de Energía, quien se encargará de las coordinaciones necesarias y de los requerimientos para su adecuado funcionamiento. Transcurrido el plazo indicado en el inciso primero, la mesa técnica asesora deberá remitir al Ministerio de Energía y a las Comisiones de Minería y Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional un informe con las recomendaciones y conclusiones asociadas a los objetivos indicados en el inciso primero”.

de la mesa, que incluyó las iniciativas propuestas por el Ejecutivo y las propuestas de financiamiento y observaciones planteadas por los parlamentarios participantes.

En la primera sesión de la mesa técnica, el Ejecutivo anunció que ampliaría el alcance del subsidio eléctrico al que se refiere la Ley 21.667, por lo que los presentes en la sesión acordaron definir un plan de acción y de trabajo orientado a la presentación de un proyecto de ley que considerase tres pilares de financiamiento para incrementar el referido subsidio:

1. Aumento temporal del impuesto al carbono.
2. Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA, asociada al alza de las tarifas de electricidad.
3. Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros y un sistema de “bolsa de energía para pymes”.

Las propuestas discutidas y finalmente aprobadas por la mesa técnica fueron desarrolladas en el informe de la Secretaría Técnica de la referida mesa, que, en lo que interesa al presente informe, consideraron un mecanismo de recaudación de fondos para el subsidio con cargo a la compensación por el precio estabilizado al cual se valorizan las inyecciones de aquellos MGPE que se acogieron al régimen transitorio del Decreto 88, es decir, a la valorización conforme al PNCP, originalmente prevista en el Decreto 244.

Del referido informe de la Secretaría Técnica destacamos que éste expresamente caracteriza el comportamiento de los pagos de compensaciones por el precio estabilizado de MGPE en los últimos años como un **subsidio cruzado**, que ha implicado que quienes retiran energía del sistema han debido contribuir con montos que exceden los 200 millones de dólares<sup>93</sup>. En la misma línea, se reconoce que el comportamiento del mecanismo del costo marginal en relación con el precio estabilizado ha implicado en los últimos años una tendencia unidireccional de las compensaciones en favor de los MGPE, cuyos montos han evolucionado desde 12,7 millones de dólares en 2022 a 118,5 millones de dólares para los primeros cinco meses de 2024<sup>94</sup>.

En la misma línea, el informe de la Secretaría Técnica compara los costos de desarrollo de los MGPE con los de las centrales de mayor escala, estimando un costo de desarrollo para los PMGD del orden de los 40 USD/MWh, y de 35 USD/MWh para las centrales de mayor escala, para luego relevar que, durante los dos años anteriores al referido informe, los MGPE “*han tenido ingresos que exceden con creces, incluso en algunos casos duplica, su costo de desarrollo*”<sup>95</sup>. Es este escenario el que, de acuerdo con lo expresado en dicho informe, justificó la propuesta del Ejecutivo consistente en aplicar un cargo transitorio a los retiros, y su

<sup>93</sup> Informe Mesa Técnica de la Ley 21.667, p. 26.

<sup>94</sup> Ibid., p. 26.

<sup>95</sup> Ibid., p. 28.

descuento de la compensación por precio estabilizado para los MGPE sujetos al régimen de valorización de inyecciones al PNCP.

Con respecto a dicha justificación, en la sección VII del referido informe, en la que se consignan las observaciones formuladas por los demás integrantes del comité técnico a las propuestas del Ejecutivo, se observa que algunos parlamentarios<sup>96</sup> cuestionaron que el mecanismo de recaudación con cargo a los retiros propuesto no apunta a solucionar las distorsiones que el propio Ejecutivo advierte en la aplicación del precio estabilizado a MGPE ni a resolver los problemas asociadas al alza de los costos sistémicos, “*sino que aprovechar los problemas que genera el precio estabilizado y los pagos unidireccionales para recaudar fondos para la ampliación del subsidio*”<sup>97</sup>, lo que “*no genera beneficios al mercado eléctrico, sino que captura parte de [las compensaciones] a los PMGD, produciendo un perjuicio en su financiamiento*”<sup>98</sup>.

A mayor abundamiento, la crítica formulada por el H. Diputado Castro y la H. Senadora Ebensperger es elocuente con respecto a la finalidad de la medida y su incongruencia con el diagnóstico:

*“Respecto del mecanismo del cargo a los retiros, la medida aparece como de suyo incorrecta porque, tal como reconoció expresamente el señor Ministro de Energía en la sesión del día jueves 1 de agosto, el carácter de la medida es puramente recaudatorio y no regulatorio. Esto implica que la medida no tiene ninguna finalidad orientada a perfeccionar el funcionamiento del mercado eléctrico sino, por el contrario, financiar políticas sociales.”*<sup>99</sup>

Los demás aspectos discutidos, de acuerdo con lo consignado en el informe de la Secretaría Técnica se refirieron principalmente a las otras medidas propuestas como contenido de lo que sería el proyecto de ley con el objeto de ampliar la cobertura del subsidio eléctrico que finalmente presentó el Ejecutivo ante el Congreso Nacional a mediados de 2024, y que se analiza en la sección siguiente.

### 3.4 Proyecto de ley de ampliación del subsidio eléctrico

El 26 de agosto de 2024, ingresó a la Cámara de Diputadas y Diputados del Congreso Nacional el Mensaje del Presidente de la República N°176-372, con el que se inició la tramitación de un proyecto de ley con el objeto de ampliar la cobertura del subsidio eléctrico al que se refiere el

<sup>96</sup> H. Diputadas Cariola, Riquelme y Santibáñez, los H. Diputados Tapia y Castro, y la H. Senadora Ebensperger.

<sup>97</sup> Informe Mesa Técnica de la Ley 21.667, p. 38.

<sup>98</sup> Ibid., p. 38.

<sup>99</sup> Ibid., p. 42.

artículo sexto transitorio de la ley 21.667<sup>100</sup> (“PdL de Subsidio Eléctrico”), como forma de enfrentar el alza en las tarifas a clientes regulados que se producirían como consecuencia de la normalización de éstas, implementada mediante la Ley 21.185 y la Ley 21.476.

El objetivo principal del PdL de Subsidio Eléctrico, de acuerdo con el Mensaje, es la creación de un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica, dirigido a clientes regulados residenciales de menores ingresos y mayor vulnerabilidad económica. El período durante el cual regiría dicho subsidio va entre los años 2025 y 2027.

El PdL de Subsidio Eléctrico se basa en las propuestas de la mesa técnica asesora creada por el artículo octavo transitorio de la ley N°21.667 —conformada por representantes de los Ministerios de Energía, Hacienda, Desarrollo Social y Familia, y de las Comisiones de Minería y Energía de ambas cámaras del Congreso Nacional—, y consideraba, inicialmente, tres “pilares de contribución” de fondos al subsidio:

- (i) Una sobretasa al impuesto de las emisiones de dióxido de carbono;
- (ii) La destinación de la recaudación del Impuesto al Valor Agregado (IVA) neto originado por el alza de las tarifas eléctricas;
- (iii) El establecimiento de un cargo a los retiros de energía del sistema, que se deduce de las compensaciones por precio estabilizado que le corresponde percibir a los medios de generación de pequeña escala acogidos al régimen de precio del Decreto 244 (Precio de Nudo de Corto Plazo), que denomina “Cargo FET”.

Considerando un escenario en el que los costos marginales han tendido a ser inferiores al PNCP, el Cargo FET operaría como una especie de contribución forzosa al subsidio por parte de los titulares de MGPE acogidos al régimen de valorización de inyecciones del Decreto 244, durante los años 2025, 2026 y 2027.

<sup>100</sup> Artículo sexto transitorio de la Ley 21.667, que Modifica Diversos Cuerpos Legales, en Materia de Estabilización Tarifaria: “*Establécese que durante los años 2024, 2025 y 2026, el subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales a que se refiere el artículo 151 de la Ley General de Servicios Eléctricos será dispuesto mediante decreto supremo, fundado, expedido a través del Ministerio de Energía, dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá ser suscrito además, por el Ministro de Hacienda y el Ministro de Desarrollo Social y Familia. Este subsidio favorecerá a usuarios residenciales pertenecientes a los hogares identificados de acuerdo al instrumento del artículo 5º de la ley N°20.379, o el instrumento que lo reemplace, que se encuentren al día en el pago de las cuentas por concepto de dicho consumo y según los requisitos que se establezcan en el decreto supremo previamente indicado, en el cual, además, se regulará el procedimiento de concesión, pago y demás normas necesarias para su otorgamiento. Asimismo, este decreto supremo podrá establecer mecanismos alternativos al establecido en los incisos tercero y final del artículo 151 de la Ley General de Servicios Eléctricos.*

*Durante los años 2024, 2025 y 2026, el Ministerio de Hacienda realizará aportes anuales de 20 millones de dólares de los Estados Unidos de América, o su equivalente en moneda nacional, al Fondo de Estabilización de Tarifas del artículo 1 de la ley N°21.472, mediante uno o más decretos expedidos bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, recursos que serán utilizados para los fines establecidos en el presente artículo. Para el financiamiento de este subsidio se podrá destinar hasta un monto anual máximo de 120 millones de dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional, del Fondo de Estabilización de Tarifas, establecido en el artículo 212-14 de la Ley General de Servicios Eléctricos, así como los demás recursos que disponga la ley. (...)".*

En la propuesta original expresada en el Mensaje, el valor del Cargo FET se establecía como 1,8 pesos por kWh, con un reajuste semestral conforme a la variación del Índice de Precios al Consumidor<sup>101-102</sup>. Los montos pagados por las empresas que reconocen retiros para suministrar a clientes finales por concepto de Cargo FET son considerados como una retención, que es luego imputada a los pagos que a dichas empresas les correspondería enterar por concepto de compensación por precio estabilizado a los titulares de MGPE acogidos al régimen de valorización bajo PNCP.

Al mismo tiempo, a dichos titulares de MGPE se les aplicaría un cargo —que debe calcular el Coordinador en los balances de transferencias económicas y recaudar—, cuyo monto sería equivalente al monto “retenido” por concepto del Cargo FET a las empresas que reconocen retiros (en la prorrata correspondiente), de modo tal que dicho monto sería, en definitiva, retenido por el Coordinador, para ser destinado al subsidio, sin que sea pagado a los titulares de MGPE acogidos al régimen de precio del Decreto 244<sup>103</sup>. Este mecanismo de financiamiento y las reglas para la aplicación del Cargo FET y las retenciones a las compensaciones por precio estabilizado fueron establecidas en el artículo tercero transitorio del PdL de Subsidio Eléctrico.

Respecto del Cargo FET llama la atención que las justificaciones aportadas por el Ministerio de Energía para su inclusión como pilar recaudatorio en el PdL de Subsidio Eléctrico se basan exclusivamente en el diagnóstico desarrollado en las discusiones de la mesa técnica referida en el apartado anterior, es decir, en la existencia de distorsiones competitivas asociadas a los mecanismos de estabilización de precios de inyecciones de MGPE. En efecto, en su Informe de Impacto Regulatorio, el Ministerio de Energía sólo aborda lo siguiente en relación con el Cargo FET:

*“c) Cargo FET y PMGD: El cargo FET podrá ser utilizado como retención imputable a los pagos que se deban realizar por compensación de precio estabilizado, lo que repercutirá en una reducción de la compensación que perciben los PMGD. Entre julio 2023 y junio 2024 la energía valorizada de las inyecciones de PMGD a costo marginal fue de \$53.270 millones, mientras que su valorización al precio estabilizado fue de \$336.554 millones, lo que supuso una compensación equivalente de \$283.279 millones a favor de los pequeños medios de generación, y a cargo de los retiros del sistema. De acuerdo con proyecciones de operación del sistema, se estima que esta situación se mantendrá durante los años de vigencia del subsidio eléctrico, con un promedio anual de compensaciones a favor de estas centrales de 500 millones de dólares (Fuente: Análisis SPEC, Carlos Suazo). Adicionalmente, al comparar el precio estabilizado histórico y el proyectado, se observa que este se encuentra por sobre el costo nivelado*

<sup>101</sup> Con ocasión de la fijación de los precios de nudo por parte de la Comisión Nacional de Energía.

<sup>102</sup> Con posterioridad, el Ejecutivo presentó una indicación modificando el valor del cargo, y estableciendo valores diferenciados por año. Para el primer y segundo semestre de 2025, 1 peso por kWh; para el primer y segundo semestre de 2026, 0,8 pesos por kWh; y para el primer y segundo semestre de 2027, 0,6 pesos por kWh.

<sup>103</sup> El procedimiento para aplicar el Cargo FET y determinar el cargo equivalente aplicable a los MGPE acogidos al Decreto 244 deberá ser regulado mediante una resolución exenta de la CNE.

publicado por la CNE el año 2019, para proyectos solar fotovoltaicos (Fuente: CNE y Análisis SPEC, Carlos Suazo)"<sup>104</sup>.

c) Respecto del cargo FET, y la respectiva retención imputable a la compensación PMGD, los afectados son los pequeños medios de generación sujetos al precio estabilizado que establece el artículo 2º transitorio del DS 88/2019 del Ministerio de Energía. En concordancia con lo mencionado anteriormente, la cantidad de centrales adscritas a este régimen son 557. Adicionalmente, es fundamental considerar que el Coordinador en una recomendación normativa dirigida al Ministerio de Energía el día 12 de julio de 2023, menciona que, respecto del mecanismo de estabilización de precios establecido en el DS88, "no garantiza su neutralidad en ningún periodo de evaluación, sino que se asemeja más a un subsidio que deben asumir los agentes que poseen contratos de suministro ..."3. Es más, la referida carta recomienda modificar dicho mecanismo y alternativamente, eliminar el pago de compensaciones bajo ciertas condiciones técnicas"<sup>105</sup>.

De lo anterior se colige que la inclusión del Cargo FET en el texto original del PdL de Subsidio Eléctrico fue concebida por el Ministerio de Energía como una especie de "mecanismo de equidad", privando a los MGPE de parte del beneficio económico percibido por su adscripción a un régimen de estabilización de precios de sus inyecciones. Pese a que el Cargo FET no corrige la distorsión económica asociada a dichos regímenes de estabilización de precios, da cuenta en forma inequívoca de la opinión crítica del Ministerio de Energía con respecto a la existencia de estos mecanismos y del diagnóstico consistente en el tiempo respecto de la necesidad de corregir las distorsiones que éstos provocan en el mercado de la generación.

Ahora bien, debido a la naturaleza del Cargo FET y al efecto que producirían las retenciones a las compensaciones por precio estabilizado, en términos de la eventual afectación de derechos adquiridos de los titulares de MGPE acogidos al régimen de valorización de inyecciones al PNCP, y al trato discriminatorio que alegaron diversos actores y los potenciales impactos en la estabilidad regulatoria necesaria para atraer y mantener la inversión extranjera, esta propuesta fue fuertemente criticada por diversos actores de la industria, lo que también se reflejó en la discusión parlamentaria.

Además de plantearse críticas de orden técnico y económico, durante la discusión del proyecto en la Cámara de Diputados, se generó un debate respecto de la constitucionalidad del PdL de Subsidio Eléctrico, particularmente en lo relativo al Cargo FET. Los argumentos para sostener su inconstitucionalidad —argüida por asociaciones gremiales y sustentadas en informes en derecho<sup>106</sup>— se sustentan principalmente en el principio constitucional de no

<sup>104</sup> Informe de Impacto Regulatorio Estándar sobre el Proyecto de Ley de Ampliación del Subsidio Eléctrico , de 9 de octubre de 2024, elaborado por el Ministerio de Energía y suscrito por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia y el Ministerio de Hacienda, p. 8.

<sup>105</sup> Ibid., p. 9.

<sup>106</sup> Por ejemplo, el informe en derecho elaborado por el abogado Jorge Correa Sutil para la Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas.

afectación tributaria. Dichas críticas, caracterizan el Cargo FET como un tributo, el que, conforme a nuestra Constitución Política de la República (“Constitución”), debe ingresar al patrimonio de la nación y no puede ser destinado a un fin específico (en este caso, al financiamiento del subsidio) y los sujetos obligados a soportarlo, además del monto del tributo, deben ser determinados por una ley (en el texto original del PdL de Subsidio Eléctrico, esa determinación era delegada a un decreto supremo que debía dictar el Ministerio de Energía). De este modo, al no cumplirse estos requisitos, el Cargo FET resultaría contrario a la Constitución.

En oposición al argumento de inconstitucionalidad anterior, también en la tramitación ante la Cámara de Diputados, el Ministerio de Energía presentó un informe en derecho encargado al abogado José Miguel Valdivia, quien sostuvo que el Cargo FET no es contrario a la Constitución. Específicamente, sostiene que, aunque es similar a un tributo, el Cargo FET no encaja plenamente en la definición “tradicional” del término —al no estar asociado directamente a la capacidad contributiva del sujeto gravado ni responder a un hecho típico de imposición— y corresponde, en realidad, a una contribución o carga parafiscal, utilizada en otras jurisdicciones para financiar objetivos específicos, y como ocurre en el sector eléctrico chileno, con mecanismos como el cargo por servicio público, que financia instituciones como el Coordinador y el Panel de Expertos de la LGSE.

Sin perjuicio del debate constitucional, ante el transversal rechazo de la propuesta original, el Ejecutivo presentó indicaciones, reformulando el contenido del artículo tercero transitorio en el sentido de (i) acotar el universo de MGPE a quienes les aplicarían las retenciones o descuentos a las respectivas compensaciones por precio estabilizado; (ii) disminuir el valor del Cargo FET, estableciendo un valor distinto por cada año, y (iii) considerar los montos pagados por Cargo FET como un crédito en favor de las empresas obligadas soportarlo, con la posibilidad de deducirlos de los montos que les correspondiere abonar a partir de 2028.

Respecto del universo de MGPE sujetos a los descuentos a las compensaciones por precio estabilizado, el nuevo texto propuesto en las referidas indicaciones considera tres categorías o grupos:

1. Aquellos que acrediten ser micro, pequeñas y medianas empresas.
2. Aquellos que hayan entrado en operación a más tardar el 31 de diciembre de 2025 y que no hayan cumplido 12 meses desde dicha entrada en operación.
3. Y todos los demás MGPE.

Conforme a esta nueva redacción, a los MGPE del primer grupo no se les aplicarían los descuentos a las compensaciones que les correspondiesen por concepto de compensaciones por precio estabilizado. Por su parte, los MGPE del segundo y tercer grupo quedarían sujetos a estas retenciones o descuentos, con la diferencia de que, a los del numeral 2 se les permitiría diferir el pago de este cargo hasta por doce meses a contar de la fecha de entrada en operación.

En lo relativo al valor del Cargo FET, la indicación del Ejecutivo implicó rebajar en aproximadamente un 60% el monto original, estableciendo valores diferenciados por año:

- Para el primer y segundo semestre de 2025: 1 peso por kWh;
- Para el primer y segundo semestre de 2026, 0,8 pesos por kWh; y
- Para el primer y segundo semestre de 2027, 0,6 pesos por kWh

Además, como adelantamos, en las referidas indicaciones del Ejecutivo se agregó un inciso al artículo tercero transitorio que establece que la sumatoria de todos los montos asignados en función del Cargo FET se considerará como un crédito en favor de aquellas empresas que hubiesen debido soportarlo, permitiéndoseles deducirlo de los montos que le correspondiera abonar mensualmente por compensación por precio estabilizado, a contar del 1º de enero de 2028 hasta la completa extinción de aquel crédito o hasta el término de la vigencia del mecanismo de estabilización de precios definido en el artículo segundo transitorio del Decreto 88, lo que ocurra primero. En el caso de los MGPE del segundo grupo, solo podrían hacer uso del crédito una vez que hubiesen realizado el pago total del cargo diferido.

El crédito aludido en el párrafo anterior podría ser utilizado por cualquiera de las empresas de generación del grupo empresarial al que perteneciese la empresa beneficiaria, correspondiéndole al Coordinador aplicar estas reglas en los balances de transferencias económicas a las que se refiere el artículo 72°-3 de la LGSE.

El PdL de Subsidio Eléctrico modificado conforme a las referidas indicaciones fue aprobado por la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, transformándose el artículo tercero transitorio —en el que se regulaba originalmente el mecanismo de financiamiento asociado al Cargo FET y a las retenciones de las compensaciones por precio estabilizado— en el artículo primero transitorio<sup>107</sup>.

---

<sup>107</sup> El siguiente corresponde al texto del nuevo artículo primero transitorio aprobado por la referida Comisión: "Artículo primero.- Durante los años 2025, 2026 y 2027, para efectos del balance económico de energía a que se refiere el artículo 72°-3 de la Ley General de Servicios Eléctricos, se establece un cargo, denominado "Cargo FET", a todos los retiros que realicen las empresas generadoras desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts a efectos de comercializarla con distribuidoras o clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios.

El monto del Cargo FET se determinará de acuerdo a las siguientes reglas:

- a) Para el primer y segundo semestre de 2025: 1 peso por kilowatt hora.
- b) Para el primer y segundo semestre de 2026: 0,8 pesos por kilowatt hora.
- c) Para el primer y segundo semestre de 2027: 0,6 pesos por kilowatt hora.

El monto del Cargo FET se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de enero de 2025, el que será fijado mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

El Cargo FET tendrá por objeto financiar el subsidio eléctrico que regula el artículo sexto transitorio de la ley N°21.667, el que será recaudado mensualmente por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", y traspasado para estos efectos al Fondo de Estabilización de Tarifas a que se refiere el artículo 212-14 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con ocasión del balance económico al que se refiere el inciso primero del presente artículo, el Coordinador deberá determinar los montos que le correspondería asignar por la diferencia entre la valorización de las inyecciones de

Pese a haberse aprobado la incorporación de este artículo en la referida Comisión, para efectos de su votación en sala, los diputados Pérez, Matheson, Moreno y Sulantay solicitaron que fuese votado en forma separada del resto del PdL de Subsidio Eléctrico, siendo finalmente rechazado por 60 votos en contra, 59 votos a favor y 7 abstenciones, por lo que fue eliminado del texto aprobado y remitido al Senado.

Además del Cargo FET, el PdL de Subsidio Eléctrico incluye otras medidas y mecanismos destinados a mitigar las alzas en el precio de la energía a clientes finales y a perfeccionar el marco normativo relativo al procedimiento sancionatorio de la Ley 18.410. Entre éstos, el mecanismo de mitigación que concierne directamente a los PMGD corresponde a la creación de una “bolsa de precio preferente de energía” para micro, pequeñas y medianas empresas (MiPyMes) y operadores de servicios sanitarios rurales. Esta “bolsa de precio” se configuraría mediante la habilitación transitoria a los PMGD sujetos al régimen de valorización al PNCP para comercializar la energía que producen con las distribuidoras en cuya zona de servicio se emplazan las centrales, de modo tal que las distribuidoras, a su vez, traspasen el precio al que

---

*los medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen que establece el artículo 2º transitorio del decreto supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, en adelante “DS 88/2019”, y la valorización de dichas inyecciones al costo marginal correspondiente, establecida en el artículo 14º del referido decreto, en adelante “compensación por precio estabilizado”, de acuerdo a los siguientes grupos:*

- a) Aquellos medios de generación de pequeña escala que acrediten ser micro, pequeñas y medianas empresas en los términos exigidos en el artículo segundo transitorio.*
- b) Aquellos medios de generación de pequeña escala que hayan entrado en operación a más tardar el 31 de diciembre de 2025 y que no hayan cumplido doce meses desde dicha entrada en operación.*
- c) Todos aquellos medios de generación de pequeña escala que no se encuentren comprendidos en los literales a) y b) anteriores.*

*El monto que las empresas generadoras paguen por concepto de Cargo FET será considerado una retención imputable al pago que estas efectúen, por aquella parte determinada por el Coordinador, de la compensación por precio estabilizado que corresponda a aquellos medios de generación de pequeña escala señalados en los literales b) y c) del inciso anterior.*

*En caso de que, en un determinado mes, el pago del Cargo FET fuese superior al monto a pagar por compensación por precio estabilizado, el monto de retención equivalente a la diferencia resultante será imputado en el o los meses siguientes, hasta su total extinción, independiente del período de aplicación del Cargo FET.*

*Durante el período a que se refiere el inciso primero, aquellos medios de generación mencionados en los literales b) y c) del inciso quinto, estarán sujetos a un cargo que determinará el Coordinador con ocasión de las transferencias económicas a las que se refiere el artículo 72º-3 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El monto agregado de este cargo será equivalente a la retención que se haya imputado a la compensación por precio estabilizado, y se asignará a prorrata de sus respectivas diferencias de valorización de inyecciones dispuestas en el artículo 14º del DS 88/2019. En particular, los medios de generación comprendidos en el literal b) del inciso quinto, podrán diferir el pago de este cargo hasta por doce meses a contar de la fecha de entrada en operación.*

*La sumatoria de todos los montos asignados en función del cargo establecido en el inciso precedente, se considerará como un crédito en favor de aquellas empresas que debieron soportarlo, el que podrán deducir de los montos que le correspondieren abonar mensualmente por compensación por precio estabilizado, a contar del 1 de enero de 2028 hasta la completa extinción de aquel crédito o hasta el término de la vigencia del mecanismo de estabilización de precios definido en el artículo 2º transitorio del DS 88/2019, lo que ocurra primero. Aquellos medios de generación correspondientes al literal b) del inciso quinto, solo podrán hacer uso del crédito una vez que hayan realizado el pago total del cargo diferido. Este crédito podrá ser utilizado por cualquiera de las empresas de generación que formen parte del grupo empresarial de acuerdo a lo establecido en el artículo 96 de la ley N°18.045, al que pertenece la empresa beneficiaria. Lo anterior, se llevará a cabo por el Coordinador con ocasión de las transferencias económicas a las que se refiere el artículo 72º-3 de la Ley General de Servicios Eléctricos.*

*Mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía se establecerá el procedimiento para la fijación, contabilización, recaudación, imputación y pago de los cargos y créditos establecidos en el presente artículo, así como las reglas para la implementación de los mecanismos regulados en el mismo”.*

se valorizaría esa inyección (PNCP) a la “bolsa de clientes” conformada por las MiPymes inscritas en el registro que se establecería para estos efectos<sup>108</sup>.

Bajo este esquema, los retiros que efectúen los referidos PMGD para su comercialización a las distribuidoras respectivas no estarían sujetos a los cargos que la normativa asigna a los retiros destinados al suministro a clientes finales. Además, la energía así suministrada sería asignada a los contratos de suministro existentes cuyo precio supere el Precio de Nudo Promedio.

Sobre este mecanismo cabe notar que, aun cuando el mensaje con el que se inició la tramitación del PdL de Subsidio Eléctrico y los distintos informes de las comisiones parlamentarias involucradas utilizan la expresión “habilitar” para referirse a la posibilidad de que los PMGD comercialicen su energía con las distribuidoras, el texto del artículo primero transitorio propuesto no la establece en términos facultativos, sino claramente imperativos. En efecto, dicha disposición señala que los PMGD sujetos al régimen de valorización al PNCP “deberán realizar retiros de energía en el mismo punto de conexión para comercializarla con la concesionaria de servicio público de distribución a cuyas instalaciones se encuentra conectado el respectivo PMGD”.

En consecuencia, si se aprueba este mecanismo en los términos que se establece actualmente en el PdL de Subsidio Eléctrico, tendría lugar un traspaso —forzoso— de demanda regulada desde los actuales suministradores con contratos vigentes —generadores de mayor escala— a los PMGD, por lo que se afectaría negativamente a las utilidades de estos últimos, al abastecerse por los PMGD parte de los consumos que actualmente abastecen estos generadores<sup>109</sup>.

Además de existir argumentos de orden constitucional que hacen cuestionable que los titulares de PMGD puedan ser obligados a vender sus inyecciones a determinados clientes (y a un precio previamente impuesto)<sup>110</sup>, en el marco del PdL de Subsidio Eléctrico se plantearon reparos respecto de la procedencia de intervenir los contratos de suministro vigentes, al traspasarse consumos que están actualmente cubiertos por dichos contratos a los PMGD, sin el acuerdo de los actuales suministradores, lo que fue calificado por Libertad y Desarrollo<sup>111</sup> como una intervención directa de la autoridad en contratos sin un proceso de licitación, de carácter expropiatorio (dado que le “quita” suministro de energía a los contratos vigentes,

<sup>108</sup> El mensaje que inició la tramitación del PdL de Subsidio Eléctrico contempla un límite para la aplicación de este mecanismo, con el fin de evitar distorsiones en el funcionamiento del sistema. Dicho límite corresponde a un “techo” anual de 500 GWh de la totalidad de inyecciones PMGD que podrían ser destinadas a este mecanismo.

<sup>109</sup> De acuerdo con el Informe de Impacto Regulatorio del Ministerio de Energía, esta medida implicaría una disminución sobre contratos vigentes de entre 4 y 8 USD/MWh, en contratos con un precio promedio de 160 USD/MWh. Ahora bien, dado que la medida tendría como límite máximo de compra de energía a PMGD los 500 GWh/año, este traspaso de demanda representaría sólo un 1,5% de la demanda regulada total del sistema.

<sup>110</sup> Dichos argumentos se refieren principalmente a las garantías constitucionales de igualdad ante la ley y el derecho a desarrollar libremente cualquier actividad económica.

<sup>111</sup> Presentación de Juan Ignacio Gómez por Libertad y Desarrollo ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, de 25 de septiembre de 2024.

para “redirigirlo” hacia la bolsa Pyme, sin compensar adecuadamente a los generadores afectados)<sup>112</sup>.

### 3.5 Síntesis del desarrollo regulatorio y operacional de los PMGD y PMG

El desarrollo de los PMGD y PMG ha estado estrechamente ligado a un marco normativo diseñado para habilitar la participación de estos pequeños medios de generación en el mercado de corto plazo, mediante condiciones de acceso simplificadas y esquemas preferentes para la valorización de sus inyecciones. En este contexto, el régimen de precio estabilizado —concebido, como señalamos, inicialmente como un instrumento correctivo de la discriminación que afectaba a los medios de generación con capacidad instalada inferior a 9 MW para conformar los CDEC—, al habilitar a los PMG y PMGD para participar en el mercado de corto plazo y permitirles optar por el referido precio estabilizado, produjo una expansión acelerada de proyectos de pequeña escala, con alta concentración tecnológica en generación solar y significativa presencia en zonas de demanda. No obstante, dicha expansión ha derivado en distorsiones relevantes en la señal de precios, así como en impactos económicos crecientes sobre la asignación y recuperación de los costos sistémicos, principalmente a partir de las brechas entre precios estabilizados y costos marginales horarios.

El presente capítulo ha mostrado que el régimen vigente presenta un grado de desconexión respecto de las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico y de los principios de eficiencia y neutralidad competitiva que deben orientar su regulación.

<sup>112</sup> El impacto de esta medida en los actuales suministradores fue cuantificado por el informe preparado por Rodrigo Moreno para el Ministerio de Energía, denominado “Efectos del traspaso de demanda regulada a PMGDs en las utilidades de los suministradores de energía” (de 13 de septiembre de 2024), suponiendo un escenario en que se traspasa el 10% de la demanda regulada a titulares de PMGD. Bajo ese supuesto, el informe estima que se produciría una disminución de las utilidades de aquellos suministradores que abastecen zonas con contratos a precios altos (160 USD/MWh) del orden de 0,23 USD/MWh (zona de concesión de Enel); 2,33 USD/MWh (zona de concesión de Chilquinta); y 3,75 USD/MWh (zona de concesión de CGE).

## 4 Proyección del régimen de precio estabilizado

### 4.1 Proyección de capacidad y generación de centrales PMGD y PMG

Tanto la CNE como el Coordinador publican regularmente en sus respectivos sitios web información sobre los proyectos futuros de generación, en distintos puntos del proceso necesario para llegar a interconectarse al SEN e iniciar su operación. Para proyectar la capacidad instalada y generación de pequeña escala, se utilizó información de los proyectos declarados en construcción de la CNE y los proyectos de acceso abierto que informa el Coordinador. Es importante mencionar que los proyectos de acceso abierto fueron filtrados, seleccionando sólo los de mayor avance en el proceso necesario para concretar la declaración en construcción.

De esta manera, los resultados indican que existen proyectos futuros con estimación de conexión distribuidos entre 2025 a 2029, de los cuales la tecnología solar es la tecnología predominante en términos de MW instalados.

#### Capacidad futura por tecnología

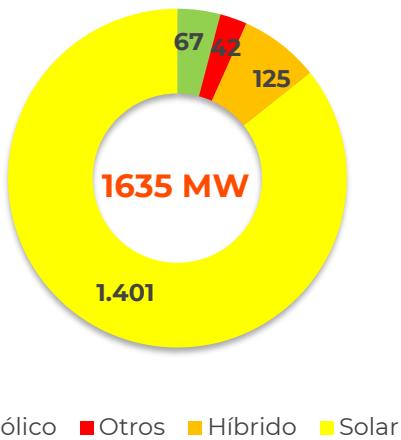
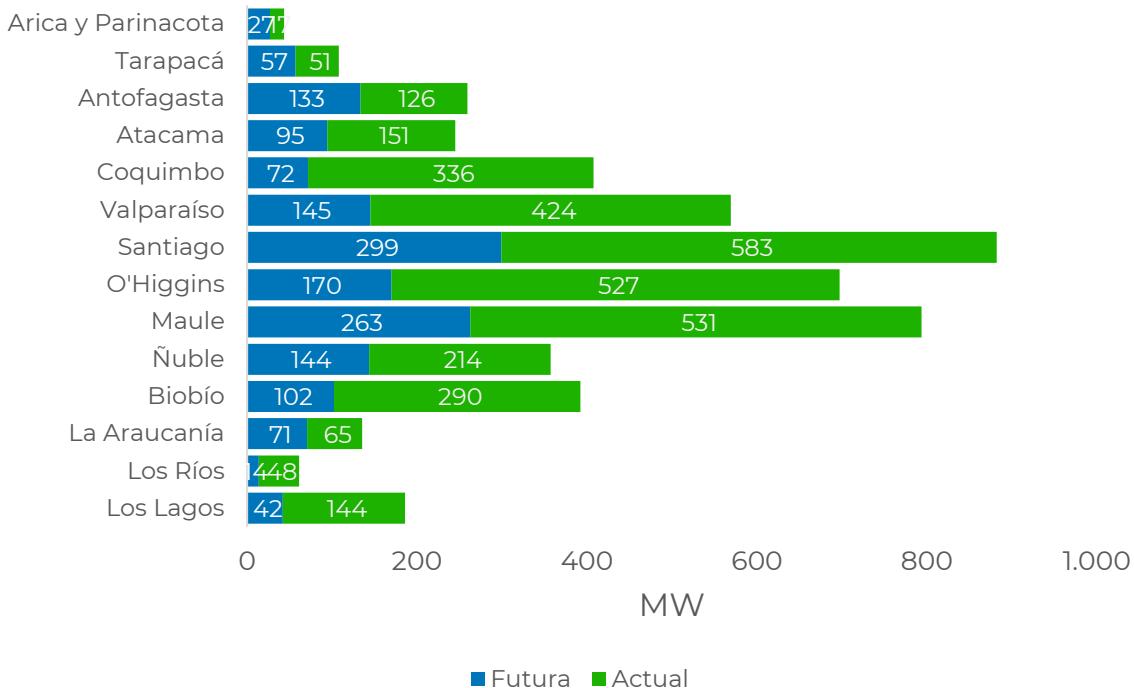


Figura 21 Capacidad instalada futura por tecnología al año 2029

Por otra parte, se realizó una revisión de capacidad instalada futura por región, de lo que se puede observar que la zona centro predomina en la capacidad instalada futura, como se aprecia en la región metropolitana con casi 300 MW de capacidad instalada proyectada. Se destaca que la capacidad instalada futura tiende a concentrar la mayoría de la potencia en regiones líderes en capacidad instalada actual y sin modificar demasiado la distribución presentada al término de 2024, indicando que estas regiones tienen ventajas competitivas o son más interesantes para la inversión en comparación con otras regiones.

### Capacidad instalada actual y futura



**Figura 22 Capacidad instalada actual y proyectada al año 2029 de centrales PMGD y PMG**

Para proyectar las compensaciones por precio estabilizado es necesario estimar la generación de las centrales PMGD y PMG existentes y en proceso de conexión, utilizándose los siguientes criterios, en cada caso, para proyectar la generación:

1. Centrales existentes: se recopila información de la generación real del último año, con el objetivo de obtener un perfil de generación horario único para cada central, replicando la generación de 2024 para los años futuros.
2. Centrales futuras: a partir del último año de generación, se obtuvieron perfiles horarios promedios para las distintas regiones y tecnologías existentes (normalizando el perfil para ajustarlo a la capacidad de cada central). De esta manera, las centrales futuras de una misma tecnología y región consideran el mismo perfil de generación, que dependerá de su capacidad instalada.

A modo de ejemplo se presentan los perfiles de generación de una central existente emplazada en la Región Metropolitana para las distintas estaciones del año y también el perfil de generación de la Región Metropolitana para una central de tecnología solar futura. Se destaca que este perfil queda normalizado y se amplifica por la capacidad neta de la central futura particular para tener un perfil acorde con cada central futura.

### Perfil de generación existente

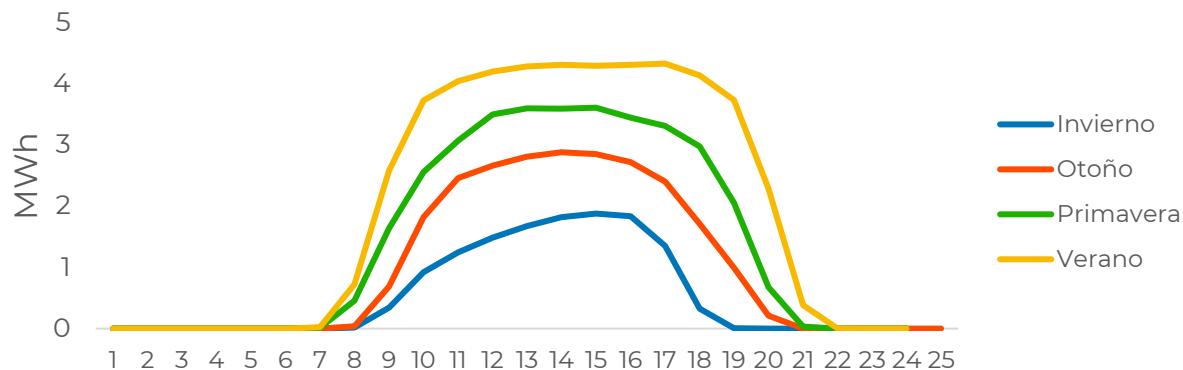


Figura 23 Perfil de generación PMGD existente para las distintas estaciones del año

### Generación RM Solar

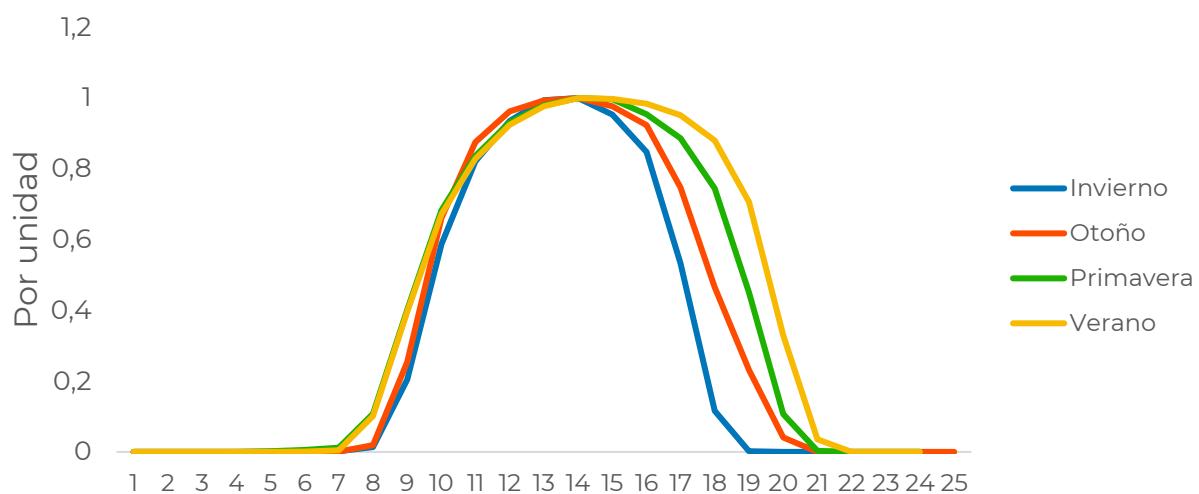


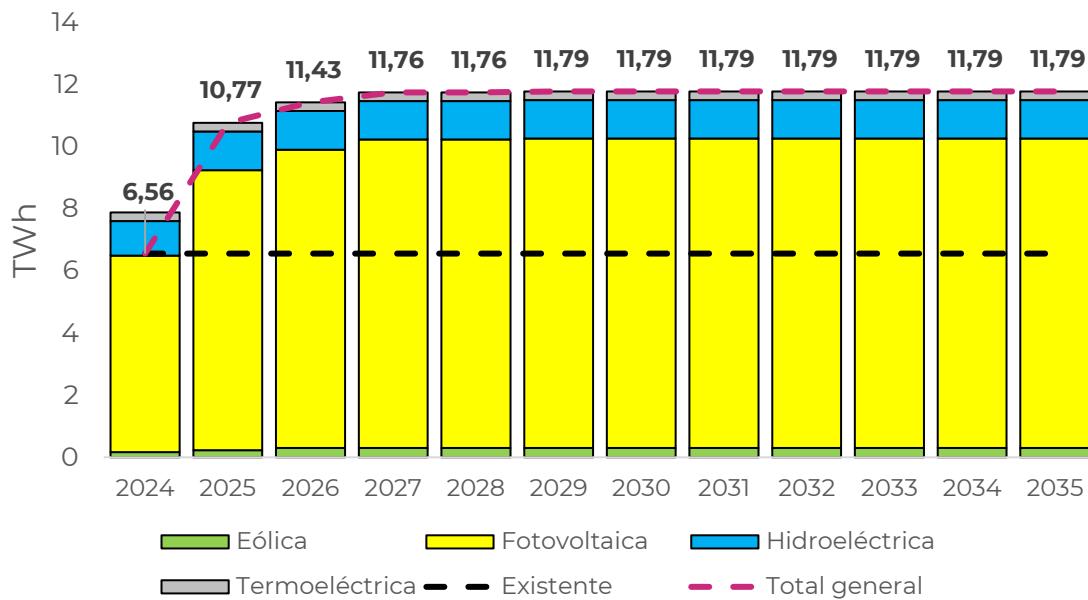
Figura 24 Perfil de generación para la Región Metropolitana y tecnología solar en las distintas estaciones de año

De esta manera, la proyección de las inyecciones de energía por parte de centrales PMGD y PMG entre 2024 y 2035 muestra un crecimiento acelerado en los primeros años, pasando de 6,56 TWh en 2024 a 10,77 TWh en 2025, y alcanzando un máximo de 11,79 TWh en 2029. A partir de este año, la generación se mantiene prácticamente constante hasta 2035, sin nuevas incorporaciones al sistema, lo cual se ha supuesto considerando todos los proyectos actualmente en proceso de acceso abierto.

En el contexto del análisis de proyección de compensaciones, se evalúan los incentivos que podría generar el régimen de precio estabilizado para la incorporación de sistemas de almacenamiento en proyectos solares. Para ello, junto al desarrollo de los escenarios propuestos en el capítulo 6, se plantea un ejercicio comparativo que permite observar el impacto del almacenamiento en los ingresos de un proyecto.

En cuanto a la composición de la generación, la tecnología predominante es la fotovoltaica, representando la mayor parte de la inyección de energía con un aporte que crece desde 6 TWh en 2024 hasta 10 TWh a partir de 2029. Le sigue la hidroeléctrica, con una contribución constante de 1 TWh anual. La energía eólica no registra aportes importantes, mientras que la termoeléctrica tampoco presenta participación considerable respecto a la tecnología solar.

### Generación anual proyectada



**Figura 25 Generación anual proyectada considerando los proyectos futuros en proceso de declaración en construcción y acceso abierto**

## 4.2 Proyección de compensaciones por precio estabilizado

Para la proyección de compensaciones, se recopilaron los precios obtenidos a partir de la salida del modelo del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre de 2024, elaborado por la CNE; específicamente los costos marginales esperados para el período 2024-2035. Estos valores permiten la valorización de las inyecciones proyectadas en el horizonte de análisis.

Por otro lado, la proyección del PNCP y del Precio Estabilizado DS 88 requiere inicialmente replicar el cálculo de los precios de las barras nacionales y su correspondiente ajuste por banda.

El cálculo del PNCP se realiza para cada barra, valorizando su energía proyectada para los 48 meses posteriores al inicio del período de vigencia. El precio resultante se obtiene como la relación entre la valorización de la energía de cada barra y la suma total de dicha energía. Posteriormente, estos valores se utilizan para aplicar el ajuste por banda.

El ajuste por banda de precios se llevó a cabo replicando el procedimiento de cálculo del Precio Medio Básico (“PMB”), una proyección constante del Precio Medio de Mercado (“PMM”) durante todo el horizonte de evaluación, basado en el promedio observado para el año 2024, y el cálculo del Precio Medio Teórico (“PMT”), definido como la razón entre la energía valorizada al PNCP y la misma energía valorizada. En la siguiente figura se pueden observar los parámetros más importantes para cada año, con los que se ajustaron los PNCP, donde se puede observar que con un PMM constante y la tendencia al alza del PMB y PMT, que, en conjunto, disminuyen el factor de ajuste único de los PNCP gradualmente.

### Parámetros ajuste de banda PNCP

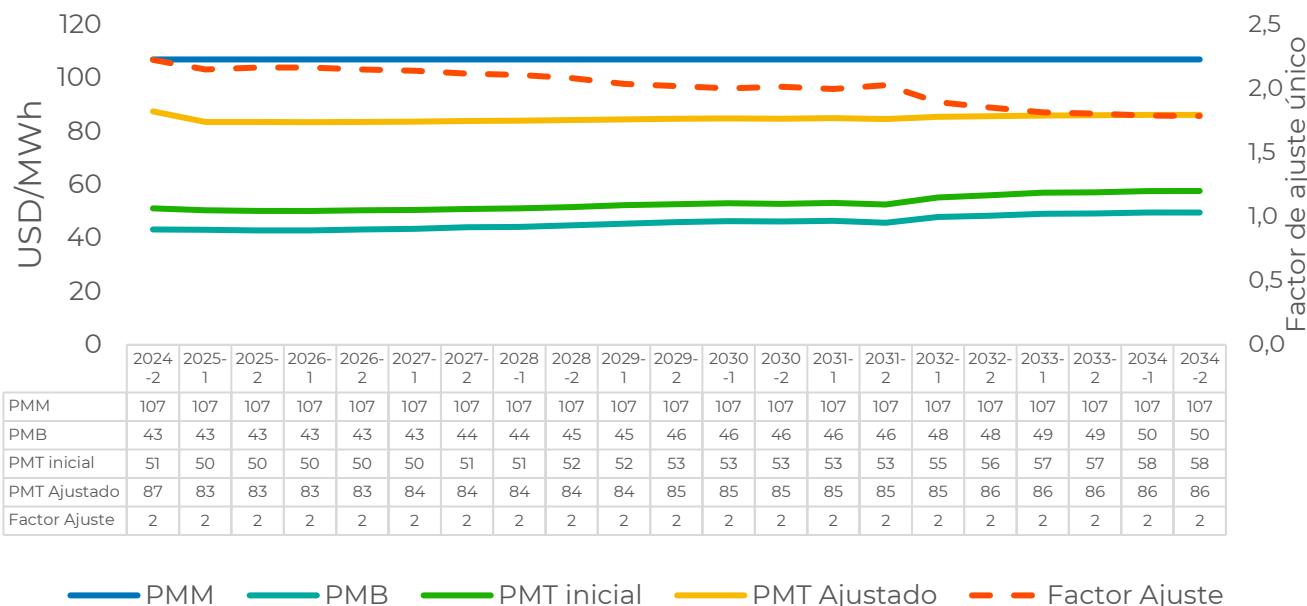


Figura 26 Proyección de parámetros para el ajuste de PNCP para el período 2024 a 2034

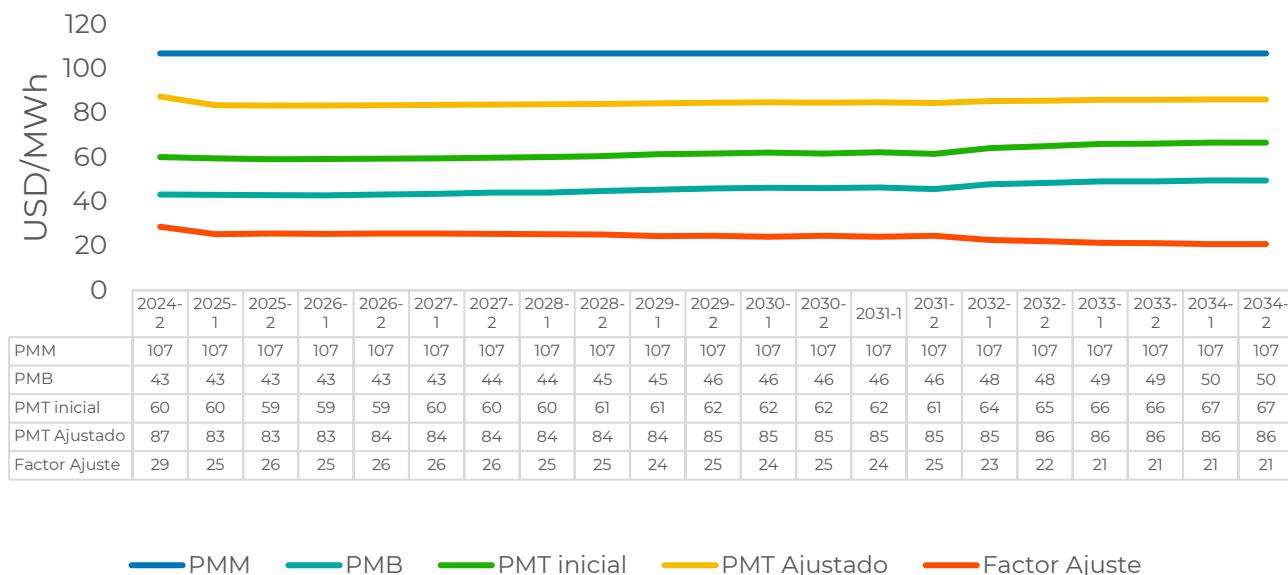
El proceso de ajuste consiste en determinar la banda de precios en función del PMB y el PMM, estableciendo el nivel al que debe converger el PMT. En caso de que el PMT no se encuentre dentro de la banda de precios, se realiza una iteración en la que los PNCP son escalados por un factor único hasta que el PMT ingrese dentro de los límites establecidos. De este modo, el

precio de nudo ajustado corresponde al valor que garantiza el cumplimiento de la banda de precios.

Por otra parte, el cálculo del Precio Estabilizado DS 88 sigue una metodología similar a la utilizada para el PNCP, con la diferencia de que la valorización de la energía se realiza en intervalos horarios y considerando la distinción entre días hábiles y no hábiles.

Para el ajuste del precio estabilizado, se debe determinar la banda de precios del PMT y aplicar una iteración para ajustar los precios originales. En este caso, el ajuste consiste en adicionar un único término a los precios estabilizados por intervalos hasta lograr que el PMT se sitúe dentro de la banda de precios establecida. Los resultados de los parámetros más importantes con los que se ajustaron los precios estabilizados por intervalos del Decreto 88 se encuentran a continuación. Se destaca que se tiene la misma tendencia para los parámetros PMB y PMT, ya que se utilizan los mismos costos marginales esperados, como también, la disminución del factor de ajuste único, que, en este caso, es un factor que se adiciona.

### Parámetros de ajuste de banda DS 88



**Figura 27 Proyección de parámetros para el ajuste de precios estabilizados por intervalos horarios para el periodo 2024 a 2034**

Luego de este proceso de ajuste por banda se obtuvieron los precios finales a aplicar para cada semestre de los años en los que se proyectan las compensaciones anuales por precio estabilizado, tanto para el régimen de precio del Decreto 244 (PNCP) como para el del Decreto 88 (Precio Estabilizado DS 88). De esta manera, en la siguiente figura se presentan los resultados, para 3 barras representativas del SEN (Cardones 220, Quillota 220 y Puerto Montt 220), con los precios pre y post ajuste por banda de precios.

En cuanto a los resultados obtenidos para el PNCP, se observa una pequeña tendencia al alza en los valores proyectados sin ajustar a lo largo del período analizado. Antes del ajuste por banda, los precios de Quillota y Cardones 220 mantienen valores cercanos, mientras que Puerto Montt 220 registra valores más bajos. Luego del ajuste, se aprecia la misma tendencia, pero con valores superiores, gracias al efecto multiplicativo del factor único. Se destaca que el factor único de ajuste semestral disminuye a lo largo del período, lo que afecta al nivel de precios del PNCP.

### Comparación PNCP con y sin banda

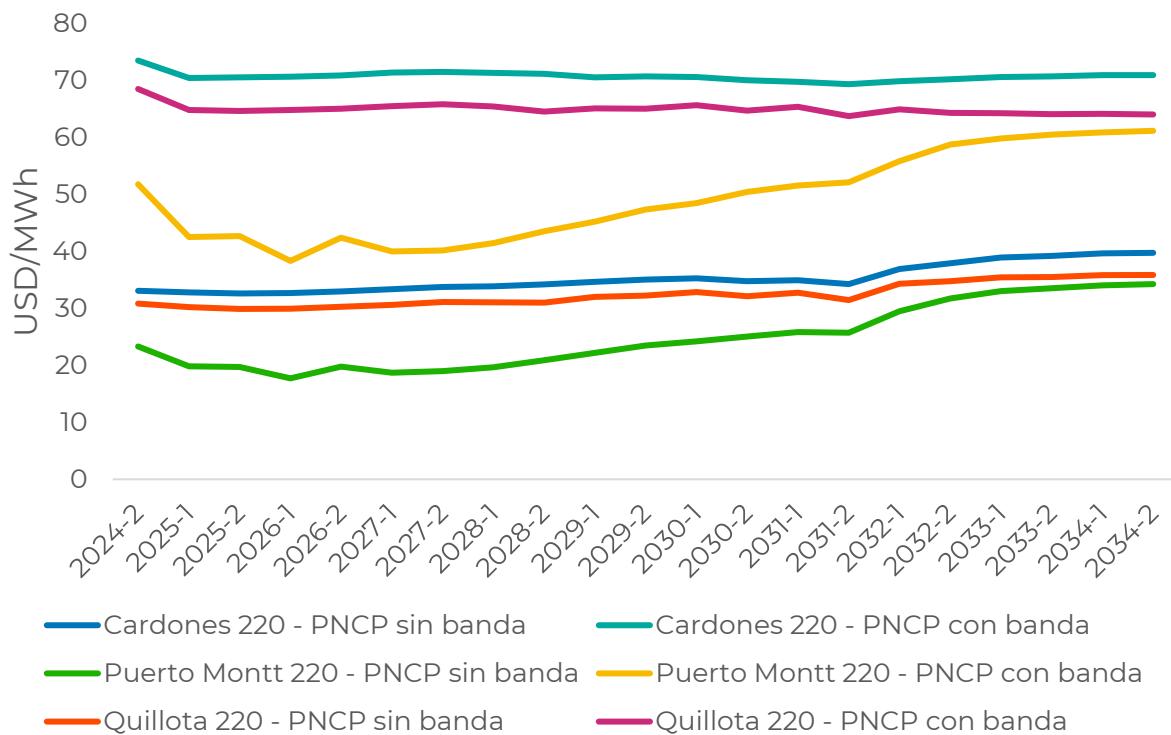


Figura 28 Proyección de PNCP para las barras Cardones, Quillota y Puerto Montt 220

Por otra parte, el Precio Estabilizado DS 88, calculado con base en intervalos horarios y diferenciando entre días hábiles y no hábiles, sigue un comportamiento similar, con valores significativamente mayores tras el ajuste.

## Comparación DS 88 vs DS 88 ajustado Cardones

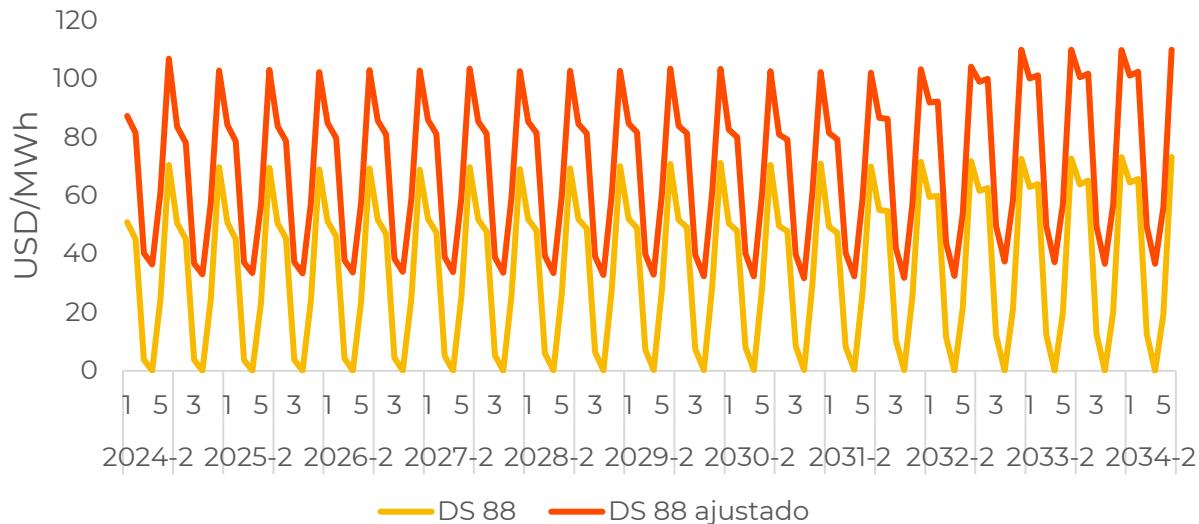


Figura 29 Proyección de precios estabilizados por intervalos horarios para las barras Cardones 220

## Comparación DS 88 vs DS 88 ajustado Quillota

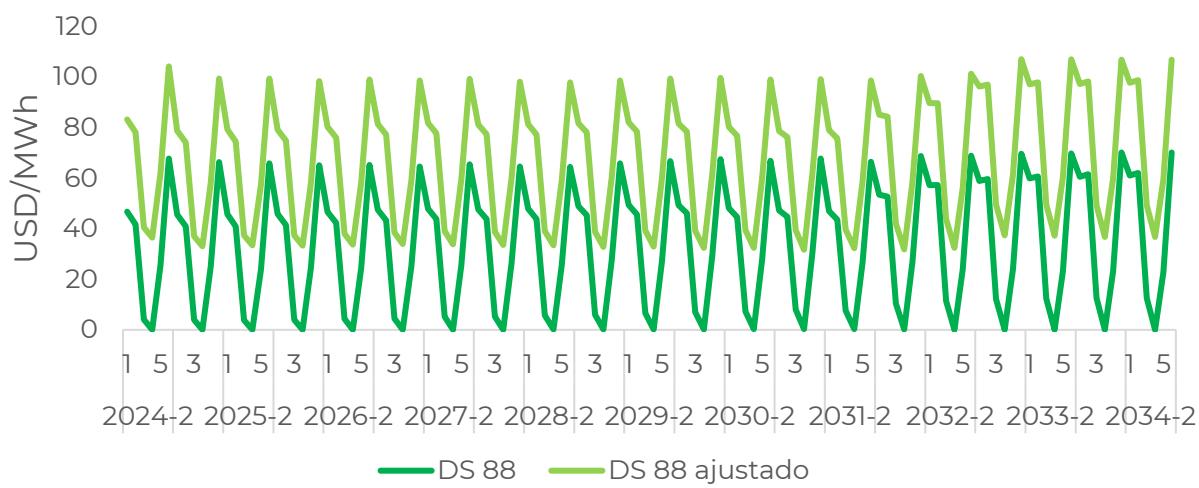
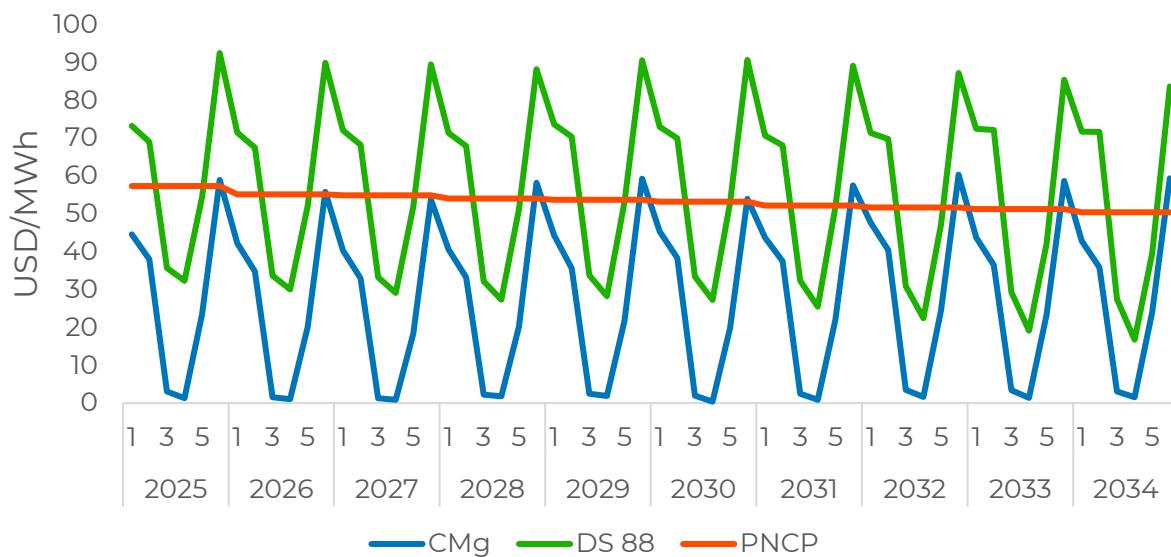


Figura 30 Proyección de precios estabilizados por intervalos horarios para las barras Quillota 220

De esta manera, con la intención de comparar los distintos precios proyectados con los que se valorizarán las inyecciones de PMGD y PMG, en la siguiente figura se comparan los precios promedios por intervalos de cada año, tanto para el CMg, como para los precios estabilizados (PNCP y Precio Estabilizado DS 88). Se puede observar claramente el gran margen que se produce entre ambos precios estabilizados y el CMg durante los intervalos solares, en el que el CMg prácticamente mantiene un nivel de 0 USD/MWh, mientras que el Precios Estabilizado

DS 88 mantiene un nivel de 30 USD/MWh y el PNCP prácticamente duplica este valor. Además, se puede apreciar que, en promedio, el costo marginal por intervalos no logra superar estos precios estabilizados, lo que indica compensaciones favorables para las centrales PMG y PMGD adscritas a un régimen de precio estabilizado.

### Precios promedios por intervalo



**Figura 31 Proyección de precios promedios por intervalos para CMg y Precio Estabilizado DS 88 y PNCP utilizados para las centrales**

En este sentido, se valorizaron las inyecciones de todas las centrales PMG y PMGD, tanto existentes como futuras con alta probabilidad de conexión al SEN. Para las centrales existentes, se consideró la última información disponible sobre la opción de remuneración declarada por cada una. En el caso de las centrales futuras, se asumió que aquellas que hayan obtenido su declaración en construcción antes de octubre de 2022 se acogen al régimen transitorio de remuneración DS N°244, mientras que las que la obtuvieron con posterioridad se acogen al régimen del DS N°88. Además, **para este estudio, no se considera uso de almacenamiento o cambios de régimen de remuneración**. Bajo dicho supuesto, se estima que las compensaciones proyectadas ascenderían a aproximadamente 497 millones de dólares en el año 2025, incrementándose progresivamente hasta alcanzar los 526 millones de dólares hacia 2034. Estas cifras consideran exclusivamente las transferencias económicas derivadas de los mecanismos de estabilización de precios, excluyendo los ingresos percibidos bajo el esquema de costo marginal, los cuales no constituyen compensaciones conforme a la normativa vigente.

En cuanto a la desagregación por régimen, los resultados indican que las compensaciones por el mecanismo de estabilización de precio del Decreto 244, correspondiente al PNCP,

mantendrán niveles favorables para las centrales PMGD y PMG, con una leve tendencia al alza con el paso de los años. En términos numéricos, estas compensaciones aumentarían de 456 millones de dólares en 2025 a 464 millones de dólares en 2034, reflejando una subida acumulada de aproximadamente 5% en el período analizado.

Por otra parte, las compensaciones bajo el régimen de precio estabilizado por intervalos horarios del Decreto 88 experimentarían un aumento debido a la entrada progresiva de nuevas centrales PMGD y PMG al SEN, pasando de 41 millones de dólares en 2025 a 62 millones de dólares en 2034.

Finalmente, los ingresos bajo el régimen de valorización de inyecciones al CMg muestran valores sustancialmente inferiores en comparación con los regímenes de precio estabilizado. A lo largo del período proyectado, estos ingresos oscilan entre 24 y 26 millones de dólares, evidenciando una diferencia importante de los ingresos en este esquema de remuneración frente a las compensaciones obtenidas por los regímenes de precio estabilizado.

#### Ingresos anuales por régimen de remuneración

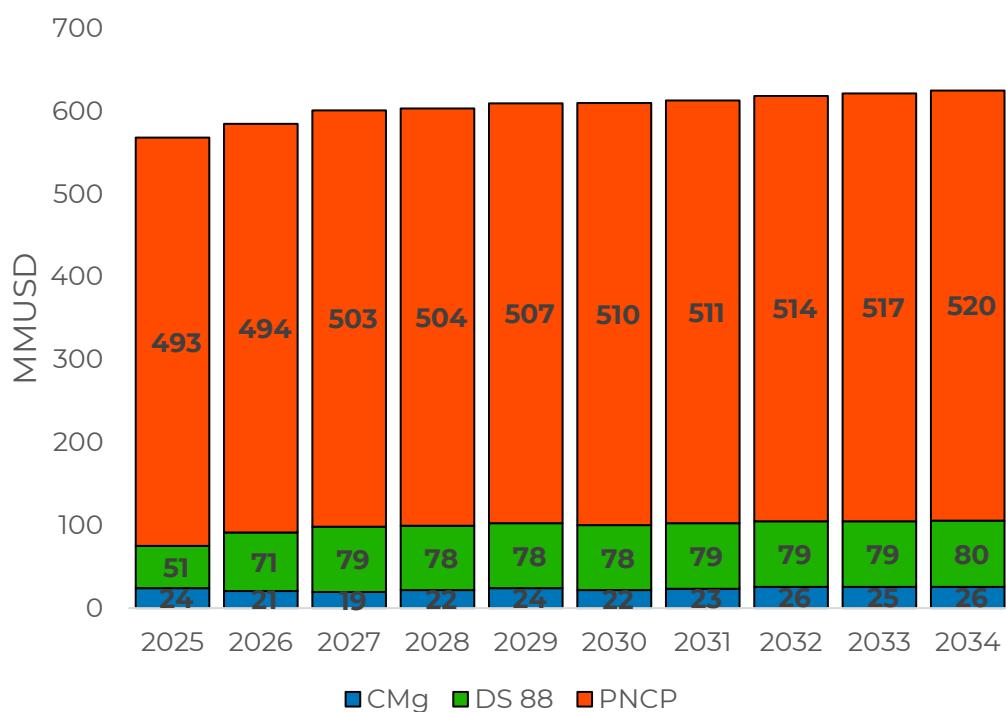


Figura 32 Ingresos anuales por régimen de remuneración para los años 2025 a 2034

### Compensaciones por remuneración

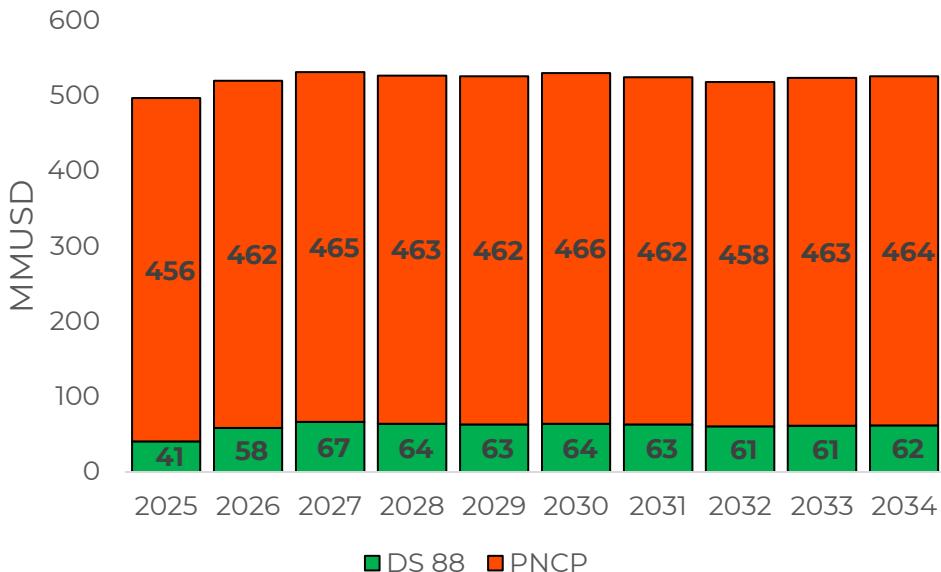


Figura 33 Compensaciones anuales por régimen de remuneración para los años 2025 a 2034

Al descomponer las compensaciones proyectadas según la tecnología de generación, se puede observar que la tecnología solar fotovoltaica es la tecnología predominante a lo largo del período proyectado, representando la mayor parte de las compensaciones anuales bajo los regímenes de precio estabilizado. En 2025, la tecnología fotovoltaica alcanza un valor de 481 millones de dólares, creciendo hasta 512 millones de dólares en 2027, para luego iniciar una tendencia gradualmente creciente, alcanzando un nivel de 508 millones de dólares en 2034. Este comportamiento refleja tanto la entrada progresiva de nuevas centrales en los primeros años como un aumento constante de las compensaciones a medida que los mecanismos de estabilización de precio (Precio Estabilizado DS 88 y PNCP) tienden al alza.

Por otro lado, la tecnología hidroeléctrica mantiene una participación estable en el sistema, con compensaciones que oscilan entre 10 y 11 millones de dólares a lo largo del período, sin presentar cambios significativos. La energía eólica, en contraste, tiene una participación marginal con valores constantes entre 3 y 4 millones de dólares anuales, dado al poco desarrollo proyectado de estas tecnologías.

Finalmente, la generación termoeléctrica exhibe los valores más bajos, con compensaciones que fluctúan entre 3 y 4 millones de dólares, lo que sugiere que este tipo de tecnología tiene una relevancia mínima en el esquema de remuneración de precios estabilizados. En conjunto, los resultados evidencian que la generación fotovoltaica domina ampliamente las

compensaciones, mientras que las demás tecnologías mantienen una participación secundaria y estable a lo largo del horizonte de análisis.

### Compensaciones por tecnología

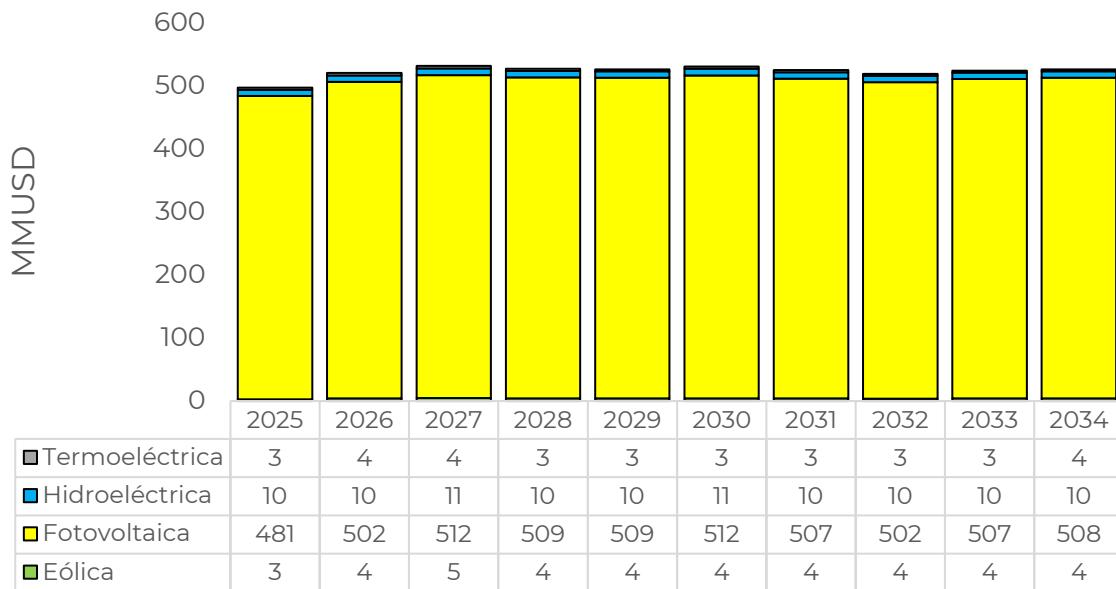


Figura 34 Compensaciones anuales proyectadas por tecnología

El análisis de las compensaciones horarias evidencia que el principal problema se encuentra en el bloque solar, explicado a grandes rasgos por la sobreoferta de proyectos de esta tecnología. Además, esta situación se debe a la amplia diferencia entre el CMg y los precios estabilizados establecidos por el Decreto 244 y el Decreto 88, generando un monto importante de compensaciones positivas en ciertas horas del día. Como resultado, las compensaciones del bloque solar alcanzan valores elevados y similares en los distintos años, reflejando la falta de incentivos para diversificar la generación PMGD y PMG y distribuir mejor la oferta de energía a lo largo del día.

En contraste, en los bloques de la tarde y nocturnos, no se presentan los mismos problemas. Las compensaciones en estos períodos muestran valores más equilibrados y estables, indicando que no existe una saturación tecnológica ni una sobreoferta significativa en estos horarios. Esto sugiere que el esquema actual de compensaciones favorece desproporcionadamente la inyección de energía solar, sin una señal económica clara que fomente la integración de otras tecnologías para desplazar parte de la generación a distintos bloques horarios.

En definitiva, el comportamiento de las compensaciones horarias confirma que el principal desafío del régimen de precios estabilizados se encuentra en la concentración de generación solar durante el día, lo que podría llevar a ajustes futuros en los mecanismos de remuneración

o a la necesidad de incentivar a este tipo de centrales a optar por alguna especie de régimen alternativo.

### Compensaciones horarias por año

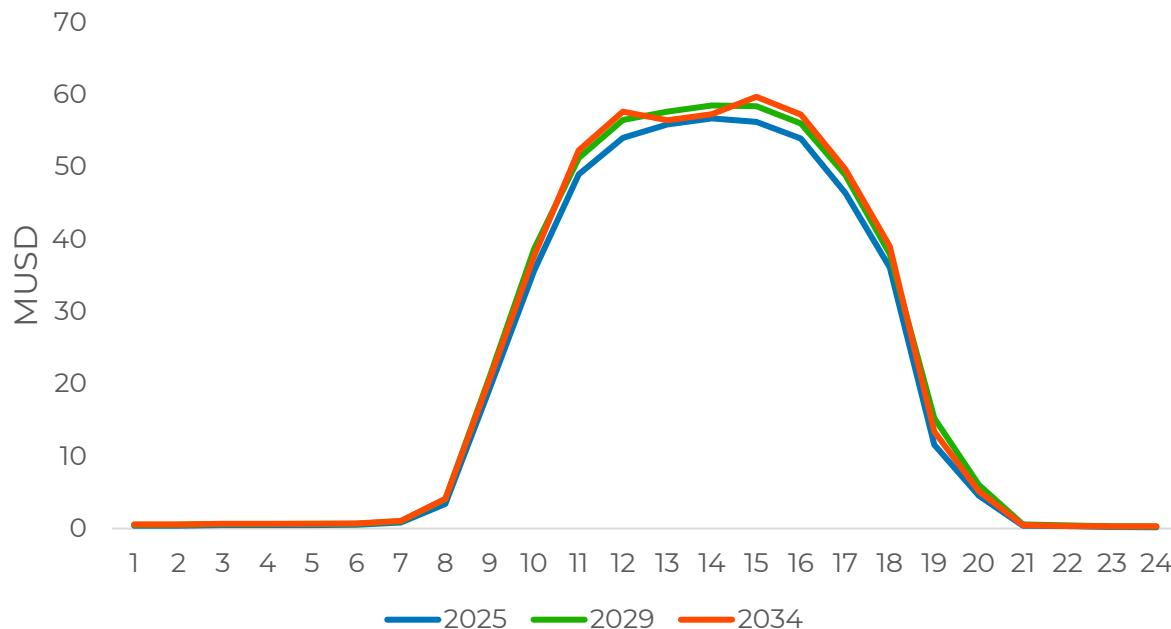


Figura 35 Compensaciones horarias por año 2025, 2029 y 2034

### 4.3 Síntesis y desafíos del régimen vigente

Las proyecciones desarrolladas en este capítulo muestran que las compensaciones por precio estabilizado aumentarán llegando a niveles cercanos a los 500 millones de dólares anuales durante el período 2025–2034. Este comportamiento se explica por la incorporación progresiva de proyectos PMGD y PMG, en su mayoría solares fotovoltaicos, cuya operación coincide con el bloque horario de menor costo marginal, lo que genera compensaciones positivas bajo ambos regímenes de precios estabilizados (Decreto 244 y Decreto 88).

El análisis confirma que el principal desafío del esquema vigente se concentra en el bloque solar, donde la diferencia entre el precio estabilizado y el costo marginal alcanza sus valores más altos y persistentes. Esta situación refuerza la necesidad de revisar el diseño actual del régimen de remuneración, con el objeto de mitigar sus efectos económicos y operacionales. En este contexto, el capítulo siguiente presenta propuestas y alternativas regulatorias orientadas a adecuar el régimen vigente a las condiciones actuales del sistema eléctrico.

## 5 Alternativas al régimen de precio estabilizado

Tal como se detalló en los capítulos anteriores, el crecimiento de los PMGD ha provocado un aumento significativo de las compensaciones por precio estabilizado. Asimismo, las congestiones observadas en el último período junto con una sobreoferta de generación solar en el centro norte del SEN han dado lugar a un elevado número de horas con precios cercanos o iguales a 0 USD/MWh, lo que ha ampliado el margen entre el régimen de valorización de inyecciones al CMg y los regímenes de precio estabilizado en los últimos años. Este mayor margen, a su vez, se traduce directamente en un incremento adicional de las compensaciones por precio estabilizado.

Además de esta problemática asociada a la desviación sistemática respecto de los precios en el mercado spot, el cálculo de los precios estabilizados, tanto el Precio Estabilizado DS 88 como el PNCP, considera un ajuste por banda del Precio Medio de Mercado que exacerba la distorsión de los niveles de precios de energía. Por una parte, el mecanismo de ajuste por banda combina —y compara integradamente— energía y potencia, en circunstancias que la potencia ya se remunera en el mercado spot de acuerdo con las reglas generales que se aplican a cada tecnología de generación, lo cual sugiere, incluso, que podría existir un doble pago de potencia. Por otra, y tal como se describió en la sección sobre antecedentes normativos, el ajuste por banda añade un margen asociado a riesgos de comercialización, congestión y vertimientos, que no están presentes en el caso de los PMGD.

En el sentido de abordar estas problemáticas, a continuación, se evalúan distintas alternativas y escenarios para estimar los posibles efectos sobre el sistema.

### 5.1 Escenarios y supuestos evaluados

En esta sección se exploran distintas configuraciones del régimen de remuneración para los proyectos PMGD y PMG con el objetivo de conocer los impactos en sus ingresos y en las compensaciones por precio estabilizado del SEN. Se evalúan alternativas que incluyen la mantención del régimen actual, la migración de los proyectos PMG y PMGD hacia contratos de suministro regulado y la modificación de los precios asociados a los esquemas de valorización de precio estabilizado.

Los escenarios desarrollados en este estudio consideran tanto las centrales actualmente acogidas a los regímenes de Precio Estabilizado como aquellas nuevas instalaciones con alta probabilidad de conexión al SEN, las cuales se consideran bajo el régimen DS N°244 o DS N°88, de acuerdo con los criterios previamente definidos. Es importante destacar que el análisis no contempla la implementación de sistemas de almacenamiento ni modificaciones posteriores en la opción de régimen de remuneración definidas para las centrales.

Para los escenarios con contratación regulada, el foco se centra exclusivamente en la demanda del bloque diurno, debido a su mayor coincidencia con la oferta de generación PMGD y PMG solar.

Sobre la base de estos supuestos, se desarrollan los siguientes escenarios de análisis:

- Escenario “Business-as-usual (BAU)”:** Este escenario representa la continuidad del régimen actual, siendo el punto de comparación del resto de escenarios. Los MGPE acogidos al precio estabilizado del Decreto 244 (PNCP) —extendido por el artículo segundo transitorio del Decreto 88— mantienen la valorización de sus inyecciones al PNCP hasta el año 2034. En paralelo, los nuevos proyectos que no alcanzaron a optar por dicho régimen transitorio de valorización mantienen la valorización de sus inyecciones al Precio Estabilizado DS 88. A partir de 2035, todos los MGPE operan de acuerdo con el régimen de valorización al Precio Estabilizado DS 88.



**Figura 36 Esquema temporal de supuestos para el escenario BAU**

- Escenario “Migración a contratación”:** Se analiza una alternativa consistente en adjudicar las necesidades de suministro regulado del bloque solar bajo un esquema de licitación orientada a MGPE, fundamentada en las necesidades de suministro regulado que se proyectan al corto y mediano plazo y explorando los posibles impactos en el sistema de una migración a contratos de suministro regulado. Los proyectos acogidos al mecanismo de valorización de inyecciones al PNCP migran con prioridad, a partir de 2028, a un régimen de contratación con un precio plano supuesto de 45 USD/MWh<sup>113</sup>, basado en los resultados del proceso de contratación 2023/01. Cada adjudicatario suscribe un contrato de suministro con la empresa distribuidora en cuya zona de concesión se emplazan los PMGD de los cuales es titular, con un período de suministro de 10 años.

<sup>113</sup> Dentro de los precios ofertados en la licitación 2023/01 por generadoras para el bloque solar se encuentran 56,679 USD/MWh por parte de Enel Generación; 44,2 USD/MWh por parte de GR Power; y 45 USD/MWh por parte de Inv. Frontera Sur.



Figura 37 Esquema temporal de supuestos para el escenario Migración a contratación

- 3. Escenario “Reforma sin banda”:** Este escenario mantiene las condiciones del BAU, pero, a partir de 2026, la valorización de las inyecciones se realiza mediante el Precio Básico de Energía, es decir, un precio estabilizado sin ajuste por banda. Adicionalmente, desde 2035 se modifica el sistema de remuneración del precio estabilizado, reemplazándolo por un costo marginal estabilizado, conforme a las reglas generales del mercado eléctrico. El objetivo es asegurar liquidez para los proyectos, generando compensaciones neutras año a año a través de un esquema de reliquidación que compense las diferencias acumuladas durante el período. En términos prácticos, los proyectos pasan a ser remunerados por sus inyecciones a costo marginal, pero de manera amortiguada en el tiempo. Este escenario se plantea como una alternativa para eliminar la distorsión generada por el ajuste por banda, manteniendo a partir del 2035 un esquema de estabilización, pero con efecto estrictamente neutral.

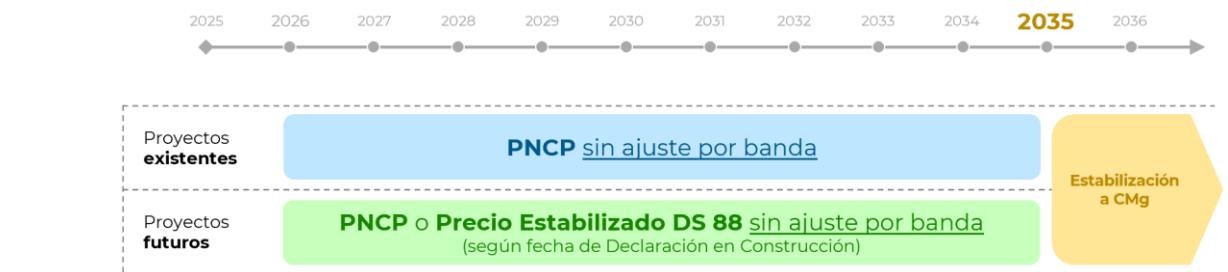


Figura 38 Esquema temporal de supuestos para el escenario Reforma sin banda

- 4. Escenario “Migración sin banda”:** Este escenario combina la migración a contratación regulada y la eliminación del ajuste por banda. A partir de 2026, los proyectos que no resulten adjudicados en el proceso de contratación valorizan sus inyecciones al Precio Básico de Energía, es decir, un precio estabilizado por intervalos

horarios sin ajuste por banda, en lugar de mantener el precio estabilizado correspondiente.

Adicionalmente, desde 2035, se incorpora un régimen de costo marginal estabilizado. El objetivo de este escenario es analizar el impacto combinado de eliminar el ajuste por banda y migrar parte de los proyectos a contratos de suministro regulado.



**Figura 39 Esquema temporal de supuestos para el escenario Migración sin banda**

Respecto al nivel de competencia de los escenarios con contratación regulada, éste depende principalmente de la relación entre la oferta proyectada de inyecciones de MGPE y la demanda de suministro regulado. Cuando la oferta supera ampliamente la demanda de suministro, se configura un entorno competitivo en el que los proyectos deben competir activamente para ser adjudicados. En cambio, cuando la oferta es similar o inferior a la demanda, las condiciones de competencia se debilitan, lo que puede influir en los precios adjudicados y en el ritmo de suscripción de contratos.

Adicionalmente, las condiciones de competencia pueden verse influenciadas por factores geográficos. En particular, no todos los MGPE necesariamente podrán celebrar contratos con las distribuidoras de su zona, debido a posibles descalces entre los puntos de inyección y las áreas de demanda regulada. Esta falta de coincidencia espacial puede limitar la participación efectiva de ciertos proyectos en los procesos de adjudicación. Incluso, en determinadas regiones, la demanda regulada podría superar la capacidad de generación local, lo que implicaría recurrir a otros mecanismos complementarios de abastecimiento.

Con el objeto de evaluar los impactos de largo plazo de cada escenario, la proyección de ingresos y compensaciones se extendió hasta el año 2044. Para ello, se consideró como supuesto base la replicación de los costos marginales esperados del año 2034, informados en las proyecciones del PNCP de 2024-2, permitiendo así una estimación coherente más allá del período de vigencia del régimen transitorio de valorización al PNCP previsto en el artículo segundo transitorio del Decreto 88.

Tabla 2 Caracterización de los escenarios analizados

Escenario	Motivo	Régimen de remuneración	2025	2026-2034	2035-2044
<b>Business-as-usual (BAU)</b>	Escenario de referencia, evolución proyectada según reglamentación actual	PNCP	Se mantiene PNCP		Cambio a Precio Estabilizado DS 88
		Precio Estabilizado DS 88	Se mantiene Precio Estabilizado DS 88		
		Contrato	Sin contratación		
<b>Migración a contratación</b>	Se plantea en el contexto del término de contratos de suministro regulado	PNCP	Se mantiene PNCP, a la espera de contratación		Cambio a Precio Estabilizado DS 88
		Precio Estabilizado DS 88	Se mantiene en Precio Estabilizado DS 88, a la espera de contratación		
		Contrato	Se contratan los proyectos necesarios para cubrir la demanda del bloque solar a 10 años a 45 USD/MWh. Al finalizar pasa a Precio Estabilizado DS 88		
<b>Reforma sin banda</b>	Propuesta basada en los costos marginales esperados o precios básicos de energía, eliminando la distorsión del ajuste por banda	PNCP	Se mantiene PNCP	Se mantiene PNCP, pero sin ajustes por banda	Cambio a remuneración por costo marginal estabilizado
		Precio Estabilizado DS 88	Se mantiene Precio Estabilizado DS 88	Se mantiene Precio Estabilizado DS 88, pero sin ajustes por banda	Cambio a remuneración por costo marginal estabilizado
		Contrato	Sin contratación		
<b>Migración sin banda</b>	Combinación de contratación y eliminación de ajuste por banda	PNCP	Se mantiene PNCP, a la espera de contratación	Se mantiene PNCP, pero sin ajuste por banda y a la espera de contratación	Cambio a remuneración por costo marginal estabilizado

Escenario	Motivo	Régimen de remuneración	2025	2026-2034	2035-2044
		Precio Estabilizado DS 88	Se mantiene Precio Estabilizado DS 88, a la espera de contratación	Se mantiene Precio Estabilizado DS 88, pero sin ajuste por banda y a la espera de contratación	Cambio a remuneración por costo marginal estabilizado
		Contrato	Se contratan los proyectos necesarios para cubrir la demanda del bloque solar a 10 años a 45 USD/MWh. Al finalizar pasa a costo marginal estabilizado (luego de 2034)		

## 5.2 Necesidades de suministro regulado y contratación PMGD/PMG

Para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a los clientes regulados, las concesionarias del servicio público de distribución deben contar con contratos de suministro resultantes de procesos de licitación pública, conforme a lo establecido en el artículo 131° de la LGSE. La CNE diseña, coordina y dirige estos procesos con el objetivo de garantizar la disponibilidad de contratos de largo plazo que brinden estabilidad a las tarifas y fomenten la competencia en el sector eléctrico.

Con base en este marco normativo, en las secciones siguientes se revisan los análisis publicados por la CNE respecto de las necesidades de suministro regulado por distribuidora y la generación PMGD vinculada a éstas.

### 5.2.1 Informe anual de licitaciones

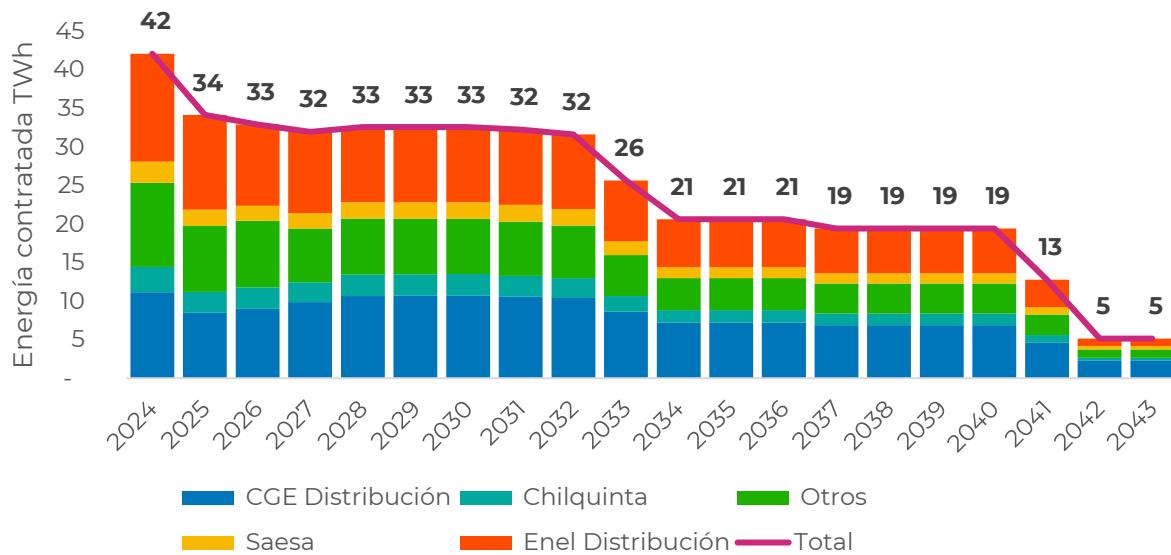
Uno de los instrumentos clave en esta materia es el Informe de Licitaciones para clientes regulados que anualmente elabora la CNE, en el cual evalúa la necesidad de realizar licitaciones de suministro eléctrico, con el objetivo de asegurar su abastecimiento en el corto, mediano y largo plazo. Esta evaluación se realiza sobre la base de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución y del análisis de la oferta potencial de energía disponible en el sistema eléctrico.

Este documento consolida así los antecedentes técnicos y regulatorios que fundamentan la determinación de nuevos procesos licitatorios, en caso de ser necesarios, considerando tanto

la evolución del consumo proyectado como eventuales situaciones especiales que puedan impactar la contratación de suministro.

En particular, en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2025 (“Informe CNE 2025”) —aprobado mediante la Resolución Exenta N°50 del mismo año— la CNE reveló que la cantidad de energía contratada, considerando las componentes variables, para el suministro regulado de energía, disminuye de manera relevante desde el año 2024, pasando de 42 TWh/año a 34 TWh/año al siguiente, por la caída de múltiples contratos de suministro antiguos<sup>114</sup>. Asimismo, se proyecta una nueva disminución relevante a partir del término de contratos de suministro de la licitación 2013/03 segundo llamado, que expirarán de forma escalonada en los años 2033 y 2034, reduciendo aproximadamente en 9 TWh/año la energía contratada.

### Energía contratada por distribuidora



**Figura 40 Nivel de contratación de suministro regulado proyectado de los contratos actuales**

Adicionalmente, el Informe CNE 2025 incorpora una proyección sobre el traspaso de clientes regulados a libres, utilizando la metodología de difusión de Bass<sup>115</sup>, debido al cambio en el límite de potencia para optar a ser cliente libre, reducido de 500 kW a 300 kW, conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N°58, de diciembre de 2024, de la CNE.

<sup>114</sup> Contratos correspondientes a Huemul Energía, María Elena Solar, Parque Eólico San Andrés, Copihue Energía, Cox Energía, y ER Verano Tres.

<sup>115</sup> Propuesto por Frank Bass en 1969, es una herramienta matemática utilizada para describir cómo los nuevos productos o innovaciones son adoptados en una población a lo largo del tiempo.

Sobre la base de dichas proyecciones de demanda y oferta contratada, se observa que existen necesidades de suministro no cubiertas a 2029 a nivel nacional, las cuales se incrementan considerablemente a partir del año 2033, generando una brecha importante en el mediano y largo plazo para la contratación de nuevos suministros destinados a clientes regulados.

### Proyección de la demanda

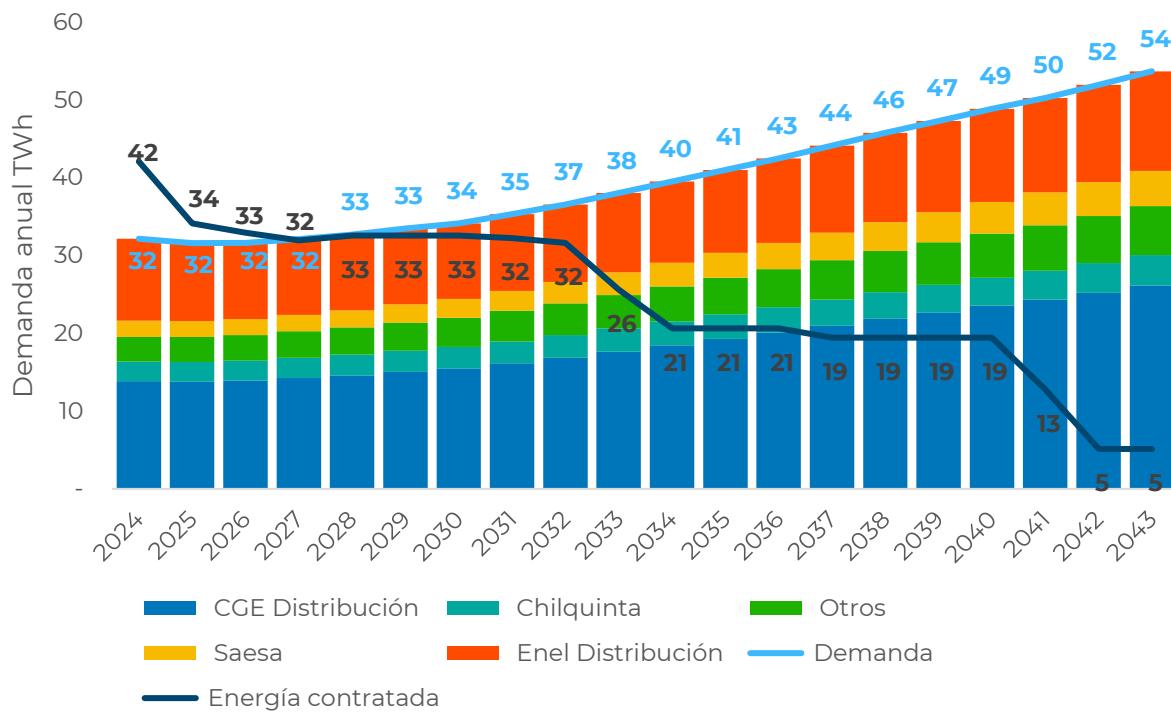


Figura 41 Previsión de la demanda 2024-2044 publicada por la CNE

Frente a esta brecha creciente de energía contratada, es fundamental que la componente base de los contratos de suministro asegure la cobertura íntegra de la demanda de cada concesionaria de distribución de electricidad, dejando las componentes variables de los distintos contratos de suministro para cubrir incrementos imprevistos en la demanda de energía, típicamente en un rango del 5% al 10% de la componente base. No obstante, la CNE considera que, en años donde los excedentes globales de energía superan las necesidades de suministro, una solución viable es cubrir dichas necesidades de suministro regulado mediante las componentes variables de contratación, así como a través del mecanismo de traspaso de excedentes de energía entre distribuidoras, conforme a lo establecido en el artículo 135º quáter de la LGSE.

En línea con estas consideraciones operativas y regulatorias, el Informe CNE 2025 expresa que, en el corto plazo (2024-2029), las necesidades de suministro pueden ser cubiertas mediante la componente variable de los contratos vigentes suscritos con las distribuidoras y a través del traspaso de excedentes entre ellas, dado que, durante 2024, 2025 y 2026 los

excedentes de energía contratada superarán con creces estas necesidades. Sin embargo, desde el año 2028 estos excedentes disminuirán considerablemente. Por esta razón, la CNE concluye que, para los años 2027, 2028 y 2029, se requerirá la celebración de nuevos contratos de suministro para clientes regulados.

A partir del año 2030, se prevén importantes necesidades de energía por parte de las distintas distribuidoras, ya que en ese año finalizará la vigencia de la mayoría de los contratos actuales, y, además, se proyecta un crecimiento significativo de la demanda desde entonces.

Es importante destacar que las distribuidoras con mayor necesidad de suministro, y que concentran la mayoría de la demanda del sistema, corresponden a CGE Distribución y Enel Distribución, representando entre un 67% y un 78%, dependiendo del año considerado.

Asimismo, la CNE realizó un análisis de la oferta potencial disponible para los próximos procesos licitatorios. En este sentido, utilizando supuestos de generación para los años futuros para las distintas tecnologías y analizando los niveles de contratación de cada empresa, la CNE informa que, de manera global, el SEN cuenta con altos márgenes de disponibilidad de energía para la contratación de suministro regulado. Sin embargo, esto no refleja necesariamente la situación particular de cada empresa, ni las restricciones específicas que estas deben considerar al definir su estrategia de contratación o plan de negocio.

**Tabla 3 Margen existente de contratación para licitaciones de suministro futuras proyectado por la CNE**

Año	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
<b>2024</b>	110.862	152.094	73%	41.232
<b>2025</b>	100.579	159.741	63%	59.162
<b>2026</b>	97.893	161.305	61%	63.412
<b>2027</b>	93.185	162.966	57%	69.782
<b>2028</b>	88.874	163.021	55%	74.147
<b>2029</b>	84.942	157.763	54%	72.822
<b>2030</b>	80.976	154.473	52%	73.497
<b>2031</b>	71.281	151.721	47%	80.440
<b>2032</b>	62.215	154.218	40%	92.003
<b>2033</b>	54.012	154.330	35%	100.319
<b>2034</b>	46.340	154.330	30%	108.150
<b>2035</b>	43.895	154.330	28%	110.436

Sobre la base de los antecedentes previamente analizados, la CNE proyecta la realización de distintos procesos de licitación de corto plazo, los cuales se enmarcan en las condiciones especiales de licitación. En este contexto, se informa la cantidad de energía anual, en su componente base, que deberá ser adjudicada para cada año.

Cabe destacar que los bloques de suministro contemplados en estos procesos tendrán períodos de suministro reducidos de cuatro años. No obstante, para los bloques adjudicados a partir del año 2029, se prevé que su licitación se realice bajo procesos regulares con horizontes contractuales de largo plazo.

Asimismo, la energía definida para estas licitaciones de corto plazo se presenta con carácter referencial, sin especificaciones detalladas respecto a la segmentación en zonas, sub-bloques o distribución por bloques horarios, dado que estos aspectos serán definidos en las bases de licitación correspondientes a cada proceso.

**Tabla 4 Energía proyectada a licitar por la CNE y su inicio de suministro**

Año de Adjudicación	Inicio de Suministro	Energía Base [GWh/año]
2025	2027	1.600
2026	2029	1.200
2026	2030	900
2026	2031	3.000
2027	2032	1.800
2027	2033	6.900
2028	2034	6.000

### 5.2.2 Estimación de necesidades de suministro y energía PMGD contratable

En complemento al análisis de procesos licitatorios de corto y largo plazo, y con el objetivo de estimar la energía potencialmente contratable a futuro por parte de las centrales PMGD en cada una de las distribuidoras del SEN, se llevó a cabo un análisis conjunto de las necesidades de suministro por distribuidora y de la generación PMGD asociada a cada una de ellas. Este ejercicio tiene como propósito adicional identificar oportunidades de contratación local que permitan que los retiros de energía asociados a contratos regulados con PMGD se encuentren referidos a la misma zona de inyección, evitando con ello efectos de desacople nodal entre barras. Esta consideración busca minimizar distorsiones económicas en la valorización y liquidación de energía, promoviendo una mayor coherencia entre la ubicación física de la generación y de los puntos de retiro para el suministro.

Como punto de partida, se estimó la energía correspondiente al bloque horario diurno que requeriría cada distribuidora anualmente. Para ello, se utilizaron las medidas horarias

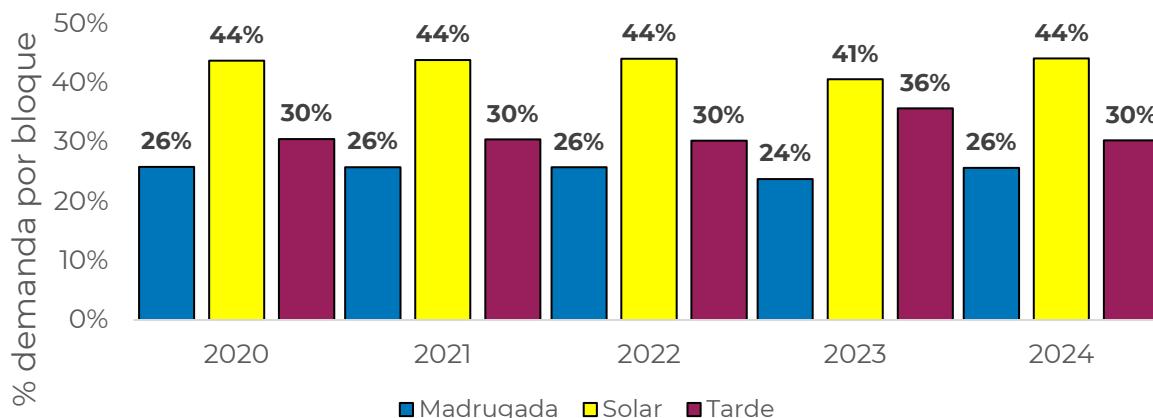
publicadas mensualmente por el CEN, asociadas al consumo de clientes regulados en cada área de concesión.

A partir de esta información, se calcularon los porcentajes de demanda en los distintos bloques horarios definidos en la licitación de suministro regulado más reciente, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

1. **Bloque horario A (Madrugada):** entre las 00:00 y 07:59 horas, y entre las 23:00 y 23:59 horas.
2. **Bloque horario B (Diurno):** entre las 08:00 y 17:59 horas.
3. **Bloque horario C (Nocturno):** entre las 18:00 y 22:59 horas.

Según los perfiles de consumo por bloque horario, se determinó que aproximadamente un 43% de la demanda regulada se concentra en el bloque horario B. En consecuencia, se considera que el 43% de la necesidad total de suministro regulado correspondería al bloque diurno, utilizándose este valor como base para la estimación de la demanda objetivo susceptible de ser cubierta mediante generación PMGD en dicho periodo horario.

### Proporciones de consumo en bloques horarios



**Figura 42 Proporción de demanda diaria para bloques horarios a partir de los registros de medidas horarias mensuales**

En segundo lugar, para estimar las necesidades de suministro regulado del SEN, se utilizaron datos públicos sobre la cartera de contratos vigente y proyectada, con el fin de determinar el nivel de contratación anual estimado para cada distribuidora. Complementariamente, se recurrió a la información contenida en el informe *Previsión de la Demanda Eléctrica 2024-2044*, para obtener el desglose detallado de la demanda anual por empresa concesionaria.

Adicionalmente, se asignó cada proyecto PMGD —tanto en operación como en desarrollo— a una distribuidora específica, con el propósito de vincular su generación estimada (según lo

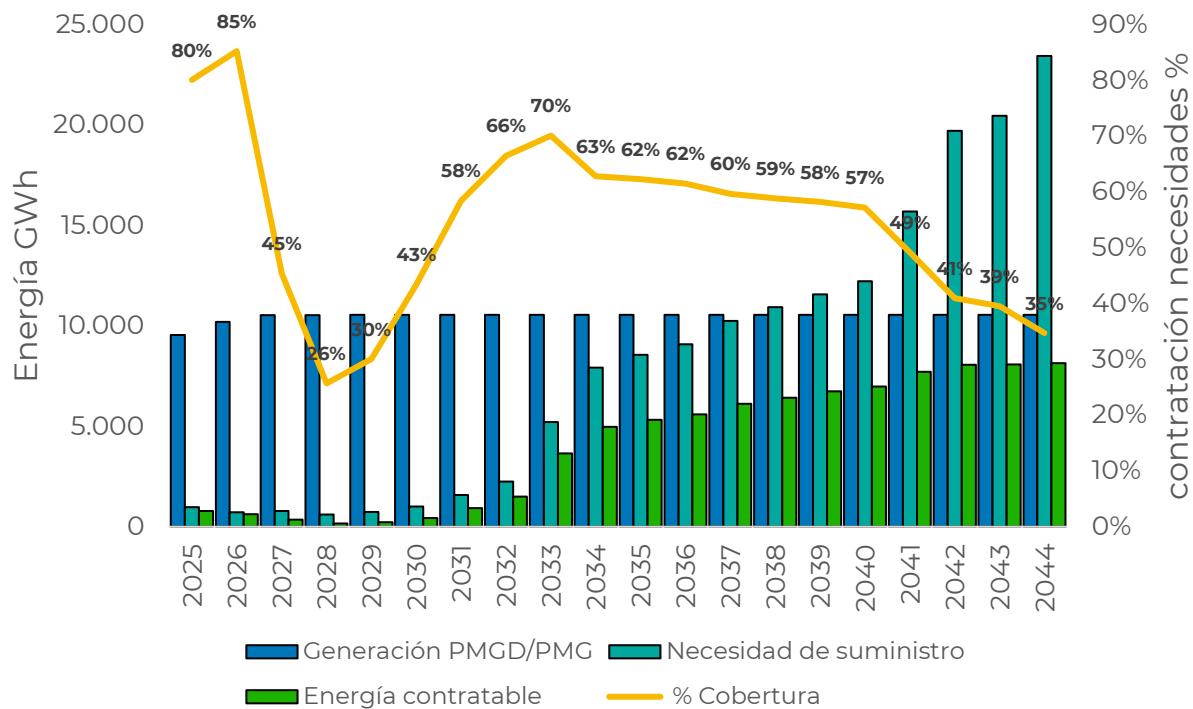
desarrollado en el capítulo anterior), a una concesionaria de distribución concreta. Bajo el supuesto de que cada distribuidora puede abastecer sus nuevos requerimientos de demanda únicamente con la energía generada al interior de su red de subestaciones primarias<sup>116</sup>, se estimó el volumen de energía potencialmente contratable a nivel local.

A partir de estas estimaciones, se comparó la necesidad anual de suministro de cada distribuidora con la generación estimada de los proyectos PMGD localizados dentro de su respectiva área de concesión. Este ejercicio permite dimensionar el grado de cobertura que podría alcanzarse bajo un esquema de contratación local, circunscrito a la energía generada al interior del área de concesión de cada distribuidora. Los resultados muestran que, si bien la demanda en bloque horario solar supera la generación PMGD proyectada a partir del año 2038, esta última no logra ser completamente contratada en ningún año del horizonte analizado. En particular, la cobertura estimada varía entre un 35% y un 70% de las necesidades anuales del bloque solar, dependiendo del año considerado, lo que evidencia una brecha significativa entre la oferta distribuida disponible y los requerimientos de suministro regulado.

---

<sup>116</sup> Para el caso de CGE Distribución se zonificaron tanto los consumos como la generación PMGD y PMG en las tres zonas geográficas definidas dentro de la licitación 2023/01.

## Evolución necesidades y contratación de suministro regulado



**Figura 43 Proyección de necesidades de suministro y energía PMGD/PMG contratable a nivel nacional**

Finalmente, la siguiente figura presenta el **tren proyectado de contratación a nivel de sistema** para el período 2028–2043, expresado en términos de generación total adjudicada bajo un régimen de suministro regulado. Esta curva representa la energía comprometida anualmente mediante contratos, considerando tanto las restricciones geográficas asociadas a las subestaciones primarias como los límites de cobertura definidos en los escenarios previamente analizados. A partir del año 2034, se consolida un volumen contratado cercano a los 5 TWh/año, alcanzando un máximo de 8,1 TWh/año hacia 2042–2043, lo que permitiría sostener un nivel de cobertura significativo de los requerimientos regulados proyectados para dicho horizonte.

## Nivel de contratación PMGD/PMG

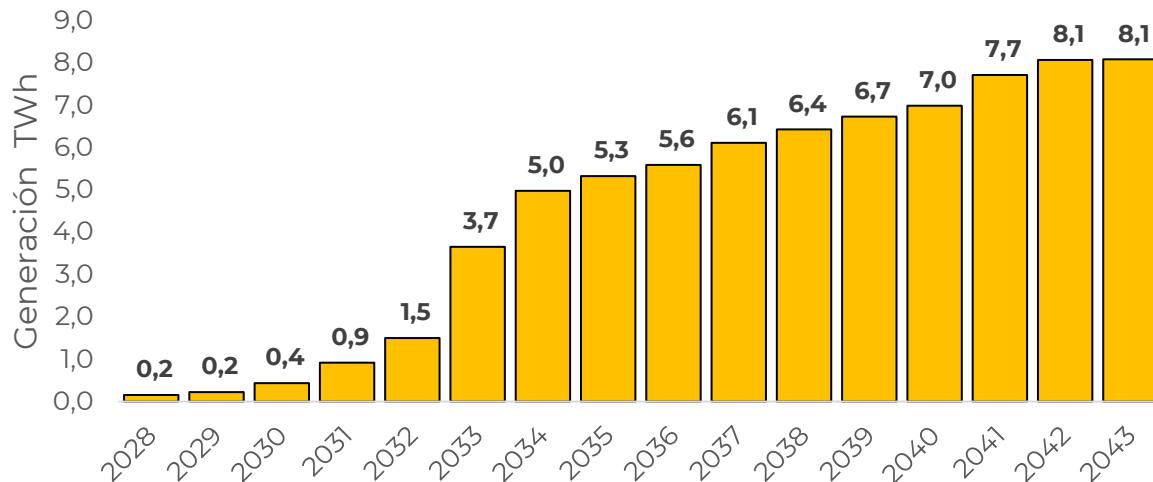


Figura 44 Tren de contratación proyectado para los proyectos PMGD/PMG

## 5.3 Resultados de los escenarios analizados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada una de las alternativas, en el marco del análisis de los regímenes de remuneración y contratación aplicables a proyectos PMGD y PMG. Cada subcapítulo detalla la evolución proyectada de los ingresos y compensaciones estimadas bajo los distintos esquemas de valorización, considerando tanto las condiciones vigentes como los cambios normativos y contractuales contemplados durante los años 2026 y 2035.

### 5.3.1 Escenario “Business-as-usual (BAU)”

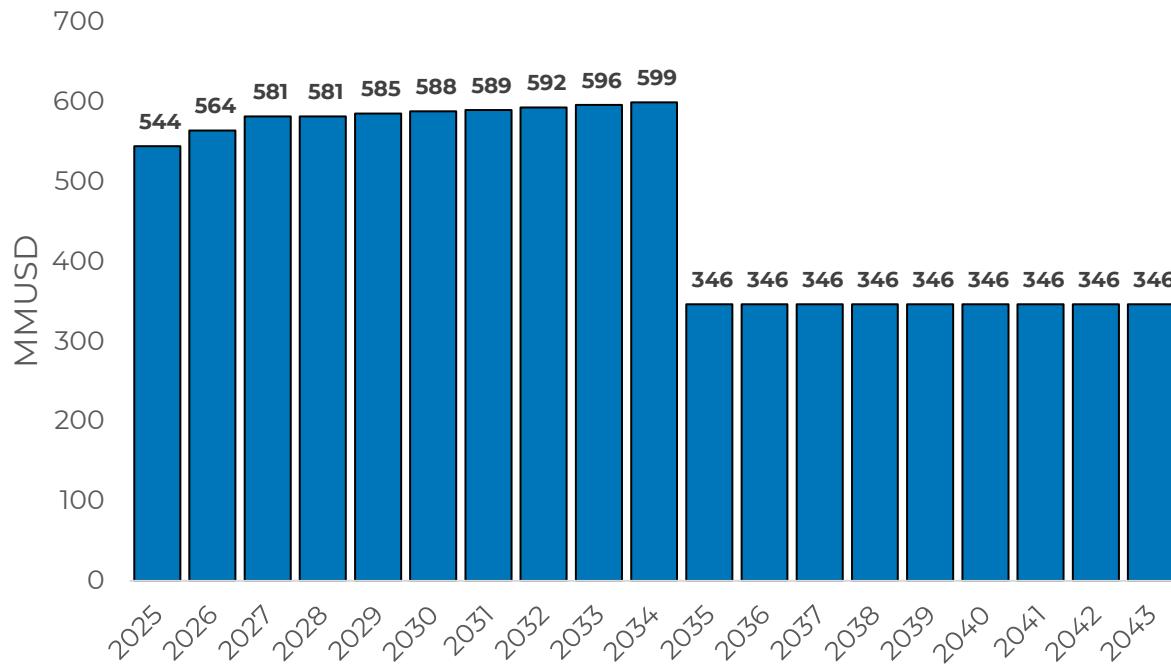
El escenario denominado “Business-as-usual (BAU)” representa la continuidad del régimen vigente y sirve tanto de línea base para efectos comparativos, como para conocer los niveles de compensaciones por precio estabilizado esperados con las condiciones actuales. En lo que sigue, se presentan los ingresos proyectados para los proyectos PMGD y PMG, así como el nivel de compensaciones que implicaría este esquema para el SEN.

En efecto, los ingresos anuales de los MGPE se mantienen entre USD 544 y 600 millones entre los años 2025 y 2034. Esta valorización corresponde a la aplicación del régimen de valorización de inyecciones al PNCP para las centrales existentes, mientras que los nuevos proyectos que entran en operación durante dicho período son valorizados al PNCP o al Precio Estabilizado DS 88, dependiendo de la fecha de obtención de su declaración en construcción<sup>117</sup>. A partir del año 2035, se proyecta una disminución abrupta de los ingresos, estabilizándose en torno

<sup>117</sup> Para el análisis, no se considera uso de almacenamiento o cambios en el régimen de remuneración de las centrales.

a los 346 millones de dólares anuales hasta el año 2043. Esta reducción obedece al cambio de todos los proyectos hacia el régimen de valorización al Precio Estabilizado DS 88, el cual establece menores precios estabilizados que el PNCP.

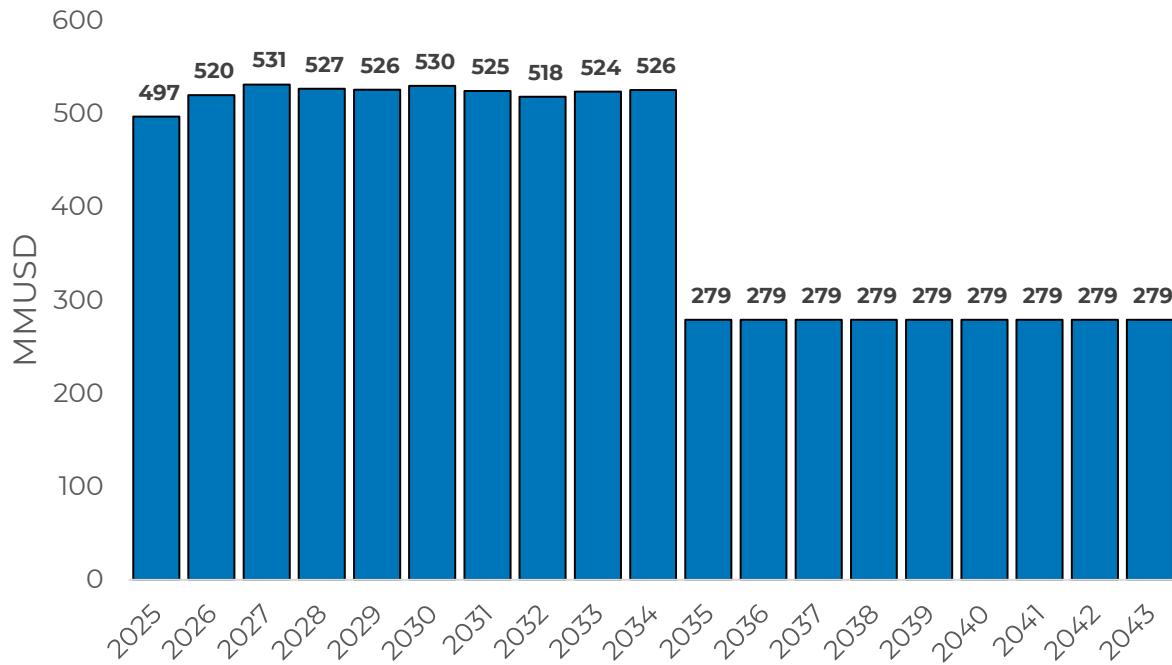
### Ingresos del Escenario 'BAU'



**Figura 45 Ingresos anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, escenario BAU**

En relación con las compensaciones asociadas al régimen de precio estabilizado, en el escenario "BAU" se observa un nivel sostenido por sobre los 497 millones de dólares anuales entre 2025 y 2034. A partir de 2035, se produce una caída abrupta en los montos compensados, estabilizándose en torno a los 279 millones de dólares anuales. Esta reducción refleja el término del régimen de valorización al PNCP y el traspaso total de los proyectos al régimen de valorización al Precio Estabilizado DS 88, con menores niveles de precio estabilizado en horario diurno y, por tanto, menores compensaciones requeridas por el SEN.

## Compensaciones del escenario 'BAU'



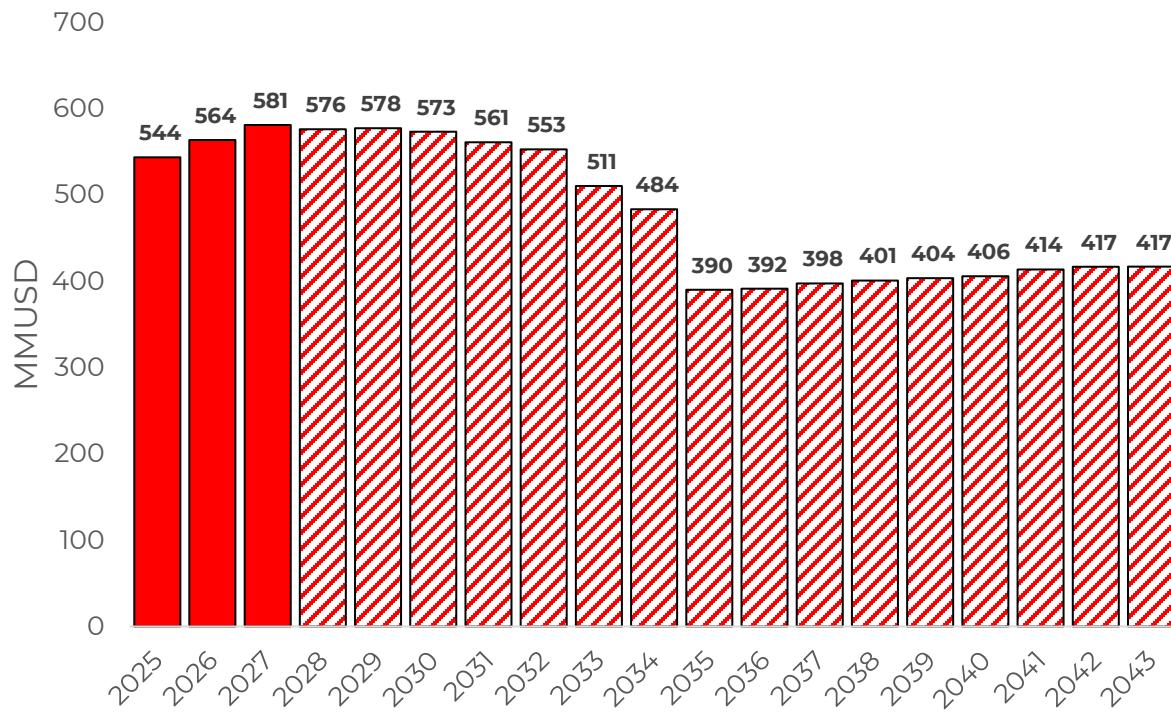
**Figura 46 Compensaciones anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, escenario BAU**

### 5.3.2 Escenario “Migración a contratación”

El escenario denominado “Migración a contratación” incorpora contratos regulados a precio fijo para cubrir parte de la demanda del bloque solar. En este sentido, se analizan los ingresos obtenidos por los MGPE, así como las compensaciones requeridas para aquellos no contratados.

En este escenario, los ingresos totales de los MGPE se mantienen sobre los 400 millones de dólares durante todo el horizonte proyectado, con una leve disminución hasta el año 2035 y un posterior aumento progresivo a partir del año 2036. Esta trayectoria refleja la transición de los MGPE actualmente acogidos al régimen de valorización al PNCP hacia contratos de suministro regulado, con precios definidos por un esquema de licitación. A diferencia del escenario “BAU”, donde se observa una caída abrupta en los ingresos a partir de 2035, este esquema permite mantener una valorización más estable en el tiempo, gracias a la incorporación de contratos de largo plazo que otorgan certidumbre a los adjudicatarios de las licitaciones de suministro, así como un mayor precio de venta de su generación en relación con el PNCP.

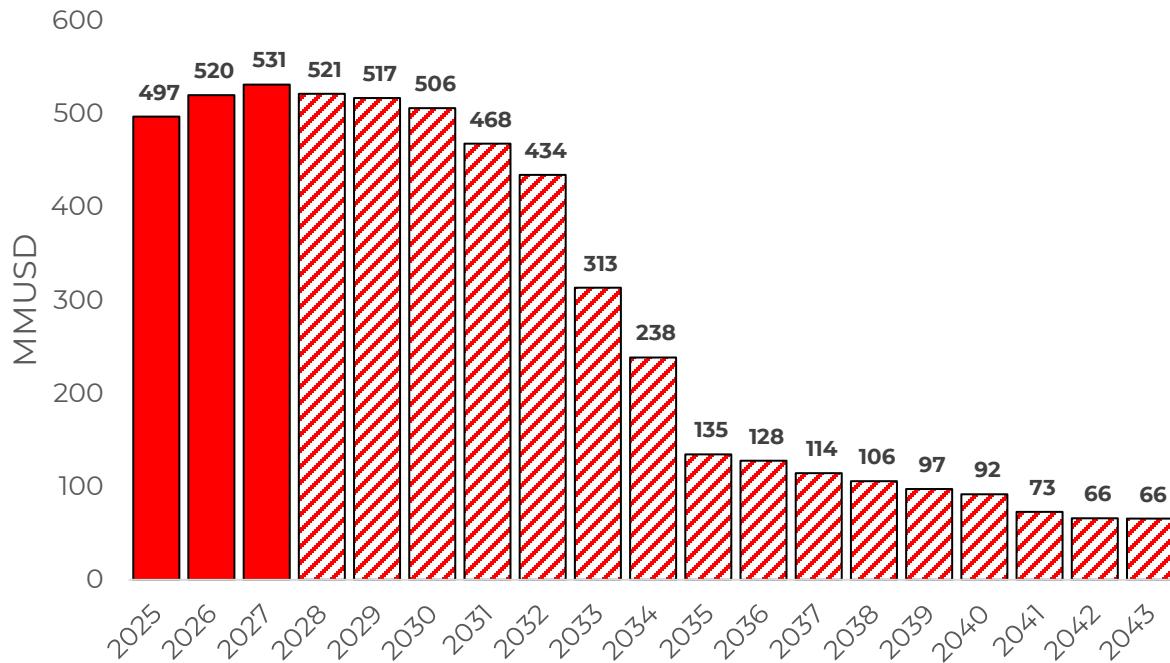
### Ingresos del escenario 'Migración a contratación'



**Figura 47 Ingresos anuales de centrales PMGD/PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Migración a contratación**

En términos de compensaciones por precio estabilizado, el escenario de “*Migración a contratación*” muestra una trayectoria descendente sostenida a partir del año 2028, año en que inician los suministros provenientes de centrales PMGD bajo los supuestos contratos de suministro regulados que se adjudicarían en procesos licitatorios. Esta reducción obedece a la suscripción progresiva de dichos contratos, lo que disminuye la proporción de energía valorizada bajo el régimen de precio estabilizado. Mientras los primeros años mantienen niveles similares al escenario “BAU”, hacia el año 2035, producto del término del régimen de remuneración al PNCP y el aumento considerable de contratación, las compensaciones caen significativamente, reflejando que una mayor parte de los proyectos se encuentra contratada en el largo plazo.

## Compensaciones del escenario 'Migración a contratación'

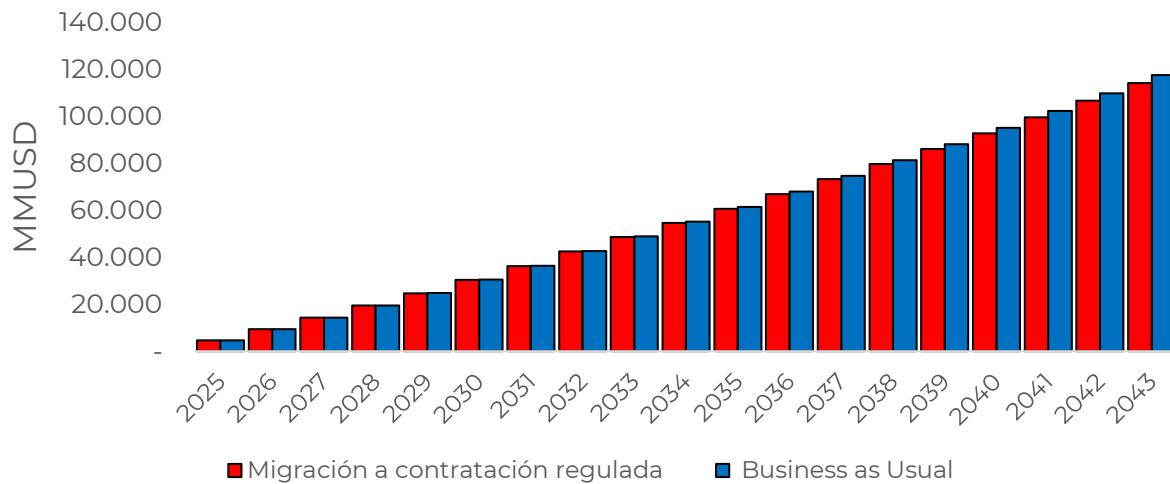


**Figura 48 Compensaciones anuales de centrales PMGD/PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Migración a contratación**

No obstante, uno de los principales beneficios del escenario de “*Migración a contratación*” es la reducción del precio promedio de suministro para los clientes regulados. En efecto, bajo este esquema, y suponiendo un precio de contratación de 45 USD/MWh para los PMGD, junto con su participación de hasta un 17% anual en la canasta de contratos, se estima que el Precio de Nudo Promedio (PNP), cuyo valor se estima en 92 USD/MWh, podría disminuir hasta 9 USD/MWh respecto de la contratación a través de los mecanismos tradicionales de licitación.

Aplicado a los volúmenes anuales de energía regulada, este diferencial representaría un ahorro acumulado de aproximadamente **3.427 millones de dólares** en el período 2028-2044, como se muestra en el siguiente gráfico, optimizando en consecuencia los costos del sistema y beneficiando directamente a los consumidores regulados.

## Valorización acumulada de energía regulada a PNP



**Figura 49 Valorización acumulada de la demanda regulada para los escenarios BAU y migración a contratación regulada**

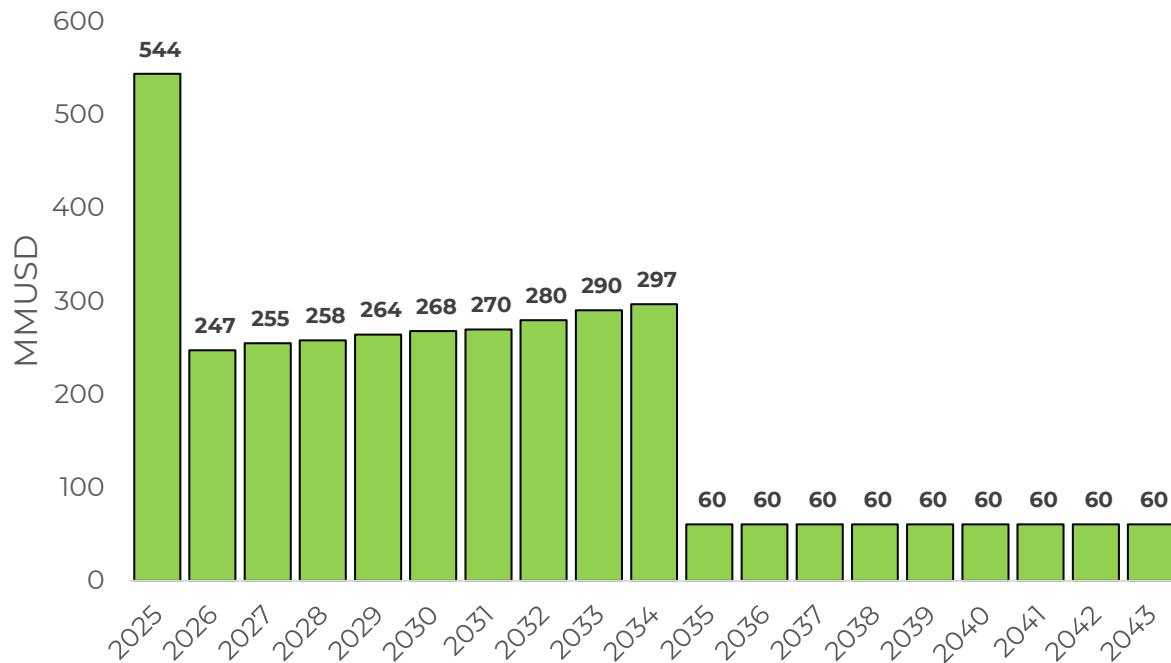
### 5.3.3 Escenario “Reforma sin banda”

El escenario denominado “Reforma sin banda” contempla una modificación en el mecanismo de valorización de inyecciones de los PMGD y PMG a partir de 2026, eliminando el ajuste por banda considerado en el régimen de valorización al PNCP y el Precio Estabilizado DS 88. En consecuencia, todas las inyecciones son valorizadas conforme al Precio Básico de Energía, lo que implica un cambio sustantivo en los ingresos de los MGPE y en la magnitud de las compensaciones del sistema.

Los ingresos proyectados bajo este escenario se mantienen equivalentes a los observados en el escenario “BAU” durante 2025. Sin embargo, desde 2026 se evidencia una caída abrupta en los ingresos, que se estabilizan en torno a 270 millones de dólares anuales. Esta reducción responde al cambio en el régimen de valorización de las inyecciones de MGPE, que dejan de incorporar el ajuste por banda previsto actualmente en el cálculo del PNCP y el Precio Estabilizado 88, calculándose exclusivamente sobre la base del Precio Básico de Energía, cuyo valor horario es inferior a dichos precios estabilizados.

En 2035, se produce una nueva caída en las compensaciones debido a la aplicación del costo marginal estabilizado, lo que neutraliza las compensaciones anuales y estabiliza los ingresos en 60 millones de dólares.

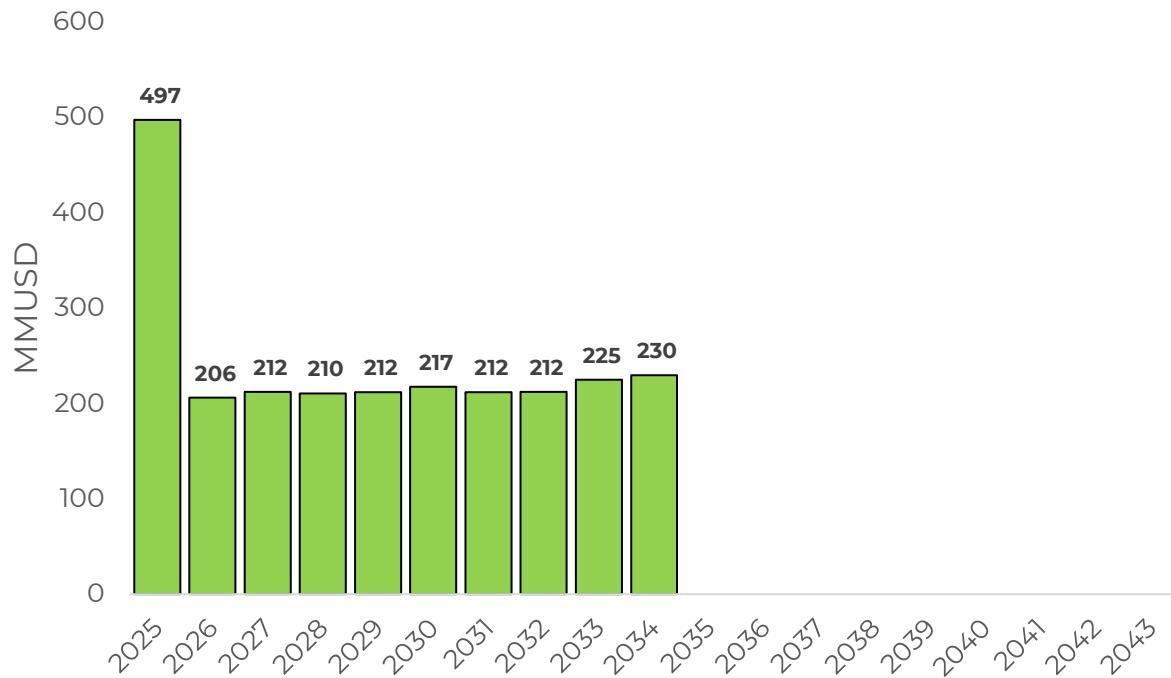
### Ingresos del escenario 'Reforma sin banda'



**Figura 50 Ingresos anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Reforma sin banda**

En cuanto a las compensaciones, este escenario sigue una trayectoria similar a la observada en los ingresos, manteniéndose en niveles elevados y relativamente estables entre los años 2026 y 2034. No obstante, a contar del año 2035, con el inicio del régimen a costo marginal estabilizado, las compensaciones desaparecen totalmente.

## Compensaciones del escenario 'Reforma sin banda'



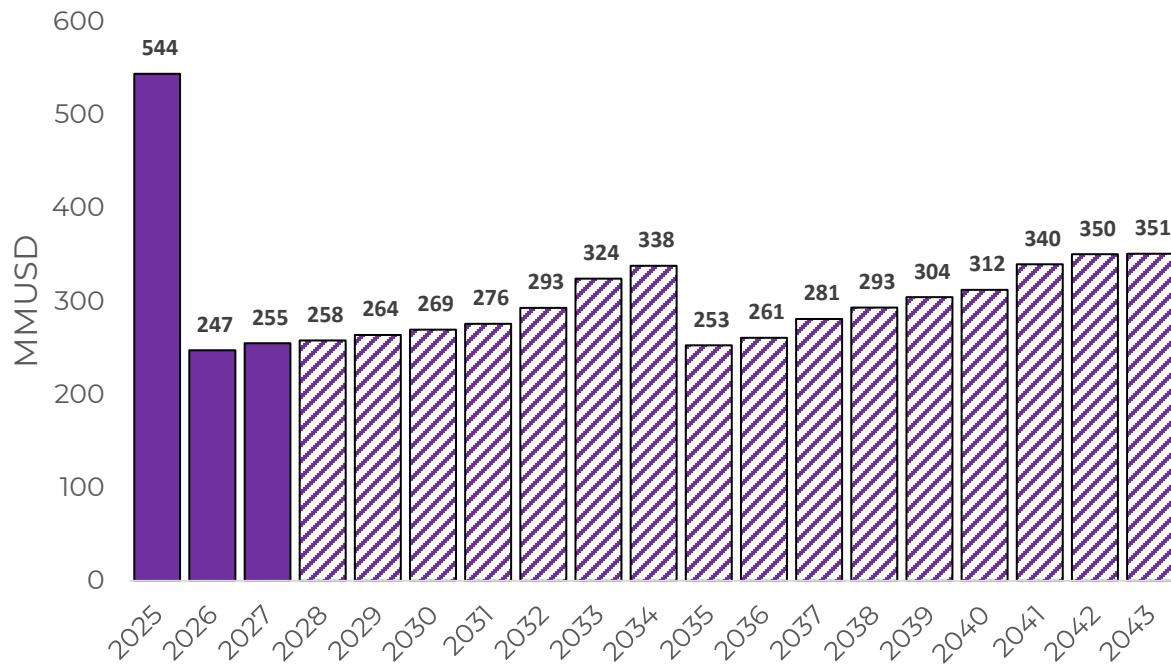
**Figura 51 Compensaciones anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Reforma sin banda**

### 5.3.4 Escenario “Migración sin banda”

El escenario denominado “Migración sin banda” combina dos elementos: la incorporación progresiva de proyectos PMGD y PMG a un régimen de contratación regulada, y la eliminación del ajuste por banda en la valorización de la energía no contratada a partir del año 2026. A continuación, se analiza cómo esta configuración afecta la remuneración de los proyectos y el nivel de compensaciones requeridas a lo largo del período proyectado.

En efecto, los ingresos proyectados en este escenario presentan, hasta el año 2034, una evolución creciente, manteniéndose en niveles en torno a 270 millones de dólares y con un aumento gradual, provocado por la contratación de centrales, que valorizan su energía a un precio mayor que los precios estabilizados. Además, se observa una pequeña caída en los ingresos al año 2035 producto de la implementación del régimen de costo marginal estabilizado, pero que continúa al alza hacia el año 2044 debido a los niveles de contratación proyectados.

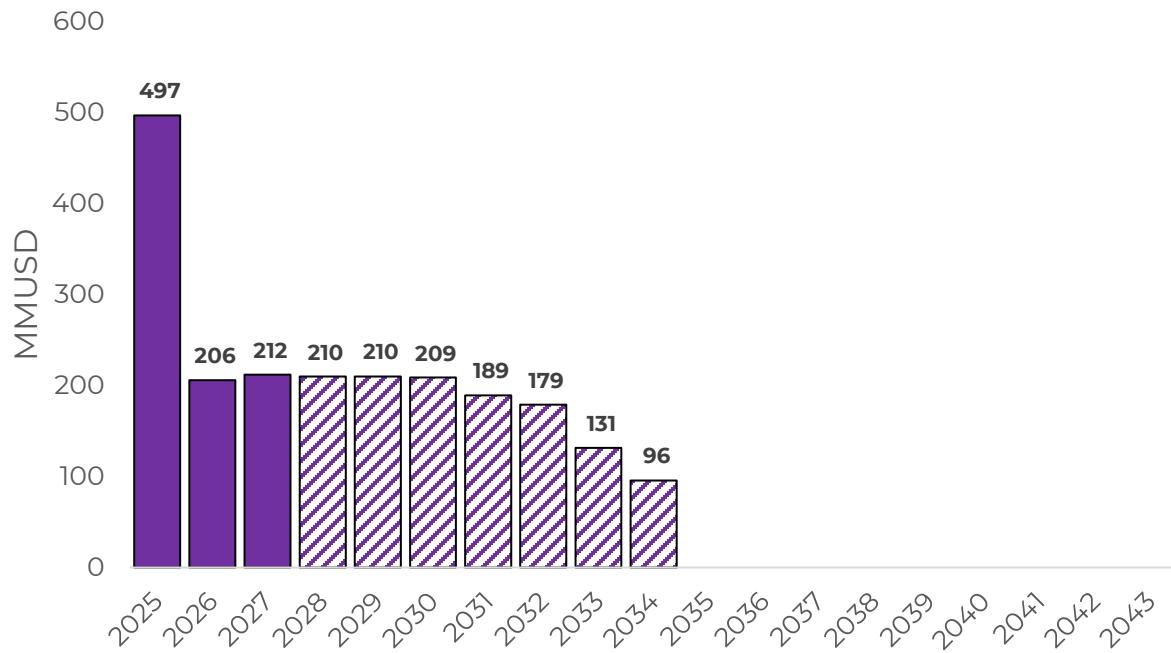
### Ingresos del escenario 'Migración sin banda'



**Figura 52 Ingresos anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Migración sin banda**

En cuanto a las compensaciones, este escenario proyecta una baja considerable en el año 2026 producto del fin del ajuste por banda y una tendencia decreciente hasta el año 2034. A partir de 2035 se produce una caída a un nivel de cero, producto del inicio del régimen de costo marginal estabilizado. Este escenario, que modifica de manera importante las reglas de remuneración actual, resulta tener el menor nivel de compensaciones, gracias a los efectos acumulados del término de ajuste por banda, contrataciones de suministro regulado y modificaciones a la valorización de inyecciones de energía.

## Compensaciones del escenario 'Migración sin banda'



**Figura 53 Compensaciones anuales de centrales PMGD/PMG acogidos a precios estabilizados, escenario Migración sin banda**

### 5.3.5 Comparación de los escenarios propuestos

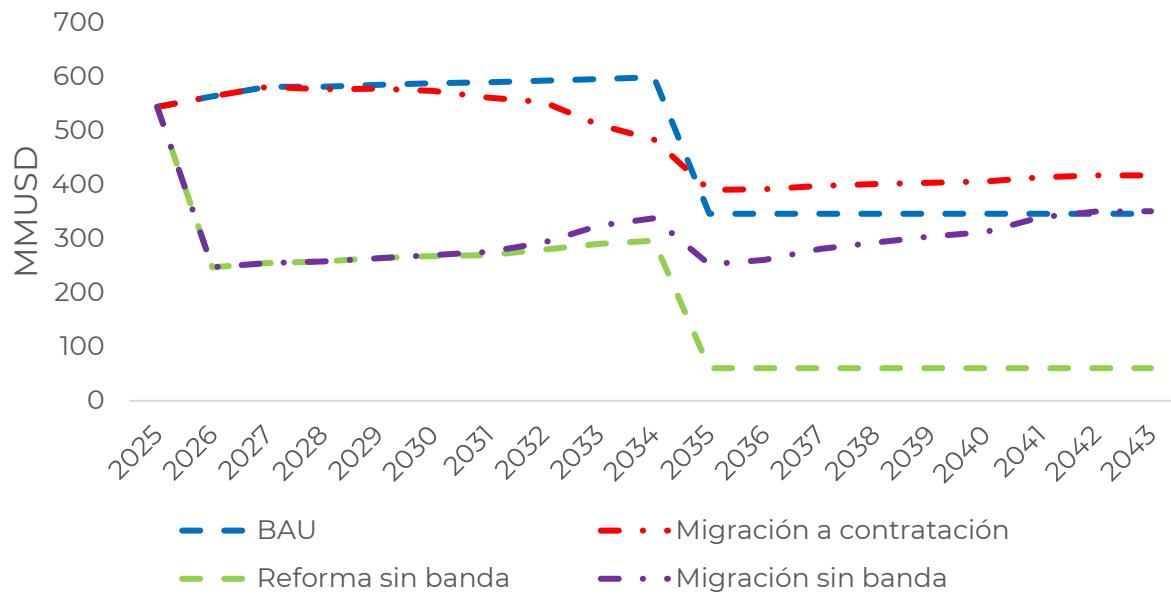
Una vez presentados los resultados individuales, esta sección compara las principales variables proyectadas en los cuatro escenarios evaluados. El análisis comparativo permite identificar diferencias relevantes tanto en los ingresos proyectados para los proyectos PMGD y PMG como en el nivel de compensaciones requeridas por el sistema.

Durante el primer año, todos los escenarios generan ingresos equivalentes por compartir el mismo régimen de remuneración. Sin embargo, a partir de 2026 divergen, en el escenario de “Migración a contratación”, los ingresos disminuyen gradualmente respecto al “BAU” desde 2028 debido a un precio de energía inferior al estabilizado por el Decreto 244 (PNCP) — vigente hasta 2034 —, pero este mecanismo asegura que, tras su expiración, los ingresos superen al escenario “BAU”. Por otro lado, en la migración sin banda se observa una caída abrupta inicial por la ausencia de ajuste por banda, aunque la contratación posterior impulsa una tendencia creciente. El escenario “Reforma sin banda” logra, de manera simple, al eliminar el efecto de ajuste por banda, reducir las compensaciones anuales a menos de la mitad del escenario “BAU” en el corto plazo.

Por otro lado, a contar del año 2035, los ingresos de escenarios “BAU” y “Reforma sin banda” caen abruptamente. En contraste, los escenarios con contratación logran mantener niveles

de ingresos anuales crecientes, superando al escenario “BAU” en el caso del escenario de “Migración a contratación” y alcanzando al escenario “BAU” en largo plazo, en el caso del escenario de “Migración sin banda”.

### Ingresos anuales de escenarios



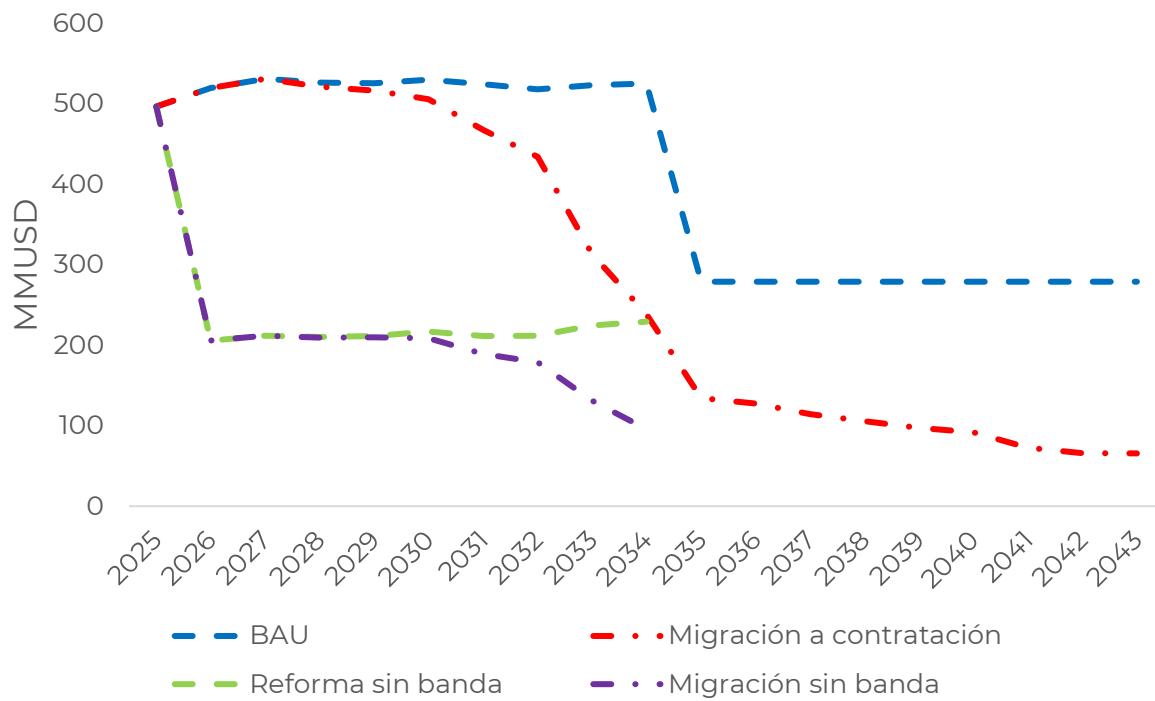
**Figura 54 Ingresos anuales de centrales PMGD y PMG acogidos a precios estabilizados, para los distintos escenarios proyectados a 2044**

Por otro lado, las trayectorias proyectadas para las compensaciones reflejan diferencias aún más pronunciadas. Durante el año 2025, los cuatro escenarios coinciden en los montos compensados, dado que comparten el mismo régimen de valorización bajo una combinación de la valorización al PNCP y al Precio Estabilizado DS 88. A partir de 2026, en los escenarios sin ajuste por banda se genera una caída importante de las compensaciones, mientras que los escenarios que consideran una transición a un régimen de contratación de suministro regulado comienzan a reducir sus compensaciones de manera gradual, en la medida que parte de la generación se remunera mediante contratos

Desde 2035 en adelante, las diferencias entre escenarios se acentúan. El escenario “BAU” — que mantiene el régimen de precio estabilizado con ajuste por banda para todas las centrales— proyecta compensaciones constantes en torno a los 279 millones de dólares anuales. Por su parte, los escenarios “Reforma sin banda” y “Migración sin banda” presentan la mayor reducción, alcanzando compensaciones nulas, gracias al efecto de neutralidad del costo marginal estabilizado.

Finalmente, el escenario “*Migración a contratación*” exhibe niveles de compensación intermedios, que, si bien disminuyen respecto del escenario “BAU”, lo hacen de forma más gradual.

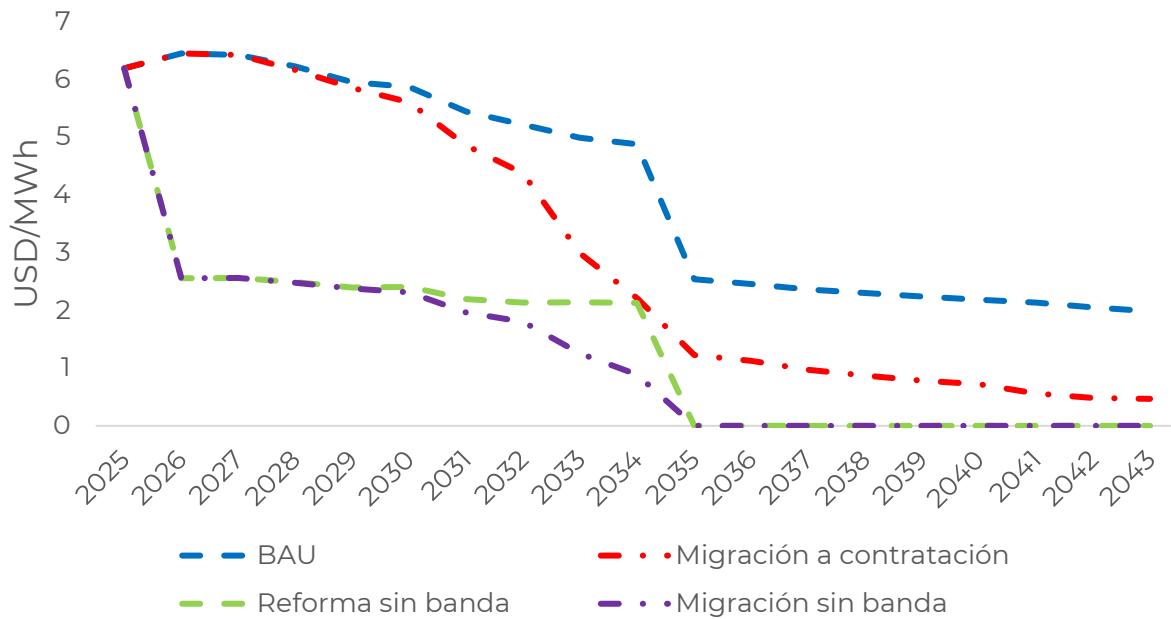
### Compensaciones anuales de escenarios



**Figura 55 Compensaciones anuales de centrales PMGD y PMG acogidas a precio estabilizado, para los distintos escenarios proyectados a 2044**

En consecuencia, todos los escenarios alternativos permiten reducir a su vez el cargo equivalente por compensaciones de precio estabilizado, como se muestra en la Figura 56. Esta reducción es gradual y moderada entre 2026 y 2034, para el escenario de migración a contratación en la medida que se implementan mecanismos de contratación directa, y pronunciada para los escenarios sin ajuste por banda. Los escenarios que aplican la remuneración de costo marginal estabilizado, ya al final del período, reducen a cero el cargo equivalente por compensaciones de precio estabilizado.

## Cargo equivalente por compensaciones de precio estabilizado



**Figura 56 Cargo equivalente anual por compensaciones de precio estabilizado para los distintos escenarios**

En síntesis, al considerar el período completo de análisis (2025–2043), se observan diferencias significativas entre los escenarios evaluados, tanto en términos de compensaciones acumuladas requeridas por el sistema como en los ingresos totales en valor presente proyectados para los proyectos PMGD y PMG. A continuación, se presentan los resultados más relevantes acumulados para el horizonte de análisis:

### Compensaciones acumuladas

El total de compensaciones exigidas al sistema bajo cada escenario muestra impactos diferenciados según la implementación de contratos regulados y/o ajustes en el mecanismo de valorización:

- **Escenario BAU:** alcanza un total estimado de **4.650 millones de dólares**, al mantener inalterado el régimen de precios estabilizados con ajuste por banda para todos los proyectos durante el período proyectado.
- **Migración a contratación:** reduce las compensaciones a **3.728 millones de dólares**, lo que representa una disminución de 922 millones de dólares respecto del escenario “BAU”, como resultado de la adjudicación progresiva de contratos a precio fijo.

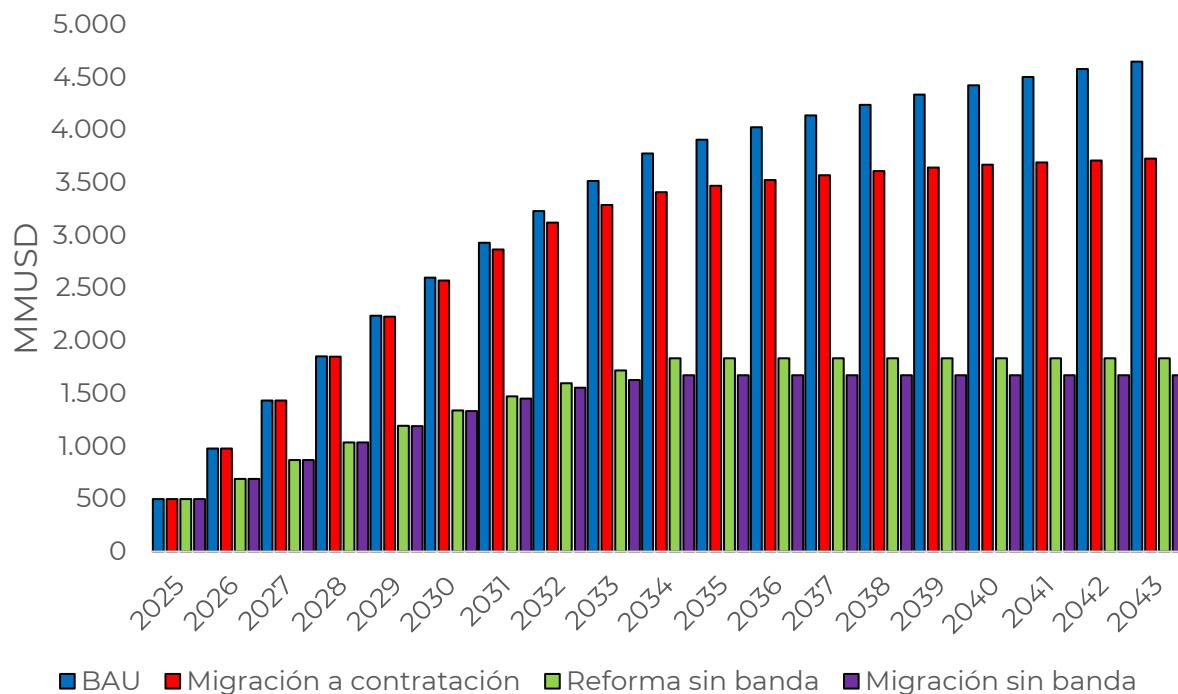
- **Reforma sin banda:** alcanza un total de **1.833 millones de dólares**, es decir, una reducción de 2.817 millones de dólares atribuible exclusivamente a la eliminación del ajuste por banda en el régimen de Precio Estabilizado desde el año 2026.

En caso de acelerar el inicio del régimen de costo marginal estabilizado a 2030, se lograrían compensaciones totales en valor presente de **1.192 millones de dólares**.

- **Migración sin banda:** presenta el menor nivel de compensaciones, con **1.674 millones de dólares**, lo que implica una disminución de 2.976 millones de dólares respecto del escenario “BAU”, como resultado conjunto de la implementación de contratos regulados y la valorización sin banda.

En caso de acelerar el inicio del régimen de costo marginal estabilizado a 2030, se lograrían compensaciones totales en valor presente de **1.190 millones de dólares**, sin mucha diferencia respecto al escenario de “Reforma sin Banda”, ya que en el mediano y largo plazo es cuando comienza el efecto de la contratación.

### Compensaciones acumuladas en valor presente



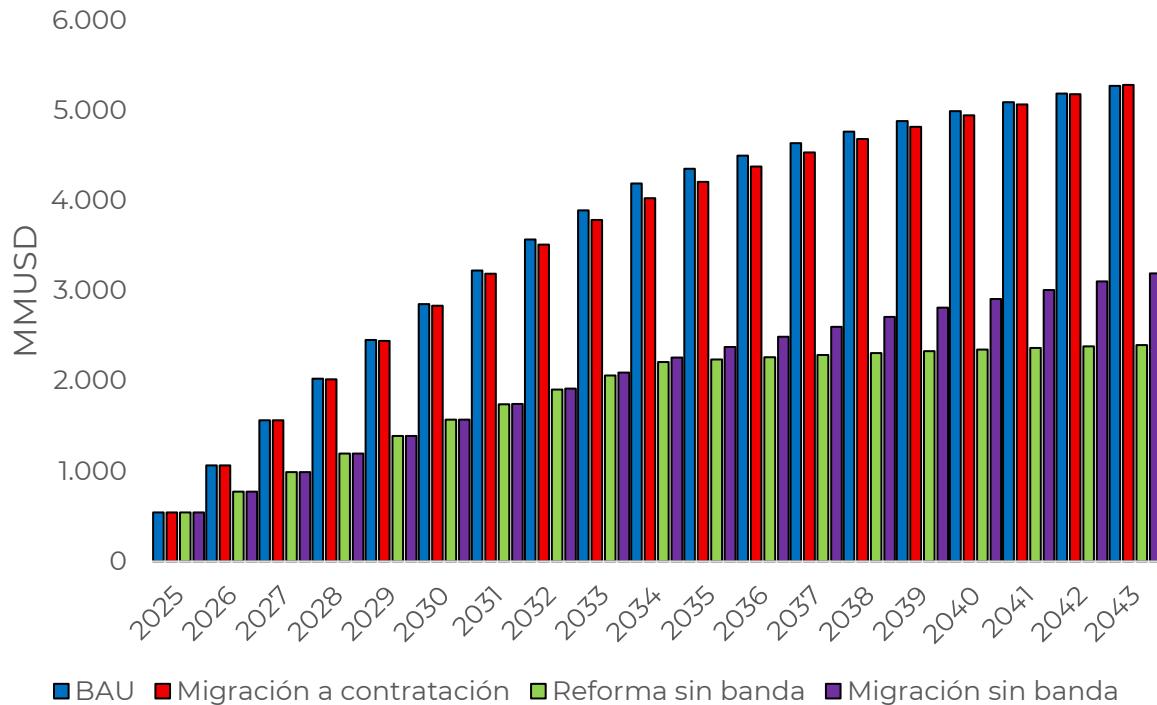
**Figura 57 Compensaciones acumuladas PMGD y PMG a valor presente para los distintos escenarios evaluados**

## Ingresos acumulados

El análisis de los ingresos agregados de los propietarios de MGPE en valor presente permite evaluar el efecto de cada configuración sobre la rentabilidad de este segmento de generación:

- **Escenario BAU:** proyecta ingresos en valor presente por **5.276 millones de dólares**, constituyendo la línea base de comparación.
- **Migración a contratación:** este escenario eleva los ingresos a **5.288 millones de dólares**, lo que representa un aumento de 12 millones de dólares respecto del escenario “BAU”, evidenciando que el régimen de contratación regulada puede sostener de manera similar los ingresos de los proyectos.
- **Reforma sin banda:** reduce los ingresos a **2.401 millones de dólares**, reflejando una disminución de 2.875 millones de dólares frente al “BAU”, como consecuencia de utilizar precios básicos sin banda, significativamente menores a los precios estabilizados.
- **Migración sin banda:** alcanza **3.194 millones de dólares**, es decir, 2.082 millones de dólares menos que el “BAU”, lo que indica que el esquema combinado permite reducir compensaciones de forma significativa, con un impacto menor en la remuneración global de los proyectos respecto al escenario de “Reforma sin Banda”.

### Ingresos acumulados en valor presente



**Figura 58 Ingresos acumulados PMGD y PMG a valor presente para los distintos escenarios evaluados**

En conclusión, los resultados del análisis comparativo muestran que una reforma al régimen de precio estabilizado, vía eliminación del mecanismo de banda de precios, permiten alcanzar una reducción sustantiva -y tan temprana se requiera- en las compensaciones sistémicas.

#### 5.3.6 Precio de indiferencia de contratación

Con el objetivo de obtener un precio de indiferencia para la totalidad de los proyectos PMGD y PMG, se estimó el precio de contratación que permite obtener el mismo valor presente en ingresos que el escenario “BAU” y así acercarse al nivel de precio mínimo que aceptaría el sistema para estos contratos.

Para ello, se calculó el precio de contratación que iguala el valor presente neto de ingresos entre el escenario BAU y un escenario en que los proyectos no están contratados utilizando como base la generación efectiva en valor presente. La fórmula empleada fue la siguiente:

$$VPN_{ind} = VPN_C + VPN_{NC} = P_{ind} \times Gen_{VPN} + VPN_{NC} = VPN_{bau}$$

$$P_{ind} = \frac{VPN_{bau} - VPN_{NC}}{Gen_{VPN}} = 44,73 \text{ USD/MWh}$$

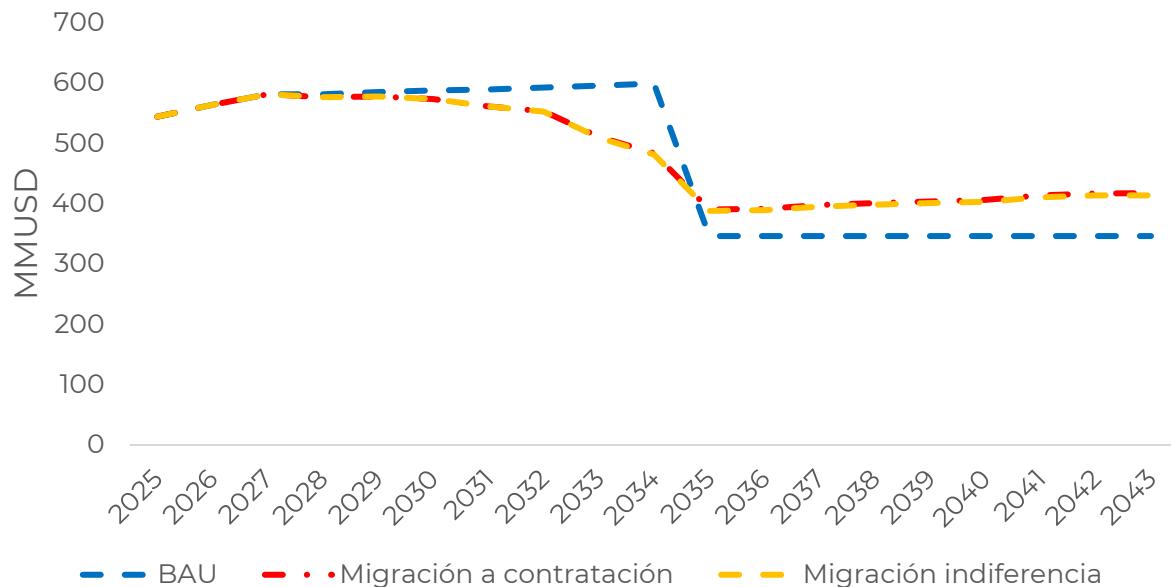
Donde:

- $VPN_{ind}$  es el valor presente de los ingresos para el escenario de indiferencia.
- $P_{ind}$  es el precio de indiferencia.
- $VPN_{bau}$  es el valor presente neto del escenario base (con el esquema de compensaciones original).
- $VPN_{NC}$  es el valor presente neto del caso en que los proyectos **no están contratados**.
- $VPN_C$  es el valor presente neto del caso en que los proyectos que **están contratados**.
- $Gen_{VPN}$  es la generación total (en MWh) ponderada con el mismo factor de descuento utilizado de 8% para el VPN. Es decir, la **generación de los proyectos contratados**, en valor presente.

Los resultados indican que considerando el mismo tren de contratación de centrales y un **precio de contrato plano de 44,73 USD/MWh** se consigue el mismo nivel de valor presente asociado al escenario “BAU”.

Se puede observar, que comparado con el escenario de contratación que considera un nivel de precio de 45 USD/MWh, el criterio seleccionado para seleccionar un precio basado en las ofertas de bloque solar de la última licitación es prácticamente el precio de indiferencia. De esta manera, ambos presentan un patrón similar: ingresos inferiores al escenario “BAU” entre 2028 y 2034, y superiores desde 2035 en adelante, una vez finalizado el régimen transitorio de la valorización de inyecciones al PNCP.

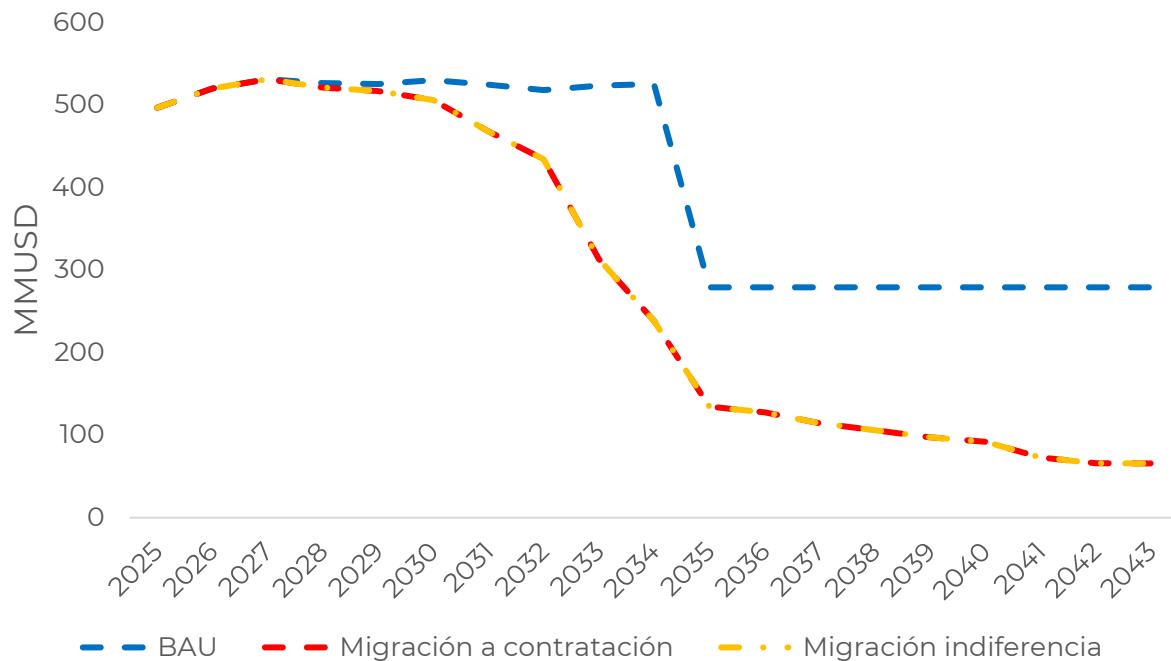
### Ingresos anuales de escenarios



**Figura 59 Comparación de ingresos entre escenario BAU, migración a contratación y migración a contratación con indiferencia**

En el escenario de indiferencia, los niveles de compensaciones se mantienen equivalentes a los observados en el escenario “Migración a contratación”, ya que la única variable modificada corresponde al precio de contratación, sin cambios en la estructura o magnitudes de energía asociadas al régimen de precio estabilizado.

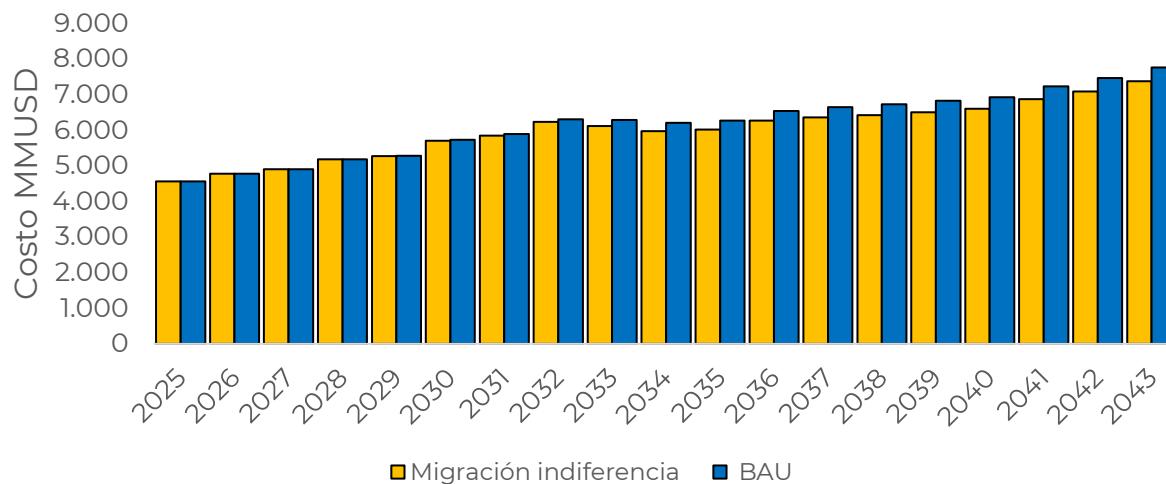
## Compensaciones anuales de escenarios



**Figura 60 Compensaciones anuales para los escenarios BAU, migración a contratación y migración a contratación con indiferencia**

Considerando el precio de indiferencia calculado de 44,73 USD/MWh, se actualizó la estimación de ahorros en la valorización de demanda de clientes regulados bajo un régimen de contratación regulada. Los resultados muestran que este esquema permitiría reducir el costo total en aproximadamente 3.447 millones de dólares durante el período 2028–2044, lo que representa una disminución de 20 millones de dólares respecto al escenario con contratación a 45 USD/MWh, resultado esperable por el nivel de precios.

## Valorización energía regulada a PNP estimado



Como ejercicio, si se toma como referencia el escenario “Reforma sin banda” en lugar del escenario BAU, el precio de indiferencia disminuye significativamente, alcanzando un valor cercano a 26 USD/MWh. Esta reducción se explica por la caída abrupta en los ingresos de los proyectos entre 2026 y 2035 bajo dicho escenario y el nuevo régimen de costo marginal estabilizado, lo que reduce el valor presente neto a igualar.

### 5.3.7 Sensibilidad migración a contratación con contratos con inicio suspendido

Adicionalmente, se revisaron contratos de suministro regulado, tanto operativos como futuros, con precios inferiores a 40 USD/MWh, los cuales presentan cierto grado de incertidumbre respecto a su inicio o cumplimiento efectivo. Esta situación se basa en antecedentes observados en contratos de características similares. En la siguiente tabla se presenta un resumen de dichos contratos y su consideración dentro del análisis de escenarios.

**Tabla 5 características de contratos de suministro regulado operativos y futuros más baratos de la cartera de contratos actual**

Empresa	Licitación	Precio Energía Base [USD/MWh]	Precio Energía Indexado [USD/MWh]	Inicio	Término	Bloque	Energía [GWh/año]	Situación
Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA	2021/01	13	15	2026	2040	BS1B	141,55	Futuro
Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA	2021/01	17	20	2026	2040	BS1C	34,3	Futuro

Empresa	Licitación	Precio Energía Base [USD/MWh]	Precio Energía Indexado [USD/MWh]	Inicio	Término	Bloque	Energía [GWh/año]	Situación
Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA	2021/01	19	22	2026	2040	BS1A	33,31	Futuro
OPDE Chile SPA	2021/01	21	25	2026	2040	BS1A	259,88	Futuro
OPDE Chile SPA	2021/01	21	25	2026	2040	BS1C	191,1	Futuro
OPDE Chile SPA	2021/01	21	25	2026	2040	BS1B	368,02	Futuro
Parque Eólico San Andrés SpA	2021/01	25	30	2026	2040	BS1B	122,67	inicio suspendido
Parque Eólico San Andrés SpA	2021/01	25	30	2026	2040	BS1C	63,7	inicio suspendido
Parque Eólico San Andrés SpA	2021/01	25	30	2026	2040	BS1A	86,63	inicio suspendido
Sonneditx PPA Holding SPA	2021/01	27	32	2026	2040	BS1A	286,54	Futuro
Sonneditx PPA Holding SPA	2021/01	27	32	2026	2040	BS1B	405,76	Futuro
Sonneditx PPA Holding SPA	2021/01	27	32	2026	2040	BS1C	210,7	Futuro
Energía Renovable Verano Tres SPA	2017/01	25	33	2024	2043	BS1B	247,13	inicio suspendido
Energía Renovable Verano Tres SPA	2017/01	25	33	2024	2043	BS1C	125,15	inicio suspendido
Energía Renovable Verano Tres SPA	2017/01	25	33	2024	2043	BS1A	167,72	inicio suspendido
Cox Energía SPA	2017/01	27	34	2024	2043	BS1B	9,15	inicio suspendido
Racó Energía SpA	2021/01	31	37	2026	2040	BS1C	44,1	Futuro
Racó Energía SpA	2021/01	32	37	2026	2040	BS1A	66,6	Futuro
MARIA ELENA SOLAR	2015/01	29	38	2026	2040	BS1A	33,31	inicio suspendido

A diferencia de los escenarios evaluados previamente, este escenario considera un tren de contratación ajustado en función de contratos con precios relativamente bajos (<40 USD/MWh) cuyo inicio de suministro presenta incertidumbre. El análisis mantiene las restricciones por distribuidora, pero permite una mayor cantidad de energía adjudicada en etapas tempranas, lo que genera efectos relevantes sobre los ingresos y compensaciones proyectadas:

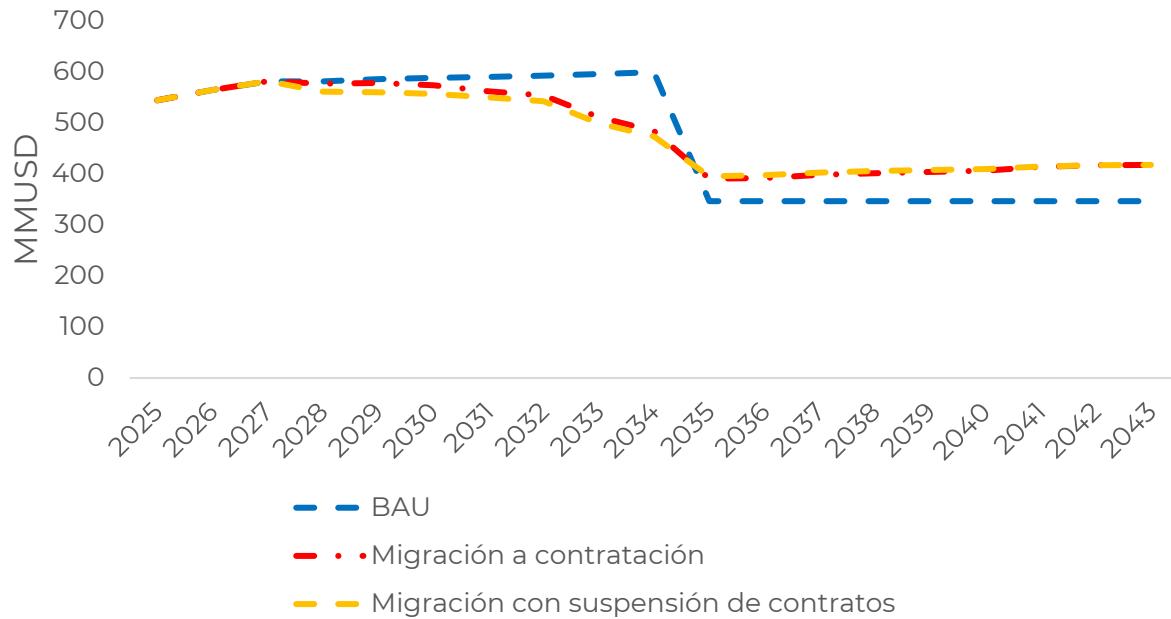
### Niveles de contratación anuales



**Figura 61 Tren de contratación PMGD/PMG considerando suspensión de contratos de suministro**

El análisis de sensibilidad entre el escenario de “Migración a contratación” y su variante con contratos con suspensión muestra que una mayor adjudicación de contratos en los primeros años del periodo (2028–2034) genera una leve disminución de ingresos anuales en esa etapa. Esta diferencia inicial, explicada por una mayor cantidad de energía valorizada a precio de contrato desde etapas tempranas, no logra ser completamente compensada en el largo plazo, dado que ambos escenarios convergen hacia niveles similares de contratación desde 2035 en adelante. Como resultado, el ingreso total acumulado en el escenario con contratos en suspensión es marginalmente inferior al de “Migración a contratación”, aunque ambas alternativas proyectan ingresos mayores que el escenario “BAU” en el largo plazo.

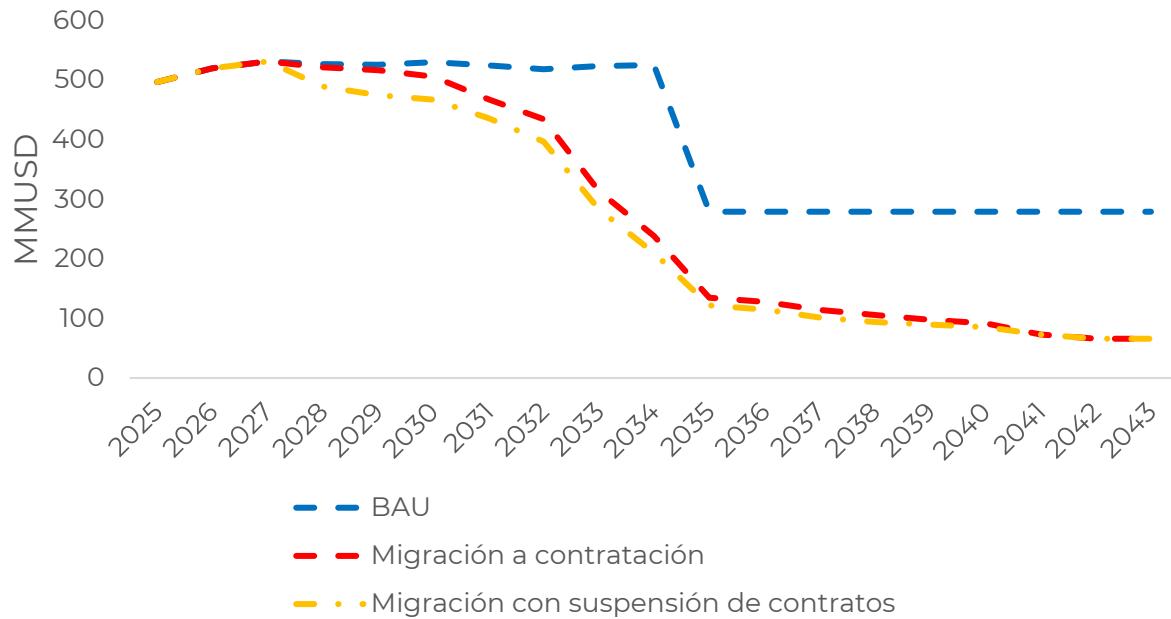
## Ingresos anuales de escenarios



**Figura 62 Comparación de ingresos totales anuales PMDG y PMG para los escenarios BAU, migración a contratación y migración a contratación con suspensión de contratos de suministro**

Desde la perspectiva de las compensaciones, el escenario con mayor nivel de contratación, que excluye contratos con inicio de suministro con suspensión, permite reducir aún más los pagos anuales que deben ser cubiertos por el sistema. Esta alternativa proyecta compensaciones totales por aproximadamente 294 millones de dólares menos en comparación con el escenario de “Migración a contratación”, acumulando un ahorro relevante en el horizonte de análisis. Las mayores diferencias se concentran entre 2028 y 2034, con reducciones anuales que alcanzan un máximo cercano a los 40 millones de dólares en el año 2029.

## Compensaciones anuales de escenarios



**Figura 63 Comparación de compensaciones anuales PMDG y PMG para los escenarios BAU, migración a contratación y migración a contratación con contratos con suspensión de suministro**

Otro elemento para considerar es el efecto de la mayor contratación de energía a precios inferiores al Precio de Nudo Promedio (PNP) vigente, cercano a 92 USD/MWh. En el escenario con mayor disponibilidad de contratos, es decir, la variante con contratos con suspensión, la valorización total de la energía regulada resulta 3.786 millones de dólares menor en comparación al escenario “BAU”, lo que representa una mejora de 360 millones de dólares respecto al escenario “Migración a contratación”. Esta diferencia se explica por una mayor adjudicación temprana de contratos a precios fijos más bajos.

## Valorización energía regulada a PNP estimado

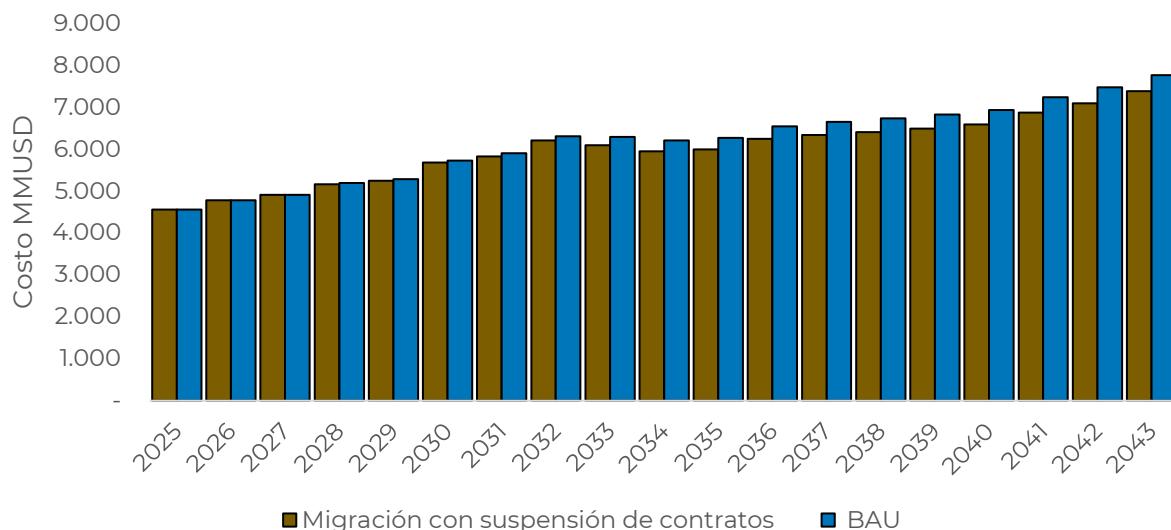


Figura 64 Valorización de los retiros regulados para el escenario base BAU y los escenarios de migración a contratación regulada con contratos con suspensión de suministro

### 5.3.8 Balance de resultados

El análisis realizado permite comparar distintos esquemas de remuneración para los proyectos PMGD y PMG, considerando tanto los actuales regímenes de valorización por precio estabilizado como escenarios alternativos que incorporan contratos de suministro regulado y reformas al mecanismo de estabilización por banda.

Los resultados indican que la implementación de un régimen de contratación regulada dirigido a MGPE puede constituir una alternativa frente al esquema actual. Esta opción permite reducir progresivamente los pagos por compensaciones, con mayor efecto en el mediano y largo plazo, en la medida que los proyectos migran desde el régimen de valorización de precio estabilizado hacia contratos de suministro regulado, lo que se traduce en menores costos para el sistema eléctrico y para los clientes.

Por otra parte, las reformas que eliminan el ajuste por banda del precio estabilizado generan una disminución importante —y tan temprana como se requiera— en las compensaciones. En este contexto, la combinación de contratación regulada con eliminación del ajuste por banda aparece como una alternativa intermedia entre reducción de los costos del sistema e impacto en los ingresos de los MGPE. No obstante, cabe destacar que el escenario de reforma sin banda permite alcanzar resultados similares al escenario de migración sin banda en términos de compensaciones, sin requerir una reforma más compleja ni introducir elementos adicionales que dificulten su implementación.

Con el objetivo de determinar un umbral mínimo de contratación viable, se estimó un precio de indiferencia de 44,73 USD/MWh. Este valor, prácticamente el planteado en el escenario “Migración a contratación” (Migración base), permite igualar los ingresos totales de los PMGD y PMG en valor presente del escenario base (BAU), ofreciendo una referencia clara para futuras definiciones regulatorias.

Adicionalmente, el análisis de un escenario con mayor disponibilidad de contratos (“Migración con suspensión de contratos”) permitió identificar que una mayor adjudicación inicial puede mejorar la reducción de compensaciones, aun cuando sus efectos sobre los ingresos sean marginales.

En conjunto, los resultados muestran que, con el objetivo de reducir la distorsión provocada por las compensaciones por precio estabilizado, una reforma basada exclusivamente en la eliminación del mecanismo de banda de precios ya permite capturar buena parte de los beneficios, sin introducir mayores complejidades regulatorias ni operativas. Si bien la incorporación de un régimen de contratación regulada podría complementar este diseño, su implementación implicaría definiciones adicionales y un mayor nivel de detalle que podrían complejizar su ejecución, sin que ello represente necesariamente beneficios proporcionales respecto a los ya alcanzados con la reforma sin banda.

Lo anterior naturalmente no obsta a que en el futuro los MGPE puedan participar en las licitaciones de las distribuidoras bajo el régimen general o bien adecuando las bases de licitación para que este segmento de generación tenga una mayor posibilidad de acceder a contratos. El punto señalado en el párrafo anterior es que, tratándose del objetivo de reducir la distorsión del precio estabilizado, la eliminación del ajuste por banda lo puede lograr con menor complejidad en el corto plazo.

También es pertinente señalar que por un asunto de simplificación de las alternativas a evaluar, se asumió que, a partir del 2035, se pasa a un régimen permanente en el que los MGPE puede optar a una estabilización neutral en torno al CMg. Sin embargo, perfectamente se puede concebir que en estas alternativas el CMg estabilizado es la opción disponible para cualquier MGPE que ingresa a partir del momento en que se implementan los cambios regulatorios. En otras palabras, no hay razones para que un nuevo MGPE acceda al régimen transitorio de precio estabilizado sin banda; este último está pensado precisamente para los MGPE en operación que requieren una transición. En cualquier caso, dado que se ha proyectado un ingreso acotado de nuevos MGPE a partir del año 2026 en adelante, las estimaciones numéricas que acá se muestran prácticamente no cambiarían.

## 5.4 Modificaciones normativas propuestas y su viabilidad jurídica

Para concretar los escenarios “Reforma sin banda” y “Migración sin banda” expuestos previamente, se requiere una modificación normativa, particularmente en lo que respecta a las disposiciones del Decreto 88 que regulan la determinación del Precio Estabilizado DS 88, para eliminar el ajuste por banda de precios y establecer un nuevo régimen de costo marginal estabilizado.

Los regímenes de precio estabilizado (especialmente el régimen transitorio de valorización al PNCP) producen distorsiones competitivas relevantes que requieren ser corregidas. Conforme a los argumentos de legalidad y constitucionalidad que se desarrollan en esta sección, se consideran plausibles las modificaciones descritas en el Capítulo 5, que en forma resumida consisten en eliminar en el corto plazo el ajuste por banda de precios y, a partir del año 2035, establecer un nuevo régimen de costo marginal estabilizado.

Como se observa de los análisis de la sección 5.3 precedente, las medidas para implementar correcciones a estas distorsiones afectan las expectativas de los titulares de MGPE acogidos a los regímenes de precio estabilizado, especialmente al PNCP, que se han beneficiado del sobrecosto generado por la distorsión que implica actualmente la existencia de precios estabilizados en perjuicio de los clientes finales. Como se pudo apreciar en los análisis pertinentes, las alternativas de corrección propuestas corresponden a esquemas de transición, que en el corto plazo no contemplan eliminar el precio estabilizado sino solo el ajuste por banda, combinado o no con el traspaso a contratación, estableciendo recién a partir del año 2035 una convergencia hacia el Costo Marginal y una posible estabilización en torno a este. Esta transición se diseñó para evitar que una eliminación inmediata y completa de los mecanismos de estabilización vigentes motiven la oposición de los titulares de MGPE, dilatando más de lo razonable o, incluso, impidiendo la materialización de estas modificaciones.

En efecto, si se eliminase, con efecto inmediato, los regímenes de precio estabilizado actuales, los titulares de MGPE acogidos a éstos, previsiblemente, cuestionarán la constitucionalidad y/o la legalidad del cambio normativo, invocando la existencia de un supuesto derecho adquirido bajo el régimen normativo del actual Decreto 88. Esto implicaría sostener que, en virtud de la entrada en vigencia del Decreto 88 y del cumplimiento por parte de dichos titulares de los requisitos previstos en su artículo segundo transitorio para mantenerse en el régimen anterior y optar por valorizar sus inyecciones al PNCP, esas empresas habrían incorporado legítimamente a su patrimonio el derecho a que sus inyecciones fuesen efectivamente valorizadas al PNCP durante todo el período previsto en la disposición transitoria aludida.

A nivel constitucional, el argumento esbozado en el párrafo anterior, muy probablemente se fundamente en la existencia de una afectación ilegítima al derecho de propiedad de los titulares de MGPE acogidos al régimen transitorio (propiedad sobre el derecho a acceder a

ese régimen de valorización por todo el período correspondiente), que la Constitución asegura a todas las personas en su artículo 19, N°24<sup>118</sup>. En este sentido, el argumento que prevemos podría esgrimirse por parte de quienes se opongan a una eliminación de los regímenes de precio estabilizado con efecto inmediato hará probablemente alusión a la existencia de una “regulación expropiatoria”, es decir, a una modificación normativa que implica privar —total o parcialmente— a los afectados de su propiedad sobre el derecho a regirse por el régimen de valorización de inyecciones al PNCP o al Precio Estabilizado DS 88, según corresponda.

Es posible que estas alegaciones igualmente surjan frente a las alternativas de modificación al régimen vigente que fueron planteadas en el capítulo 5, las que, pese a corresponder a esquemas de transición, pueden ser percibidas por los titulares de MGPE como excesivamente gravosas.

No obstante, también se debe tener presente que la referida argumentación perdería eficacia si se corrigiese la distorsión que constituyen los regímenes de precio estabilizado mediante la aprobación de una ley que modifique o, incluso, suprima el régimen de precios estabilizados en favor de los PMG y PMGD. En efecto, si bien los regímenes de precio estabilizado y el ajuste por banda referido están actualmente establecidos en una norma de rango reglamentario —lo que implica que su modificación o supresión podría también ejecutarse mediante una norma del mismo rango— al legislador no le está prohibido ni limitado el ejercicio de sus facultades reguladoras, incluso sin mandatar al Ejecutivo para que reglamente los detalles de esta modificación.

En efecto, el ejercicio de la potestad legislativa para terminar o modificar mecanismos de fomento o, incluso, de precios, y para imponer o modificar cargas adicionales a particulares ha sido ejercido por el legislador e, incluso, en el ámbito eléctrico en múltiples casos (v.gr., eliminación del derecho a obtener concesiones eléctricas para centrales termoeléctricas contenido en la LGSE original, la modificación y reducción de la tasa de actualización de la transmisión y de la distribución, el giro único de las distribuidoras, entre otros), por lo que no existe un derecho adquirido que se pueda oponer a todo evento a una decisión reguladora de carácter económico basada en la utilidad pública, por la vía de depurar la regulación eléctrica para que los precios sean los que refleja la libre interacción de la oferta y la demanda, de acuerdo con las reglas del mercado spot y del mercado de contratos que rigen al sector eléctrico.

En el sector eléctrico han tenido lugar diversas modificaciones legales que han implicado afectaciones patrimoniales, tales como las que se describen en la tabla siguiente:

---

<sup>118</sup> Además, es posible que se invoquen otros derechos que el referido artículo 19 de la Constitución asegura a todas las personas, tales como la igualdad ante la ley (N°2), el derecho a desarrollar cualquier actividad económica (N°21), el derecho a la no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica (N°22), entre otros.

**Tabla 6 Precedentes de reformas legales con impacto patrimonial en el sector eléctrico**

Ley / Objeto	Afectación	Reclamación
Ley N°19.940 (Ley Corta I)	<p>Entre otras modificaciones, la Ley Corta I incorporó a la LGSE una nueva regulación respecto de los sistemas de transmisión. (reguló el concepto de sistema de transmisión troncal, sus características técnicas, los costos y pagos por peajes, y materias relativas a la planificación de la transmisión).</p> <p>En particular, se estableció que toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, está obligado a pagar un peaje por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales establecidos en la referida normativa (costos de transmisión).</p> <p>Asimismo, se incorporó una exención parcial o total del peaje por uso de los sistemas de transmisión troncal que debían pagar los medios de generación correspondiente a medios ERNC cuyos excedentes de potencia no superasen los 20.000 kilowatts.</p>	<p>Se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el TC respecto del artículo tercero transitorio de la Ley Corta I que establece la entrada en vigencia del nuevo régimen de recaudación y pago por el uso de instalaciones de transmisión troncal. En la Sentencia (Rol 506-2006), el TC rechazó la acción de inaplicabilidad descartando la vulneración de derechos fundamentales.</p>
Ley N°20.936 que incorpora modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos y a la Ley N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en particular establece un nuevo sistema	<p>Respecto del establecimiento de un nuevo sistema de transmisión eléctrica, la Ley N°20.936 modificó la tasa de descuento aplicada para el cálculo de la anualidad del valor de inversión de las obras del segmento de transmisión, la cual no podrá ser inferior al 7% ni superior al 10% después de impuestos.</p>	<p>En este caso, no se presentó una demanda u otro tipo de recurso en contra de la modificación incorporada en la tasa de descuento tras la publicación de la Ley N°20.936.</p>

<p>de transmisión eléctrica y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.</p>		
<p>Ley N°21.194 que incorpora modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos para rebajar la rentabilidad de las empresas de distribución y perfeccionar el proceso tarifario de distribución eléctrica.</p>	<p>La referida ley determinó que las empresas distribuidoras deben tener un giro único de distribución, además de modificarse el procedimiento de fijación de las tarifas de distribución. Asimismo, la Ley N°21.194 incorpora una rebaja a la tasa de actualización utilizada para determinar los ingresos de las empresas distribuidoras, de un 10% real a una tasa real después de impuestos que no podrá ser inferior a 6% ni superior a 8%.</p> <p>La ley se publicó con fecha 21 de diciembre de 2019 y las disposiciones transitorias establecieron lo siguiente: (i) las disposiciones de la ley se aplicarán al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadriénio 2020-2024 y también al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución de energía eléctrica; (ii) respecto de la determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadriénio 2020-2024, se indica que la CNE podrá utilizar estudios de determinación de tasa de actualización contratados por ésta y no serán exigibles las disposiciones establecidas en el inciso séptimo del artículo 182° bis de la LGSE; (iii) para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadriénio 2020-2024, y por esa única vez, no serán aplicables las disposiciones establecidas en el artículo 183° bis en relación a la constitución del registro de participantes; (iv) se establecen plazos para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadriénio 2020-2024 que deberá cumplir el Panel de Expertos y la CNE; (v) las empresas titulares de concesiones de servicio público de distribución deberán dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 8 ter de la LGSE a más tardar el 1 de enero de 2021;</p>	<p>En este caso, las modificaciones establecidas en la Ley N°21.194 incorporaron restricciones y obligaciones adicionales a empresas de distribución eléctrica que podrían haber configurado afectaciones patrimoniales. Sin embargo, no se interpuso una demanda o reclamación de otro tipo en contra del Fisco de Chile u otra autoridad por parte de las empresas eléctricas.</p>

	<p>(vi) en los 6 meses posteriores a la publicación de la referida ley, se deberá enviar un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica, que podrá abordar cualquiera de las materias tratadas en dicha ley; (vii) la primera fijación de fórmulas tarifarias conforme al proceso establecido en esta ley tendrá vigencia a contar del término de aquellas fijadas en el decreto supremo N°111T, de 2017, por un período máximo de cuatro años o hasta la publicación de la ley a que se refiere el numeral precedente; (viii) en los 12 meses siguientes a la publicación de la referida ley, la CNE deberá emitir una resolución exenta en la que establezca el alcance de la exigencia de contar con giro exclusivo que recae sobre las concesionarias de servicio público de distribución, así como también respecto a la contabilidad separada para cooperativas.</p>	
<p>Proyecto de Ley de Subsidio Eléctrico para ampliar la cobertura del subsidio eléctrico y mitigar el impacto de las alzas en las cuentas eléctricas de los usuarios en conformidad con el artículo sexto transitorio de la Ley N°21.667 (Boletín 17064-08).</p>	<p>Respecto de las medidas definidas en el proyecto de ley, una de ellas tiene como objetivo que las pequeñas y medianas empresas sean suministradas por centrales renovables como los PMGD, así como también se prohíbe a las empresas de generación traspasar el aumento del impuesto a las emisiones de CO2 a sus tarifas.</p>	<p>Actores del segmento de la generación eléctrica han comunicado su rechazo a las propuestas indicando que estas lesionan derechos adquiridos por parte de las empresas generadoras bajo los contratos regulados, además de infringir derechos fundamentales tales como la igualdad ante la ley y el derecho de propiedad.</p>

Lo propio ocurre en otros ámbitos económicos, como lo muestran los ejemplos que se incluyen en la tabla siguiente:

**Tabla 7 Otras reformas regulatorias con efectos patrimoniales relevantes en distintos sectores económicos**

Ley / Objeto	Afectación	Reclamación
<p>Ley N°20.791 que incorpora modificaciones a la Ley General de</p>	<p>Entre otras modificaciones, la Ley N°20.791 establece la declaración de utilidad pública de terrenos destinados a circulaciones, plazas y parques en planes reguladores y</p>	<p>Se ingresa un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad en el proceso Rol N°45.153-2021 (recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema). En la Sentencia (Rol</p>

Urbanismo y Construcciones en materia de afectaciones de utilidad pública de los planes reguladores.	<p>planes seccionales, procediendo al modo de expropiación o adquisición de los referidos terrenos.</p> <p>En particular, la Sociedad de Inversiones don Oscar Limitada alegó la afectación en sus derechos adquiridos vinculados al derecho de propiedad, derecho a desarrollar actividades económicas y una afectación en la seguridad jurídica y estabilidad de las normas urbanísticas.</p>	11.729-2021) el Tribunal Constitucional rechaza la acción de inaplicabilidad descartando la vulneración de derechos fundamentales.
Ley N°21.247 que creó la Licencia Médica Preventiva Parental en el marco de la pandemia del COVID-19.	<p>La referida ley permitió la extensión del postnatal parental por hasta 90 días adicionales cuyo financiamiento se definió a cargo de las Isapres, sin compensación.</p>	Consalud y Colmena, alegando una afectación directa de garantías fundamentales como el derecho de propiedad, derecho de igualdad ante la ley y el derecho a la libertad económica, presentaron una demanda de indemnización de perjuicios en contra del Fisco de Chile y la Superintendencia de Seguridad Social, las cuales se encuentran en trámite y pendiente de resolución.
Ley N°21.330: Tercer retiro de los fondos de pensiones y anticipo de rentas vitalicias.	<p>La referida ley establece un mecanismo excepcional que permite llevar a cabo el retiro de fondos previsionales y anticipos de rentas vitalicias. Al respecto, se establece el retiro de los fondos previsionales de hasta un 10% de los fondos acumulados con un monto máximo equivalente a 150 unidades de fomento. Asimismo, respecto de pensionados o beneficiarios por rentas vitalicias, podrán en una única instancia voluntaria, adelantar el pago de sus rentas vitalicias hasta por un monto equivalente al 10% del valor correspondiente a la reserva técnica que mantenga el pensionado con la respectiva compañía de seguros (se fija un tope máximo de 150 unidades de fomento).</p> <p>Considerando lo anterior, las compañías aseguradoras alegaron la existencia de una afectación patrimonial indicando que los montos comprometidos de las rentas vitalicias son de propiedad de las compañías de seguro.</p>	Las sentencias N°11230, 11559 y 11683, de fecha 17 de marzo de 2022, y la sentencia N°11560, de fecha 28 de abril de 2022, dictadas por el Tribunal Constitucional, acogieron los recursos de inaplicabilidad por inconstitucionalidad promovidos por las compañías de seguro, en atención a la vulneración del derecho de propiedad sobre los contratos legalmente celebrados y la afectación a la seguridad social de los beneficiarios.
Proyecto de Ley de Fraccionamiento Pesquero que	<p>El proyecto de ley reduce las cuotas asignadas a los sectores pesqueros industriales, quienes alegan la afectación de</p>	Diversos actores del sector pesquero industrial han anunciado la eventual presentación de una demanda de indemnización de perjuicios en

<p>incorpora modificaciones en la proporción a que tendrán derechos los sectores artesanales e industriales pesqueros.</p>	<p>sus derechos adquiridos en virtud de ley vigente.</p>	<p>contra del Fisco de Chile tras la promulgación del proyecto de ley de fraccionamiento pesquero.</p>
--	--	--

No obstante la preferencia que planteamos por regular a través de una ley que corrija la distorsión que afecta a los clientes finales, si se optase por la vía reglamentaria es posible que ésta sea igualmente aprobada, pero se adicionaría al eventual control constitucional, el control preventivo de legalidad del decreto supremo que apruebe la modificación del Decreto 88 que debe llevar a cabo la Contraloría, a través del trámite de toma de razón.

De este modo, durante el examen de legalidad del referido decreto, los interesados podrían solicitar a la Contraloría no tomar razón de éste, o la emisión de un dictamen respecto de la legalidad de privar a los titulares de MGPE del derecho adquirido que podrían intentar justificar —bajo el actual artículo segundo transitorio del Decreto 88— consistente en valorizar sus inyecciones al PNCP durante 165 meses o al Precio Estabilizado DS 88, según corresponda.

En línea con lo anterior, consideramos que también es posible promover una modificación legal que elimine los regímenes de precio estabilizado con efecto inmediato, atendido que existen buenos argumentos para defender su conformidad con la Constitución, principalmente sustentados en jurisprudencia del Tribunal Constitucional (“TC”). Esto es especialmente relevante, dado que en nuestro sistema jurídico las leyes no están sujetas a controles de fondo o mérito por parte de la Contraloría, por lo que, la única instancia en que terceros podrían impugnar una ley como la que se propone es recurriendo al TC, sosteniendo que su contenido resulta contrario a normas de rango constitucional.

Los argumentos aludidos en el párrafo anterior se relacionan principalmente con las limitaciones que la propia Constitución autoriza imponer al derecho de propiedad, las que deben cumplir dos requisitos esenciales: que se impongan por medio de una ley, y que ello se haga en razón de la función social de la propiedad a la que se refiere el propio numeral 24 del referido artículo 19 de la Constitución, en particular, por la utilidad pública que representa la corrección de esta distorsión<sup>119</sup>. De este modo, la eventual eliminación de los regímenes de precio estabilizado con efecto inmediato a través de una ley cumpliría los requisitos que, de acuerdo con la jurisprudencia del TC, hacen procedente regular o limitar la propiedad, y que,

<sup>119</sup> La función social de la propiedad, de acuerdo con la jurisprudencia del TC, incluye los intereses generales de la Nación y la utilidad pública.

por consiguiente, no constituiría una privación del derecho de propiedad de los titulares afectados, sino un ajuste a las condiciones para su ejercicio.

En lo que respecta a la función social de la propiedad, estimamos que los argumentos desarrollados en las secciones precedentes respecto de los efectos en la competencia que produce el régimen de precio estabilizado, las distorsiones analizadas, la afectación de la eficiencia económica y los efectos asociados al masivo desarrollo de la generación distribuida concentrada en determinadas zonas en lo que respecta a la operación segura del SEN, permiten sustentar suficientemente la existencia de un interés y utilidad públicos involucrados en la corrección de este mecanismo que, dadas las circunstancias actuales, ha devenido en un elemento distorsionador —e innecesario para el propósito tenido a la vista por el legislador de la Ley Corta I—, que únicamente favorece a un grupo selecto de inversionistas en perjuicio, en último término, de los usuarios del sistema (que soportan los costos), y que, por consiguiente, debe ser corregido.

Concurriendo los requisitos antedichos —implementación por una ley y en razón de la función social de la propiedad por utilidad pública—, una ley que elimine o modifique significativamente el régimen de precio estabilizado al que actualmente se acogen los titulares de MGPE no constituirá una privación de dominio (de la propiedad sobre el derecho de dichos titulares a acogerse a ese régimen de valorización), por lo que, aun cuando se impugnase dicha ley ante el TC, éste debería determinar que no se produce una regulación expropiatoria en este caso, y que, en consecuencia, la ley sería constitucional<sup>120</sup>.

---

<sup>120</sup> Un antecedente relevante en este sentido lo constituye el pronunciamiento del TC sobre un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad formulado respecto del artículo tercero transitorio del a Ley 19.940. En ese caso se discutió si se encuentra constitucionalmente legitimada la disposición impugnada para limitar el derecho de propiedad. El TC señaló en la sentencia (Rol 506-2006) que “*la constitución, a través del numeral 24 de su artículo 19, dispone que una limitación u obligación a la propiedad sólo se legitima si está establecida por ley y si deriva de su función social, en razón de exigencias de los intereses generales de la nación, la seguridad nacional, la utilidad y la salubridad públicas y la conservación del patrimonio ambiental*”, concluyendo que en el caso en análisis se verificaba el primer requisito para limitar el derecho de propiedad, precisamente, porque se trataba de una limitación establecida por una ley. Luego, el TC analizó la naturaleza de las materias reguladas por el artículo 3º transitorio para determinar si podrían considerarse como “función social de la propiedad”. Considerando el mensaje de la ley y la historia de la ley, el TC concluyó que, al ser los costos de peajes difíciles de determinar ex ante para los inversionistas, existía una barrera de entrada en la industria de la generación, de modo tal que, “*al producir el cambio en los valores de peaje, el legislador no obró por capricho ni procuró simplemente producir un cambio en un mercado cualquiera, en razón de equidad entre los privados*”. Así, en opinión del TC, “*el legislador estimó que un sistema de tarificación por la autoridad para fijar el valor del peaje por el uso de las instalaciones de transmisión troncal era necesario para favorecer a la población usuaria de los sistemas eléctricos, lo que constituye una razón de utilidad pública. Como puede apreciarse, el legislador intervino más un mercado, restringiendo la autonomía de la voluntad de las partes para fijar precios, pues estimó que ello era necesario para la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, así como para evitar alzas innecesarias de ese servicio. si el legislador quiso dar seguridad a los inversionistas, ello no fue para desarrollar un mercado cualquiera, ni para trasladar costos de hombros de unos privados a otros, sino porque lo estimó indispensable para crear mejores condiciones de seguridad y confiabilidad para el desarrollo de un servicio de utilidad pública, como es la provisión de la energía eléctrica a la población; lo hizo fundado en razones de utilidad pública que aparecen de manifiesto en el debate de la ley 19.940*”. A mayor abundamiento, el TC concluye que, “*en la provisión de un servicio de utilidad pública esencial, como es la electricidad para la población, el legislador puede legítimamente disponer un nuevo sistema tarifario que altera, para lo futuro, el sistema de precios que se pagan entre empresas privadas que participan en el sector para proveer,*

En lo que respecta a la forma en cómo podría conocer el TC de eventuales objeciones de constitucionalidad en contra del cambio normativo propuesto, se debe tener presente que, conforme al artículo 93 de la Constitución, el control de constitucionalidad que ejerce el TC respecto de las leyes puede ser preventivo o represivo.

El control preventivo de constitucionalidad tiene lugar con anterioridad a que una ley aprobada por el Congreso de la República sea promulgada. Respecto de algunas materias que detalla el artículo 93 de la Constitución, el control previo de constitucionalidad es de carácter obligatorio<sup>121</sup>, pero también puede ser ejercido a requerimiento del Presidente de la República, de cualquiera de la Cámaras del Congreso o de una cuarta parte de sus miembros en ejercicio.

Por otra parte, el control de constitucionalidad represivo o *ex post* que ejerce el TC también se produce mediante dos mecanismos: el requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad y la declaración de inconstitucionalidad de un precepto legal. Ambos suponen que la ley que se estima inconstitucional ya se encuentra vigente.

En el caso del requerimiento de inaplicabilidad, se impugna la constitucionalidad de un determinado precepto legal aplicado a un caso concreto y, de acogerse el requerimiento por el TC, la norma impugnada no será aplicable a ese caso particular. Ahora bien, para que el TC pueda conocer de un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad, es necesario que exista una gestión judicial pendiente en relación con el precepto legal que se estima inaplicable, es decir, que la norma en cuestión sea determinante para resolver un procedimiento judicial en curso. En consecuencia, para que proceda dicho requerimiento, los interesados en interponerlo deberán primero iniciar un juicio en el que se discuta su aplicación a un caso concreto (podría tratarse, por ejemplo, de una acción de protección o de una demanda de indemnización de perjuicios en contra del Estado de Chile).

Por su parte, la declaración de inconstitucionalidad procede por acción pública o de oficio por parte del TC, pero sólo respecto de un precepto legal que haya sido previamente declarado inaplicable, y el efecto de la declaración es que la norma impugnada es “expulsada del ordenamiento jurídico” (con efectos generales, no sólo para el caso concreto).

---

*con afán de lucro, el respectivo servicio, aunque con ello afecte los derechos establecidos en un contrato válidamente celebrado, siempre que, como demuestra en la especie la historia legislativa, el legislador lo haga en razón de exigencias de utilidad pública y que, con tales alteraciones, no prive a los participantes de lucro o beneficio económico o de algún otro atributo o facultad esencial de su propiedad”.*

Asimismo, en cuanto al alcance del examen de constitucionalidad que le compete al TC, es importante tener presente lo afirmado por dicho tribunal en la misma sentencia: “*Que lo razonado en los tres considerandos que anteceden, no implica que este tribunal se pronuncie acerca del mérito del cambio efectuado por el legislador, como el examen de mérito técnico o político le está vedado, por corresponder esta tarea únicamente a las autoridades políticas, al tribunal le basta con constatar que el legislador precisamente estaba persiguiendo un fin de utilidad pública, al margen de si desplegó o no la fórmula más adecuada para lograrlo*”.

<sup>121</sup> A saber, respecto de los preceptos legales que revisten el carácter de materia de ley orgánica constitucional, y a los que se refieren a competencias de los tribunales ordinarios o a elecciones populares, entre otras, que requieren, para ser aprobadas, de un quórum especial (de 3/5 de los diputados y senadores en ejercicio).

Aunque estas formas de control represivo de constitucionalidad podrían ser promovidas en contra de una ley que modificase o eliminase el mecanismo de estabilización de precios aplicable a las inyecciones de los MGPE, dados los requisitos que habilitan la interposición de estas acciones ante el TC, estimamos poco probable que tengan como efecto que la referida ley sea declarada inconstitucional con efectos generales.

Ahora bien, aunque nuestra recomendación es que estos cambios normativos se promuevan mediante una modificación legal, en la discusión parlamentaria del PdL de Subsidio Eléctrico se han vertido argumentos que pueden ser esgrimidos para justificar la modificación del régimen de precio estabilizado de los MGPE, incluso, por la vía reglamentaria. Aunque dichos argumentos tienen mayores complejidades de aquellos analizados previamente para justificar la constitucionalidad de un cambio de ley que elimine los regímenes de precio estabilizado —y, por lo tanto, no permiten descartar eventuales reparos de la Contraloría para la toma de razón de un eventual decreto que modifique el Decreto 88 en ese sentido—, es funcional tenerlos en cuenta para cualquiera de las posibles vías de modificación (legal o reglamentaria), en lo que respecta a sostener que un cambio normativo como el propuesto no afecta derechos adquiridos por los titulares de MGPE acogidos a los regímenes de precio estabilizado vigentes.

Dichos argumentos son expresados en el informe en derecho emitido por el abogado José Miguel Valdivia —aludido en la sección 3.4— en el marco de la discusión del PdL de Subsidio Eléctrico el que, resumidamente, sostiene que (i) las reglas establecidas para los MGPE, incluyendo el régimen de precio estabilizado, derivan de un reglamento que ha sido modificado en el pasado sin que se hayan presentado “objeciones significativas” a esas modificaciones; y que (ii) los sistemas normativos están diseñados para adaptarse a nuevas circunstancias, por lo que la estabilidad normativa no puede interpretarse como un derecho adquirido inmutable, por lo que, aunque toda reforma debe considerar los principios de confianza legítima y seguridad jurídica, la naturaleza reglamentaria del sistema normativo de los MGPE no ofrece una garantía absoluta de permanencia en el tiempo. A partir de este razonamiento, el referido informe en derecho concluye que los cambios normativos al régimen de los MGPE no vulnerarían el derecho de propiedad, al no producir una expropiación de derechos adquiridos, sino únicamente involucrar ajustes dentro de un marco regulatorio que es, por su naturaleza, susceptible de variaciones.

## 6 Resumen de alternativas

El análisis realizado evidencia que las distorsiones originadas por el mecanismo de estabilización de precios aplicable a las inyecciones de los PMG y PMGD requieren ser corregidas, particularmente por el impacto económico que generan en las compensaciones del sistema y en las expectativas de los titulares actualmente acogidos a estos regímenes, especialmente aquellos que valorizan sus inyecciones al PNCP.

Desde una perspectiva cuantitativa, las compensaciones asociadas al régimen actual superan los 500 millones de dólares anuales hasta 2034, acumulando 4.650 millones de dólares en el período 2025-2043. Una migración de PMGD/PMG a contratos de suministro regulado permite reducir las compensaciones a 3.728 millones de dólares en el mismo período, mientras que la eliminación del ajuste por banda del Precio Medio de Mercado y el fin del precio estabilizado en 2035 (o una estabilización estrictamente neutra respecto del CMg) disminuyen las compensaciones a 1.833 millones de dólares. Si el fin del precio estabilizado se adelanta a 2030, las compensaciones caen a 1.192 millones de dólares para el período 2025-2043.

Sin embargo, es previsible que, ante una eventual modificación en línea con alguna de las alternativas analizadas, pese a que corresponden a esquemas de transición que preservan componentes de estabilización por varios años, algunos propietarios de PMG y PMGD aleguen la existencia de derechos adquiridos a mantener la valorización bajo las condiciones actuales hasta el término del período transitorio de 165 meses.

Por lo anterior, con miras a atenuar la eventual afectación a los derechos adquiridos de los titulares de PMG y PMGD y minimizar la oposición a los cambios en dicho régimen, es recomendable que sean implementadas mediante modificaciones a la LGSE, sin perjuicio de evaluar que se implemente sólo por vía reglamentaria.

Para ello, y considerando los precedentes existentes en materia de aplicación transitoria de cambios relevantes en regímenes de remuneración en el sector eléctrico (Ley Corta I, Ley N°20.936 y Ley N°21.194), es razonable proponer a modo de transición la eliminación del ajuste por banda de precio en el corto plazo y, a partir de 2035 un nuevo mecanismo de estabilización cuyo resultado sea neutro respecto del CMg, el que también sería aplicable en el corto plazo a cualquier nuevo PMG y PMGD.

FIN DEL DOCUMENTO

