

Informe Final

Análisis del impacto económico y regulatorio de las medidas anunciadas por el Ejecutivo ante alza de tarifas eléctricas

preparado por Vinken-Dictuc para
Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G

Santiago, 3 de Octubre de 2024

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos	2
Glosario	4
Resumen Ejecutivo	6
1. Antecedentes	11
2. Objetivos del Estudio	12
3. Recaudación por Aumento de IVA Neto por Alza de Tarifas	13
3.1. Metodología de Proyección de Tarifas	15
3.1.1. Cálculo de Recaudación de IVA sin Descongelamiento de Tarifas (Caso Base)	16
3.1.2. Cálculo de Recaudación de IVA con Descongelamiento de Tarifas (Proyectado)	18
Proyección del Precio de Nudo Promedio	18
Proyección de Consumo Eléctrico	19
Proyección del Cargo Único de Transmisión	21
Proyección del Valor Agregado de Distribución	23
3.1.3. Composición de Tarifas Reguladas Residenciales	24
Supuestos y Consideraciones	25
3.2. Resultados Recaudación de IVA Bruto	25
3.3. Impacto en el Consumo de Otros Bienes	29
3.3.1. Metodología Utilizada por el Ejecutivo	29
3.3.2. Posibles Extensiones a la Metodología Propuesta por el Ejecutivo	30
Clientes Residenciales	30
Clientes Comerciales	33
3.3.3. Estimación en Base a Metodología del Ejecutivo	33
3.3.4. Estimación en Base a Metodología Propuesta	40
3.4. Estimación de la Recaudación de IVA Neto	47
4. Recaudación por Alza del Impuesto a las Emisiones	49
4.1. Antecedentes	49
4.2. Metodología	50
4.3. Resultados	52
4.3.1. Estimación de la Recaudación para el Subsidio	52
4.3.2. Estimación de las Compensaciones	54
5. Mecanismo de Recaudación con Cargo FET a Retiros	59
5.1. Antecedentes	59
5.2. Metodología	59
5.3. Resultados	60
6. Precio Preferente Pyme	65
7. Otras medidas impulsadas por el Ejecutivo	71
7.1. Perfeccionamiento de Facultades de la SEC	71
7.2. Revisión de Precios de Contratos de Suministro Eléctrico	71
8. Análisis Integral de Propuestas y Recomendaciones	73
8.1. Análisis Integral del Impacto de las Medidas Propuestas	73
Consideraciones Respecto al Volumen del Subsidio	73
Recaudación por Aumento de IVA Neto por Alza de Tarifas	76

Recaudación por Alza del Impuesto a las Emisiones	78
Recaudación por Cargo FET a Retiros	80
Precio Preferente Pyme	81
8.2. Análisis Crítico de las Medidas Propuestas	81
9. Conclusiones	87
Anexos	88
A. Modelo de Predespacho	88
B. Antecedentes de Cálculo del Impuesto a las Emisiones	90
C. Supuestos de Escenarios Simulados	94
D. Resultados de Escenarios Simulados y Cálculo de PNCP	98
D.1. Escenarios de Simulación	98
D.1.1 Escenario Base	98
D.1.2. Escenario Húmedo	100
D.1.3. Escenario Seco	102
D.1.4. Escenario Húmedo con Mayores Costos de Combustibles	103
D.2. Metodología de Proyección de PNCP	105
E. Desglose de Remuneraciones PMGD para Sensibilidades	111
E.1. Escenario Húmedo	111
E.2. Escenario Seco	112
F. Sensibilidades respecto al alza del Impuesto a las Emisiones	114
F.1. Retiro de Centrales CTA y CTH	114
G. Medidas de Clientes Comerciales ante Alza Eléctrica y su Potencial Impacto en Recaudación Tributaria	115
H. Metodología de Proyección del Impacto Precio Preferente Pyme en Contratos de Suministro Regulado	117
H.1. Periodo 2024-2027	117
H.2. Periodo 2028-2034	117
H.3. Consideraciones Generales	117

Glosario

BAU - Business as Usual
CASEN - Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional
CCIF - Clasificación del Consumo Individual por Finalidades
CDAT/CDBT - Cargo por distribución base para tarifas en alta y baja tensión
CEN - Coordinador Eléctrico Nacional
CET - Cargo Equivalente de Transmisión
CMg - Costo Marginal
CNE - Comisión Nacional de Energía
CPI - USA Consumer Price Index
CSP - Cargo por Servicio Público
DFL - Decreto con Fuerza de Ley
DS - Decreto Supremo
EPF - Encuesta de Presupuestos Familiares
ERV - Energía Renovable Variable
FET - Fondo de Estabilización de Tarifas
GNL/GN - Gas Natural Licuado/Gas Natural
INE - Instituto Nacional de Estadísticas
IPC - Índice de Precios al Consumidor
ITD - Informe Técnico Definitivo
IVA - Impuesto a las Ventas y Servicios
LGSE - Ley General de Servicios Eléctricos
MEPCO - Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles
MEN - Ministerio de Energía
MiPymes - Micros, Pequeñas y Medianas Empresas
MM CLP/USD - Millones de Pesos Chilenos/Dólares
MMA - Ministerio del Medio Ambiente
MPC - Mecanismo de Protección al Cliente
MRT - Margen de Reserva Teórico
OTR - Operación en Tiempo Real
PdL - Proyecto de Ley propuesto por el Ejecutivo con el objetivo general aumentar la cobertura del subsidio eléctrico, publicado el 26 de agosto de 2024
PBEp - Precio Básico Promedio de la Energía
PBP - Precio Básico de la Potencia
PE - Precio Estabilizado
PELP - Planificación Energética de Largo Plazo
PMG/PMGD - Pequeños Medios de Generación/Distribuida
PMGD PFV/HP/PE/TER - Pequeño Medio de Generación Distribuida Parque Fotovoltaico/Hídrico de Pasada/Parque Eólico/Térmico
PMM - Precio Medio de Mercado
PMT - Precio Medio Teórico
PNP/PNEP/PNPP - Precio de Nudo Promedio/Precio de Nudo de la Energía Promedio/Precio de Nudo de la Potencia Promedio
PNCP/PNLP - Precio de Nudo de Corto Plazo/Largo Plazo
Pyme - Pequeña y Mediana Empresa
RE - Resolución Exenta
RIAE - Recargo por Impuesto Anual de Emisiones

RSH - Registro Social de Hogares
SEC - Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN - Sistema Eléctrico Nacional
SICTER - Sistema de Centrales Termoeléctricas
SII - Servicio de Impuestos Internos
SMA- Superintendencia del Medio Ambiente
SNIFA - Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental
SSCC - Servicios Complementarios
SSMM - Sistemas Medianos
SSR - Servicios Sanitarios Rurales
USA - Estados Unidos de América
VAD - Valor Agregado de Distribución
VUI - Valor Unitario del Impuesto a las Emisiones

Resumen Ejecutivo

El Ejecutivo ha planteado la **necesidad de establecer un subsidio eléctrico** con el fin de subvencionar la cuenta eléctrica de los hogares más vulnerables. Según sus estimaciones se requerirá de 1273 MM USD para los años 2025, 2026 y 2027, de los cuales la Ley N°21.677 supone recursos anuales por 120 MM USD para los años 2024, 2025 y 2026. Con todo lo anterior, se requerirían recursos adicionales por un monto de 913 MM USD. Para financiar los **recursos requeridos por el subsidio, no cubiertos** por la Ley N°21.667, se han propuesto una serie de **pilares**. En particular:

1. Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA que estará asociada al alza de tarifas de electricidad.
2. Aumento temporal del impuesto al carbono.
3. Cargo FET a los retiros.
4. Precio Preferente Pyme.

El presente estudio se enfoca en realizar un análisis detallado de los impactos de las medidas propuestas. Análisis realizados por el equipo consultor dan cuenta no tan solo de la **incertidumbre respecto a montos requeridos y posibles montos de recaudar** mediante cada pilar propuesto, sino que también de sus **desafíos de implementación e impactos asociados** sobre los diferentes agentes del sistema.

Respecto a la **recaudación por concepto de IVA Bruto y Neto asociado al aumento en tarifas**. Los resultados del estudio muestran estimaciones de IVA Bruto mayores en un 29% a lo estimado por el Ejecutivo. Respecto al IVA Neto, mediante la consideración de información detallada por quintil, del efecto del subsidio en el presupuesto de los hogares beneficiados, y de supuestos adicionales respecto a la propensión del consumo, se estima una recaudación de IVA Neto de hasta 61% del IVA Bruto cuando el total del 40% del RSH es beneficiado por el subsidio, equivalente a 130 MM USD anuales en base a las cifras de IVA Bruto del Ejecutivo. De todas formas, esta recaudación de IVA Neto disminuye en la medida que baja el alcance del subsidio. Así por ejemplo, si el subsidio disminuye al 50% de los montos anunciados entre 2025 y 2027, la recaudación de IVA Neto resulta en un 54% del IVA Bruto, equivalente a 116 MM USD anuales.

Respecto a la **recaudación por alza del impuesto a las emisiones**, estimaciones propias del equipo consultor muestran que la recaudación neta asociada podría ser en torno a 57 MM USD, menor a la estimada por el Ejecutivo. Es importante recalcar que esta recaudación es particularmente sensible al despacho de generación térmica fósil impactada por condiciones hidrológicas y de precios de combustibles. En este contexto, las compensaciones tipo A asociadas al impuesto podrían variar entre 0,98 a 4,2 MM USD (0,16% y 1% de la recaudación), equivalente hasta 0,3 veces si hubiera compensación A y B con la tasa actual de impuesto. Esta medida podría suponer un impacto directo sobre la generación térmica fósil, situación que podría propiciar condiciones para un retiro acelerado de centrales térmicas, lo que podría generar impactos no deseados con respecto a la eficiencia, seguridad y sustentabilidad en la operación del SEN. Adicionalmente, el aumento en la tasa de impuesto repercutirá en las compensaciones asociadas, impactando a retiros, particularmente crítico en el caso de centrales de generación renovable sujetas a contratos regulados, las cuales no

generan las emisiones gravadas ni cuentan con la posibilidad de transferir este costo a clientes regulados.

Respecto a la **recaudación por Cargo FET a retiros**, la medida considera un Cargo FET a retiros de energía, de carácter transitorio para años 2025 a 2027, equivalente a 1,8 CLP/kWh, reajutable semestralmente conforme al IPC. Este cargo FET será descontado del pago de compensación de precio estabilizado al que se encuentran afectos los generadores con retiros. A nivel mensual, compensaciones de precio estabilizado podrían no ser suficientes para cubrir el Cargo FET, en cuyo caso diferencias son asumidas por retiros, resultando en créditos a ser descontados de compensaciones en meses posteriores, pudiendo incluso exceder el periodo de aplicación del cargo. En la práctica, se reducen compensaciones por PE totales del segmento PMGD entre un 44% y un 50% (se da una reducción del 32% en remuneraciones totales). Logrando una recaudación promedio anual de 166 MM USD mediante el cargo a retiros, lo cual es asumido íntegramente por el segmento PMGD. Adicionalmente, este segmento queda expuesto a la variabilidad de los costos marginales del sistema. Esta medida impacta principalmente a la tecnología de generación solar fotovoltaica, la que ve reducida sus remuneraciones totales promedio en un 35%, desde 66 USD/MWh a 43 USD/MWh.

Respecto a la medida de **Precio Preferente Pyme**, se destaca la **baja relación costo/beneficio de la medida**, en torno a un 15%. Si la medida supone un **costo directo a contratos regulados en torno a 660 MM USD para el horizonte de estimación**, tan solo **en torno a 100 MM USD se traducen en beneficios para consumidores** finales en el mismo periodo. Más aún, los costos directos que supone la medida resultan en un **impacto mayor al segmento de generación en relación al resto de medidas planteadas por el Ejecutivo**. Esto, por ejemplo, al contrastar el impacto de la medida con el costo asociado por cargo FET a PMGD por 450 MM USD en el horizonte 2025 a 2027. Adicionalmente, la medida supone **impactos colaterales**, particularmente sobre el segmento PMGD y retiros afectados por costos y beneficios asociados al balance de cargos sistémicos resultante, lo que no corresponde al objetivo de la medida. Con todo lo anterior, es de esperar que la medida genere un **impacto en futuras licitaciones de suministro regulado** (e.g., mediante el aumento de primas de riesgo asociadas, el desincentivo a la participación de agentes, etc.).

Respecto a la medida de **revisión de precios de contratos de suministro eléctrico**, ésta supone una serie de interrogantes respecto a su implementación práctica, así como el riesgo al que podrían verse sujetos consumidores regulados frente a la falta de acuerdo entre las partes (e.g., exposición a contratos con condiciones menos favorables), así como la revisión arbitraria de contratos, con el consecuente **impacto en mecanismo de licitaciones reguladas**. Mientras que respecto al **perfeccionamiento de facultades de la SEC**, destacar que un aumento en multas y compensaciones por cortes de suministro no necesariamente logrará incentivar el desarrollo de redes de distribución más resilientes y eficientes, siendo necesario para ello una revisión integral de la regulación de la distribución.

La tabla 1 presenta un **resumen de las medidas recaudatorias propuestas y estimaciones realizadas por el Ejecutivo, así como estimaciones realizadas por el equipo consultor**. En particular, se observa que los montos asociados a la Ley N°21.667 permiten beneficiar a los hogares de SSMM dentro del grupo objetivo, hogares electrodependientes y a 1.057.132 hogares del SEN pertenecientes al 40% del RSH (en torno al 22% del total). En función de

estimaciones del equipo consultor, de solo contar como pilar adicional la recaudación de mayor IVA Neto producto del alza de tarifas, sería posible beneficiar en torno al 19% del total de hogares correspondiente al 40% del RSH. Pilares de recaudación asociados al alza del impuesto a las Emisiones y Cargo FET a retiros permitirían beneficiar respectivamente a un 15% y 38% del total de hogares correspondiente al 40% del RSH. Al contar con todos los pilares, y con ello un mayor subsidio, el aporte del pilar asociado a una mayor recaudación de IVA Neto producto del alza de tarifas permitiría beneficiar hasta un 34% del total de hogares correspondiente al 40% del RSH.

Resultados dan cuenta de la **complementariedad de medidas** con el propósito de recaudar los montos requeridos para cumplir con los objetivos de cobertura del subsidio propuesto por el Ejecutivo¹. Existe **incertidumbre respecto a la recaudación efectiva por cada medida** (particularmente en el caso del alza del impuesto a las emisiones), **así como a los montos requeridos para el financiamiento del subsidio** (producto de una potencial sobrestimación del número de hogares asociados al universo de personas correspondiente al 40% del RSH).

De tal forma de analizar integralmente las medidas, se definen principios relevantes como: baja varianza en recaudación de ingresos para subsidios; simplicidad de implementación; eficiencia económica de corto y largo plazo; minimizar impactos de mediano y largo plazo; y alineamiento con otras medidas del sector eléctrico. **Dentro de estos principios, es crítico que las medidas enfocadas en resolver un problema transitorio, tengan impactos transitorios.** Adicionalmente, es cuestionable la condición que una parte relevante de las medidas sean autocontenidas en el sector eléctrico considerando que el congelamiento de tarifas provino del Estado. Dentro de las medidas propuestas por el Ejecutivo, **tan solo la medida de recaudación por concepto de IVA Neto asociado al aumento en tarifas cumple de forma satisfactoria** con estos principios.

El resto de medidas asociadas al sector eléctrico generan, directa o indirectamente, modificaciones regulatorias mermando un marco regulatorio estable y predecible. La regulación en sistemas eléctricos debe adaptarse de forma continua, particularmente frente a cambios tecnológicos y requerimientos de política pública. No obstante, generar cambios regulatorios requiere una implementación que no merme la estabilidad regulatoria ni genere impactos no deseados en inversiones y el desarrollo del sistema eléctrico. **Esta implementación gradual, no se condice con el propósito de generar soluciones a problemáticas puntuales de corto plazo.**

Estimaciones dan cuenta de la **incertidumbre asociada a las fuentes de recaudación propuestas**, así como la **sobrestimación** de algunas medidas por parte del Ejecutivo. De particular relevancia es que las medidas **propuestas autocontenidas en el sector eléctrico** presentan **importantes riesgos regulatorios** con impactos no deseados en inversiones presentes y futuras, al introducir cambios **regulatorios para problemáticas temporales** mermando la confianza de inversionistas y financistas, **resultando en potenciales mayores costos de operación y desarrollo** del SEN.

¹ A modo de referencia, cada 10 MM USD de recaudación promedio anual adicional permitiría beneficiar en promedio a 120.540 hogares.

Tabla 1. Resumen de medidas recaudatorias.

Medida ²	Recaudación Ejecutivo (MM USD) ³	Beneficiarios (miles de hogares)	Recaudación Estimada (MM USD)	Beneficiarios (miles de hogares)	Años de aplicación	Comentarios
Recursos Ley N°21.667	120	SSMM, electrodependientes y 22% del grupo objetivo	120	SSMM, electrodependientes y 22% del grupo objetivo	Máximo anual definido para 2024, 2025 y 2026	Considera como beneficiarios a 70.568 hogares del SSMM, 9.765 personas electrodep. y 1.057.132 hogares del SEN (22% del grupo objetivo ⁴).
IVA Neto	86 (80 mil MM CLP)	1.037 (22%)	88-130 ⁵	1.061-1.567 (22-33%)	IVA recaudado entre 2024-2, 2025, 2026 y 2027 producto del alza.	El Ejecutivo considera información promedio y no analiza el impacto del subsidio en el presupuesto de los hogares. Se agrega detalle por quintil, efecto del subsidio en el presupuesto de los hogares beneficiados, y supuestos adicionales respecto a la propensión del consumo.
Alza del Impuesto a las Emisiones	75 (70 mil MM CLP)	907 (19%)	49-69 ⁶	591- 832 (13-18%)	Considera operación 2024 a 2026, asociada a operación renta de abril de 2025, 2026 y 2027.	Sensible al despacho de generación térmica fósil impactada por condiciones hidrológicas y de precios de combustibles. Estimación del Ejecutivo considera niveles de generación fósil en niveles que no coinciden con lo observado en los últimos años.
Cargo FET a Retiros	150	1.808 (38%)	150	1.808 (38%)	Balance económico de energía en los años 2025, 2026 y 2027.	El cargo está definido de manera tal que permite recaudar el monto anunciado. Sin embargo, existe incertidumbre respecto a cuánto podría descontarse a generadores afectados, generando un alto impacto en remuneraciones de PMGD, principalmente solares.
Total	431	102%	407-469	96-111%	-	-

Es **relevante contar con medidas mediante las cuales sea el Ejecutivo, a través de recursos fiscales, el que costee el financiamiento del subsidio** propuesto. Esto, sin afectar el funcionamiento de los mercados eléctricos asociados. Lo anterior no se contradice con la necesidad de modificaciones regulatorias en línea con la visión de largo plazo de desarrollo del sistema, el perfeccionamiento de mercados eléctricos asociados, y el resguardo y fomento

² Pese a que el PdL establece un aumento en las multas dentro de su medida de perfeccionamientos de facultades de la SEC, no se compromete un monto específico de recaudación a través esta medida.

³ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁴ Se considera el porcentaje respecto al total de hogares que componen el 40% del RSH (4.723.542 hogares). Cabe destacar que las estimaciones realizadas indican que los recursos asociados a la Ley N°21.667 (360 MM USD en 3 años) permitirían abordar los montos asociados a subsidiar a los hogares de SSMM, hogares electrodependientes y a un 22,4% de los hogares pertenecientes al 40% del RSH.

⁵ El rango mostrado considera el uso de la metodología propuesta con la estimación de IVA Bruto del Ejecutivo, en donde la recaudación aumenta hasta 130 MM USD cuando se subsidia la totalidad de hogares correspondientes al 40% del RSH, monto que disminuye cuando se reduce la cobertura del subsidio. El uso de la metodología propuesta con la estimación propia de IVA Bruto entrega una recaudación de hasta 174 MM USD. Cabe destacar que al utilizar la metodología del Ejecutivo se obtiene una recaudación de IVA Neto de 73 MM USD, donde las diferencias se deben a un mayor detalle en el cálculo por quintil y a imprecisiones en el cálculo realizado por el Ejecutivo.

⁶ Incertidumbre asociada al despacho de generación térmica fósil bajo distintas condiciones hidrológicas y de precios de combustibles.

de las inversiones actuales y futuras requeridas para garantizar la transición energética segura y eficiente del sistema. No obstante, medidas de corto plazo con foco recaudatorio, que generen impactos regulatorios, son contraproducentes con cambios que mantengan la necesaria estabilidad regulatoria.

1. Antecedentes

El gobierno, a través de los Ministerios de Energía y Hacienda, ha impulsado la discusión respecto a una serie de **medidas con el fin de subvencionar la cuenta eléctrica de los hogares más vulnerables**. Esto, con el propósito de minimizar el impacto de la aplicación de tarifas reales a la energía eléctrica. Al respecto, propuestas del Ejecutivo buscan ampliar el monto del financiamiento de un subsidio, de forma que sea más amplio que el contenido en la Ley 21.667 de Estabilización de Tarifas Eléctricas, publicada en abril de 2024, utilizando otras fuentes de financiamiento para este propósito.

En este contexto, el reciente **PdL** propuesto por el Ejecutivo tiene como objetivo general **aumentar la cobertura del subsidio eléctrico**, extender su duración e introducir mejoras que permitan fortalecer la función fiscalizadora y de supervigilancia de la SEC. Para lograr lo anterior, se establecen tres pilares fundamentales: (1) aumentar la cobertura del subsidio; (2) disminuir las tarifas a un determinado grupo de clientes; y (3) perfeccionar las medidas de fiscalización y supervigilancia de la SEC en beneficio de los clientes finales.

En particular, respecto a los **mecanismos de financiamiento** del subsidio eléctrico, se proponen las siguientes medidas: (i) establecer una sobretasa al impuesto de las emisiones de dióxido de carbono; (ii) destinar la recaudación del Impuesto al Valor Agregado (IVA) neto originado por el alza de las tarifas eléctricas; (iii) establecer un cargo a los retiros de energía del sistema, denominado “Cargo FET”.

2. Objetivos del Estudio

El presente estudio tiene como **objetivo general** realizar un análisis detallado de los costos y beneficios tanto a nivel del sistema como de las industrias renovables y de almacenamiento de las medidas mencionadas. Esto, con enfoque especial en los efectos que puedan traer estas medidas en la integración de generación renovable a toda escala y posibles costos para las empresas generadoras renovables no convencionales.

En particular, se consideran las siguientes actividades:

- **Actividad 1. Análisis del IVA Neto recaudado por alza de tarifas eléctricas:** Considera la estimación de la potencial recaudación adicional de IVA Neto que obtendría el fisco asociada al alza de tarifas de electricidad, descontando a su vez la disminución en la recaudación de IVA producto de un menor gasto en otros bienes.
- **Actividad 2. Análisis del alza del impuesto a las emisiones:** Considera la estimación de la recaudación de impuesto a las emisiones que se podría obtener a partir de un alza que duplique el monto de dicho impuesto.
- **Actividad 3. Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros:** Considera la estimación del impacto de establecer un cargo transitorio durante los años 2024, 2025 y 2026 para los retiros de energía del SEN, en donde los generadores puedan descontar dicho cargo de la compensación de PE.
- **Actividad 4. Análisis creación de una bolsa de precio preferente para Pymes:** Considera el análisis del impacto de traspaso de hasta 500 GWh/año de las inyecciones de los PMGD al suministro de las concesionarias de distribución mediante la creación de una bolsa de precio preferente para Pymes, a partir de los posibles efectos que esta medida podría tener en los contratos de suministro a clientes regulados actuales y en los generadores asociados.
- **Actividad 5. Análisis cualitativo del impacto de las medidas propuestas:** Considera el análisis del potencial efecto de la aplicación simultánea de estas medidas. Además, considera el análisis del impacto y posibles riesgos que estas medidas pueden tener en términos regulatorios, certeza jurídica de los contratos, futuras licitaciones, riesgo país en términos de inversión, entre otros.

3. Recaudación por Aumento de IVA Neto por Alza de Tarifas

La medida impulsada por el Ejecutivo considera que la totalidad de la mayor recaudación neta de IVA producto del aumento de las tarifas se utilizará como aporte fiscal para ampliar la cobertura del subsidio transitorio.

Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo la recaudación neta por esta vía sería de **80 MM USD anuales**. Por otro lado, las estimaciones del académico Humberto Verdejo en una ventana de 18 meses (2024-2025) se sitúan entre **300 a 350 MM USD**, pero considerando **solo el aumento de IVA Bruto**.

La metodología propuesta por el Ejecutivo considera la recaudación neta del IVA como la diferencia entre la recaudación de IVA asociada al alza de tarifas y la menor recaudación de IVA asociada a un menor gasto en otros bienes y servicios.

- Se considera solo clientes residenciales, ya que para clientes comerciales el IVA se utiliza como crédito contra los débitos de IVA, por lo que no se genera recaudación adicional. El Ejecutivo utiliza como supuesto que el consumo residencial representa del orden del 50% del consumo total de clientes regulados.
- La reducción de gasto en otros bienes se calcula con una propensión de consumo media de 0,84 y que el 22% del gasto de las familias se destina a bienes o servicios exentos de IVA. Así, por cada \$1 de aumento de tarifas se deja de recaudar \$0,66. No obstante, cabe destacar que la estimación de menor IVA en otros bienes realizada por el Ejecutivo para el año 2025 no cumple con la proporción indicada.

Tabla 3.1. Cifras estimadas por el Ejecutivo⁷.

Año	Consumo residencial (MWh)	Incremento promedio tarifas residenciales	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	Menor IVA otros bienes (MM CLP)	IVA Neto (MM CLP)	IVA Neto (MM USD)
2024-2	7.655.872	31%	64.330	42.250	22.081	23,7
2025	15.509.153	51%	218.191	123.169	95.022	102,2
2026	15.878.846	43%	187.540	123.169	64.371	69,2
2027	16.305.454	43%	192.579	126.478	66.101	71,1

Por otro lado, la metodología alternativa utilizada por el académico Humberto Verdejo calcula la recaudación bruta de IVA para una ventana de 18 meses entre julio de 2024 a diciembre de 2025 considerando:

- Proyección de tarifas residenciales a nivel de empresa-comuna, proyectando el PNP con esta misma resolución, incluyendo el aumento del VAD del 2024, suponiendo una trayectoria de reliquidación del VAD desde octubre 2024 y que se mantienen fijos los cargos por transmisión y distribución.
- Esta información se cruza con la facturación para el año 2023, considerando todas las tarifas y tramos de consumo.
- No considera efectos asociados al menor IVA recaudado por menor gasto en otros bienes.

⁷ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

Tabla 3.2. Incremento de recaudación de IVA Bruto por incremento de tarifas de acuerdo con la metodología utilizada por Humberto Verdejo.

Clientes considerados	Mayor IVA Bruto (MM USD)
Usuarios residenciales sujetos a tarifa BT1a	343
Usuarios residenciales y comerciales sujetos a tarifa BT1a	420
Usuarios residenciales y comerciales sujetos a tarifas BT1a, BT43, AT43	585
Usuarios residenciales y comerciales sujetos a todas las tarifas	725

En el presente estudio, la metodología de cálculo considera:

- Se considera un consumo residencial del orden del 61,68% del consumo total de clientes regulados⁸.
- Proyección detallada de tarifas reguladas (diferenciación por tarifa y zona) entre 2024 y 2027, manteniendo constantes cargos asociados a transmisión y distribución, siendo indexados solo por IPC.
- Se considera una proyección con alza en las tarifas para efectos de determinar la nueva recaudación y una proyección sin alza en las tarifas para determinar la recaudación base.

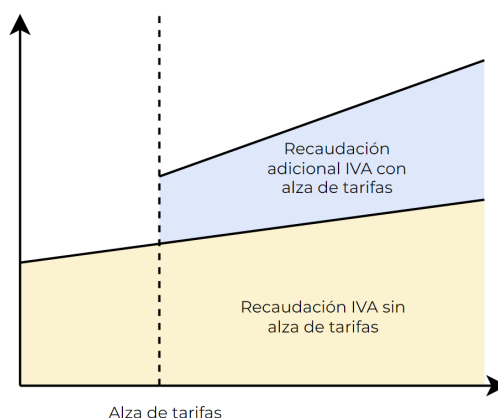


Figura 3.1. Recaudación adicional por concepto de IVA.

- Proyección del aumento del consumo regulado en base a proyecciones CNE, manteniendo distribución actual entre tarifas reguladas.
- Estimación del aumento de IVA Bruto como la diferencia entre recaudación anual de IVA con y sin alza.
- Estimación de la disminución de recaudación por IVA asociado a un menor gasto en otros bienes.
- Así, el **IVA Neto** recaudado por esta medida estará definido por: *Aumento en IVA Bruto a partir de mayores tarifas - Disminución del IVA en otros bienes.*

Respecto a la estimación de la reducción en la recaudación de IVA asociado a un menor gasto en otros bienes, al ser la electricidad un bien muy inelástico, se puede asumir que las alzas permanentes de las tarifas tienen un efecto sustitución que será cero (o despreciable), manteniendo constante el consumo eléctrico. Esto implica un efecto ingreso importante:

⁸ En base a información disponible para 2022. Disponible en: [Energía Abierta: Clientes Regulados](https://www.vinken.cl/Energía%20Abierta%20Clientes%20Regulados)

todo gasto adicional en electricidad implica una reducción en el consumo de otros bienes de la canasta.

- En clientes residenciales se considera el cambio en la propensión al consumo media y distintas estimaciones del gasto en bienes o servicios exentos de IVA que sean parte de la canasta de consumo. El cálculo se realiza por quintil, entendiendo que el comportamiento esperado de cada hogar ante el alza eléctrica dependerá de su condición económica.
- Además, se considera una propuesta de estimación de IVA Neto con supuestos más detallados. En particular, se utiliza una propensión de consumo marginal en aquellos meses con cambios en la disponibilidad presupuestaria (recepción del subsidio o alza tarifaria) y para el resto de los meses se considera la propensión de consumo media. Además, se considera el impacto que tendría un subsidio perfectamente focalizado en el consumo de otros bienes y servicios de los hogares beneficiados, asumiendo que un subsidio capaz de neutralizar el alza tarifaria de manera exacta no provocaría cambios en el presupuesto de los hogares.
- En clientes comerciales, en línea con los supuestos del Ejecutivo, se considera que la recaudación neta de IVA por parte de clientes comerciales es nula.

3.1. Metodología de Proyección de Tarifas

La cuantificación del incremento del IVA Bruto recaudado por el incremento de tarifas reguladas considera la proyección de las componentes que integran cada tarifa y su comparación con un caso de referencia, que asume la no alza de tarifas, manteniendo su cargo de acuerdo al observado durante el primer semestre de 2024, solo ajustando componentes por IPC.

$$\text{Tarifa a usuario final} = \text{Cargo único por uso de sistema troncal} + \text{Valor agregado de distribución (VAD)} \\ + \text{Costo de energía (PNP)} + \text{Cargo por servicio público (CSP)} + \text{IVA}$$

El mayor porcentaje de la tarifa promedio está representado por el costo de la energía (y potencia si aplicase). El precio asociado a la energía y potencia se deriva de los precios y periodos de adjudicación de licitaciones de suministro para clientes regulados, llevados a cabo por la CNE, y sus indexaciones de acuerdo a indicadores macroeconómicos internacionales. En segundo lugar, se encuentra el VAD, el cual hasta el primer semestre de 2024 corresponde al proceso de fijación anterior al 2020-2024 y solo ajustado por IPC. Finalmente la componente por cargos de transmisión que se ajusta por IPC corresponde a los determinados por la RE 624/2023⁹ de la CNE para el primer semestre calendario de 2024 y a los determinados por la RE 315/2024¹⁰ a partir del segundo semestre calendario de 2024.

De esta forma se considera: un **Caso Base sin descongelamiento de tarifas**, que contempla la mantención de los cargos de la electricidad vigentes durante el primer semestre de 2024 ajustados por IPC según corresponda; y por otro lado, un caso de **Proyección** del escenario de descongelamiento de las tarifas eléctricas entre los años 2024 y 2027.

⁹ Disponible en: [Fijación de Cargos de Transmisión 2024-1](#)

¹⁰ Disponible en: [Fijación de Cargos de Transmisión 2024-2](#)

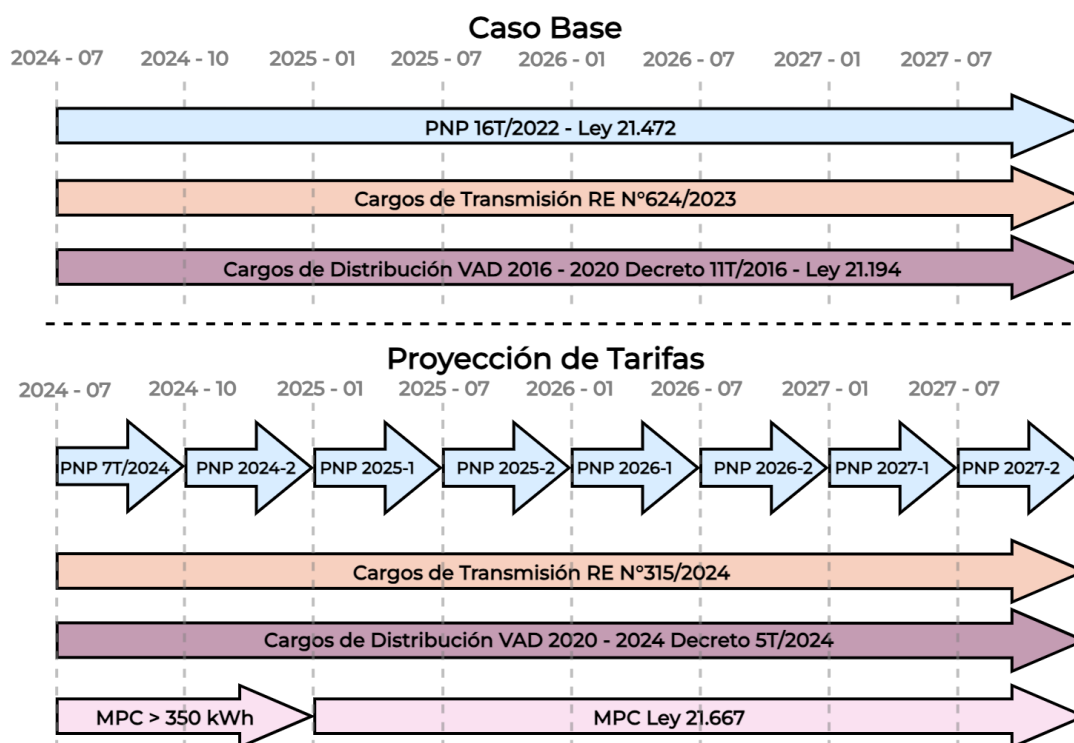


Figura 3.2. Supuestos de proyección de tarifas base e incremento de tarifas.

3.1.1. Cálculo de Recaudación de IVA sin Descongelamiento de Tarifas (Caso Base)

El cálculo de la recaudación de IVA en el caso sin descongelamiento de las tarifas eléctricas supone la mantención de los cargos determinados para el primer semestre de 2024, ajustando por IPC aquellos que correspondan y siendo estos aplicados al incremento de la energía residencial por semestre entre 2024 y 2027 de acuerdo a la Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043¹¹ publicado en diciembre de 2023 por la CNE. En particular:

- Considera los PNP contenidos en el Decreto 16T de 2022¹², publicado en 2023, el cual considera precios de energía y potencia diferenciados según tramo de consumo de acuerdo con lo indicado en la Ley N°21.472, que se mantienen vigentes producto del retraso del Decreto 7T/2024 para el primer periodo tarifario 2024.
- **No aplica** el incremento por cargo MPC, equivalente a 22 CLP/kWh para las tarifas vigentes al primer semestre de 2024; de acuerdo con la Ley N°21.472 este aplica desde el primer periodo tarifario de 2024, definido a través del Decreto 7T/2024 a fines de junio del mismo año.
- Cargos por transmisión corresponden a aquellos determinados en el ITD para la fijación de cargos de transmisión aprobado mediante RE 624/2023¹³. Estos cargos son indexados de acuerdo a la variación del IPC.

¹¹ Disponible en: [ITD Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043](#)

¹² Disponible en: [Decreto 16T/2022 - Fijación de PNP correspondientes a 2022-2](#)

¹³ Disponible en: [Fijación de Cargos de Transmisión 2024-1](#)

Tabla 3.3. Cargos asociados al sistema de transmisión zonal para tensión menor a 25 kV.

Sistema de Transmisión Zonal	Cargo (CLP/kWh)
Sistema A	10,77
Sistema B	10,90
Sistema C	0,00
Sistema D	5,71
Sistema E	14,80
Sistema F	23,82

Tabla 3.4. Cargo asociado al sistema de transmisión nacional.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	2,26

Tabla 3.5. Cargo asociado a exenciones según Ley N°20.936.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	0,139

Tabla 3.6. Cargo asociado a infraestructura de SSCC.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	0,23

- Cargos por distribución corresponden a aquellos determinados en el Decreto 11T/2016¹⁴ vigentes al primer semestre de 2024 de acuerdo con el inciso primero del artículo transitorio décimo tercero de la Ley N°21.194, ratificado de acuerdo a la Ley N°21.667 hasta la publicación del ITD PNP correspondiente al primer periodo tarifario de 2024 (el cual se publica a fines de junio de 2024). Los cargos son indexados de acuerdo a la variación del IPC.

Tabla 3.7. Cargo por distribución base para tarifas en alta y baja tensión por área típica de distribución.

Área Típica de Distribución	CDAT (CLP/kW/mes)	CDBT (CLP/kW/mes)
1	1.592,4	6.445,2
2	3.107,3	9.264,7
3	5.929,2	14.253,2
4	4.330,1	13.021,8
5	13.675,5	29.009,3
6	15.598,0	31.230,8

- CSP considera el incremento FET definido según tramo de consumo como un aumento afecto a IPC respecto a agosto 2022 de acuerdo con la Ley N°21.472 y la RE 565/2023 como indica la tabla a continuación.

¹⁴ Disponible en: [Decreto 11T/2016 Fija Fórmulas Tarifarias para Empresas Concesionarias de Distribución](https://www.vinken.cl/)

Tabla 3.8. CSP base de acuerdo con la fijación de noviembre de 2023.

Tramo de Consumo	CSP Base (CLP/kWh)	CSP FET (CLP/kWh)	CSP Final (CLP/kWh)
Menor o igual a 350 kWh	0,75	0	0,75
Mayor a 350 y menor igual a 500 kWh	0,75	0,852	1,602
Mayor a 500 y menor o igual a 1000 kWh	0,75	1,917	2,667
Mayor a 1000 y menor o igual a 5000 kWh	0,75	2,662	3,412
Superior a 5000 kWh	0,75	2,982	3,732

3.1.2. Cálculo de Recaudación de IVA con Descongelamiento de Tarifas (Proyectado)

Proyección del Precio de Nudo Promedio

El cálculo del PNP es llevado a cabo de forma semestral por la CNE, teniendo en cuenta el precio adjudicado de licitaciones de suministro a clientes regulados y sus fórmulas de indexación. Estas dependen de indicadores macroeconómicos como precios de combustibles y CPI de USA, luego es necesario considerar proyecciones de los mismos.

El valor considerado hasta abril de 2024 para el precio del Petróleo Diésel Grado B (USD/M3), Petróleo Combustible N°6 (USD/M3), Carbón Térmico Eq. 7.000 kCal/kg (USD/Ton), Gas Natural Henry Hub Spot (USD/MMBTU), Crudo Brent DTD (USD/BBL) y CPI de USA corresponde al reportado por la CNE en los anexos de la RE 432/2024 que aprueban el ITD para la Fijación de Precios de Nudo¹⁵ (ITD PNP) correspondiente al segundo semestre de 2024. A partir de mayo de 2024 y hasta diciembre de 2027 se considera el precio de combustibles observado a agosto de 2024 proyectado según el caso de referencia indicado en el Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044 dispuesto por la CNE¹⁶.

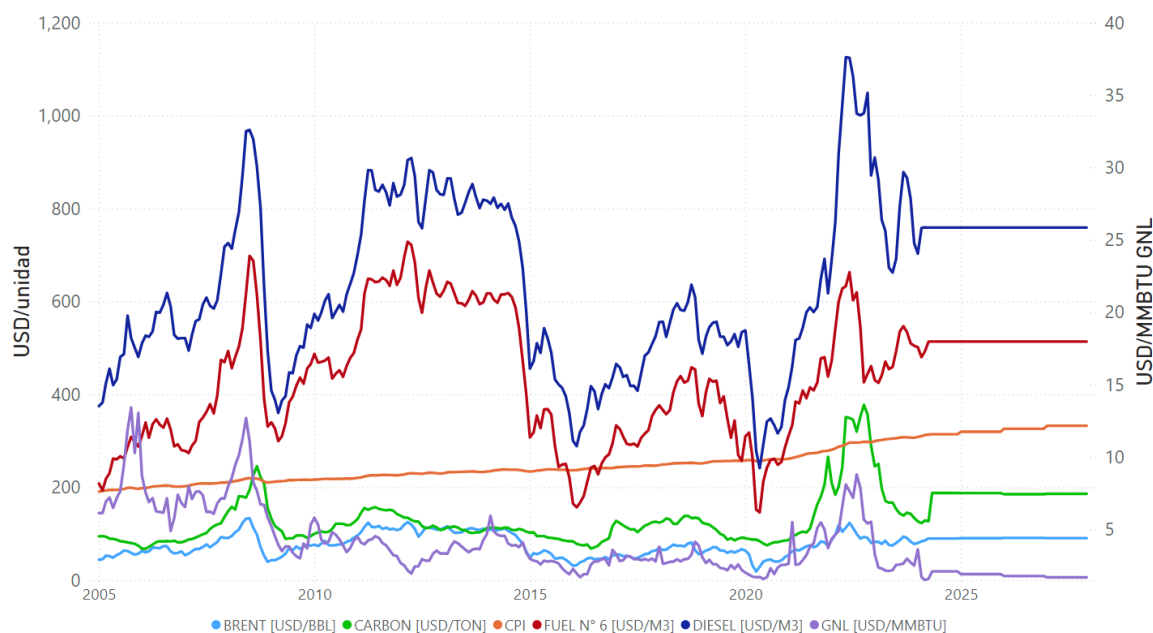


Figura 3.3. Evolución de indicadores macroeconómicos utilizados en la indexación de PNL.

¹⁵ Disponible en: [ITD para la Fijación de PNP del SEN](#)

¹⁶ Disponible en: [Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044](#)

Tabla 3.9. Valor promedio de indicadores macroeconómicos de indexación de PNLP.

Fecha	Diesel (USD/m ³)	Fuel N°6 (USD/m ³)	Carbón (USD/Ton)	GNL (USD/MMBtu)	Brent (USD/BBL)	CPI
2024-2	759,00	513,6	187,76	2,10	89,89	314,18
2025	759,00	513,6	187,57	1,91	90,53	319,51
2026	759,00	513,6	185,18	1,78	91,07	325,89
2027	759,00	513,6	186,07	1,69	90,62	332,44

A partir de la proyección mensual de estos indicadores se obtiene la indexación del precio mensual de la energía y la potencia de cada contrato, los cuales son denominados PNLP y corresponden a los precios remunerados a los suministradores de energía. Asimismo se considera en el PNLP de la energía, la indexación del descuento del monto por uso del sistema de transmisión nacional a través del CET.

Para el cálculo de los PNEP y PNPP por punto de oferta y compra del SEN para cada empresa distribuidora se realiza un promedio ponderado del volumen de suministro asociado a cada contrato y su precio de energía y potencia. Asimismo se aplica el mecanismo de Ajustes y Recargos (AR) definido en el Art. 157 de la LGSE, el cual determina que el precio promedio de cada empresa distribuidora no puede superar en 5% al PNP promedio del sistema referido a una barra de referencia (Polpaico). Para efectos del análisis contenido en esta minuta, se cuantifica el PNEP y PNPP para cada región del país a través de la ponderación del precio asociado a cada empresa distribuidora, su participación en cada región y la energía proyectada de cada una.

Proyección de Consumo Eléctrico

Para el consumo por distribuidora, región y tarifa se utiliza información en base al Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica¹⁷ 2023-2043 publicado por la CNE, ajustando el total de demanda para cada año de análisis en función de la distribución por región y tarifa del año 2022¹⁸.

Tabla 3.10. Proyección de demanda por distribuidora por año de acuerdo con el Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 publicado por la CNE.

Distribuidora	Energía 2024 (TWh)	Energía 2025 (TWh)	Energía 2026 (TWh)	Energía 2027 (TWh)
CHILQUINTA	2.479	2.530	2.607	2.690
EMELCA	19	20	20	21
Litoral	158	165	172	180
Enel Distribución	8.651	8.617	8.681	8.762
EEPA	181	179	178	178
CGE Distribución	13.178	13.338	13.614	13.911
Coopelan	137	143	151	159
FRONTEL	1.275	1.336	1.402	1.460
SAESA	1.894	1.919	1.954	1.988
CODINER	68	68	68	65
EDECSA	52	53	55	56
CEC	83	82	85	89

¹⁷ Disponible en: [Informe Definitivo Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043](#)

¹⁸ En base a información pública disponible para 2022. Disponible en: [Estadística Clientes Regulados](#)

Distribuidora	Energía 2024 (TWh)	Energía 2025 (TWh)	Energía 2026 (TWh)	Energía 2027 (TWh)
LuzLinares	153	155	160	165
LUZPARRAL	142	147	154	162
Copelec	295	311	329	348
COELCHA	51	54	58	62
SOCOPEA	55	57	60	64
Cooprel	50	51	55	58
LUZ OSORNO	160	165	163	166
CRELL	130	134	137	139
Total	29.211	29.524	30.103	30.723

Para esta demanda proyectada, se asume constante la proporción de clientes residenciales (61,66%) y no residenciales (38,34%) para cada año, al igual que el número de clientes por región y tarifa de acuerdo con información del año 2022¹⁹, utilizando solo la demanda asociada a clientes residenciales para el cálculo del incremento del IVA Bruto.

Tabla 3.11. Proyección de demanda por año y por región de acuerdo con el Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 publicado por la CNE.

Región	Tarifa	Nro. Clientes (2022)	2022 (GWh)	2024 (GWh)	2025 (GWh)	2026 (GWh)	2027 (GWh)
Región de Arica y Parinacota	BTIA	934.286	167,96	200,63	242,23	298,18	374,62
Región de Tarapacá	BTIA	1.268.834	246,39	294,32	355,34	437,43	549,57
Región de Antofagasta	BTIA	2.259.737	480,29	573,72	692,67	852,68	1.071,28
Región de Atacama	BTIA	1.274.413	203,46	243,04	293,43	361,22	453,82
Región de Atacama	TRAT1	815	0,33	0,39	0,47	0,58	0,73
Región de Coquimbo	BTIA	3.959.566	592,54	707,80	854,55	1.051,96	1.321,64
Región de Coquimbo	TRAT1	445	0,19	0,23	0,28	0,34	0,43
Región de Valparaíso	BTIA	9.939.898	1.665,04	1.988,93	2.401,30	2.956,02	3.713,82
Región de Valparaíso	BT1B	192.791	9,49	11,34	13,69	16,86	21,18
Región de Valparaíso	TRAT1	999	0,51	0,61	0,73	0,90	1,13
Región de Valparaíso	TRBT2	3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Región de Valparaíso	TRBT3	234	0,35	0,41	0,50	0,61	0,77
Región de O'Higgins	BTIA	2.709.947	431,04	514,89	621,64	765,24	961,42
Región de O'Higgins	TRAT1	321	0,34	0,40	0,48	0,60	0,75
Región de O'Higgins	BTIA	4.512.117	831,50	993,25	1.199,18	1.476,19	1.854,63

¹⁹ En base a información pública disponible para 2022. Disponible en: [Estadística Clientes Regulados](https://estadistica.cne.cl/)

Región	Tarifa	Nro. Clientes (2022)	2022 (GWh)	2024 (GWh)	2025 (GWh)	2026 (GWh)	2027 (GWh)
Región de O'Higgins	TRAT1	21	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04
Región del Maule	BT1A	5.558.948	943,80	1.127,40	1.361,14	1.675,57	2.105,12
Región del Maule	TRAT1	504	0,29	0,35	0,42	0,52	0,66
Región del Maule	TRAT3	12	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09
Región del Maule	TRBT3	20	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04
Región del Bío Bío	BT1A	7.340.377	1.296,86	1.549,14	1.870,33	2.302,39	2.892,63
Región del Bío Bío	TRAT1	991	0,31	0,37	0,44	0,55	0,69
Región de la Araucanía	BT1A	4.213.165	729,44	871,34	1.051,99	1.295,01	1.626,99
Región de la Araucanía	TRAT1	2.178	1,10	1,31	1,59	1,95	2,45
Región de los Lagos	BT1A	3.685.175	766,18	915,22	1.104,97	1.360,23	1.708,94
Región de los Lagos	TRAT1	4.054	2,36	2,82	3,41	4,19	5,27
Región de los Lagos	TRAT2	6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Región de los Lagos	TRAT3	13	0,03	0,04	0,04	0,05	0,07
Región de los Lagos	TRBT2	70	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11
Región de los Lagos	TRBT3	28	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09
Región Metropolitana	BT1A	27.030.569	6.121,52	7.312,35	8.828,41	10.867,84	13.653,92
Región Metropolitana	TRAT1	319	0,37	0,44	0,53	0,65	0,82
Región de los Ríos	BT1A	1.713.978	342,41	409,02	493,82	607,89	763,73
Región de los Ríos	TRAT1	2.483	1,22	1,45	1,75	2,16	2,71
Región de los Ríos	TRBT3	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	76.607.327	14.835,49	17.721,41	21.395,58	26.338,11	33.090,16

Proyección del Cargo Único de Transmisión

Para la aplicación del cargo único de transmisión se utiliza como referencia el proceso de Fijación Definitiva de Cargos de Transmisión para el segundo semestre de 2024, aprobado a través de la RE 315/2024²⁰.

²⁰ Disponible en: [Fijación de Cargos de Transmisión 2024-2](#)

Tabla 3.12. Cargos asociados al sistema de transmisión zonal para tensión menor a 25 kV.

Sistema de Trasmisión Zonal	Cargo (CLP/kWh)
Sistema A	10,56
Sistema B	17,57
Sistema C	13,64
Sistema D	5,99
Sistema E	17,09
Sistema F	21,01

Tabla 3.13. Cargo asociado al sistema de transmisión nacional.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	2,99

Tabla 3.14. Cargo asociado a exenciones según Ley N°20.936.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	2,21

Tabla 3.15. Cargo asociado a infraestructura de SSCC.

Sistema	Cargo (CLP/kWh)
Nacional	0,2

La aplicación de los cargos, definidos en función del sistema de transmisión, es extrapolada a las regiones del país a través de la participación de cada empresa distribuidora en cada sistema zonal y a la participación de las mismas en cada región. Estos cargos son indexados a la variación del IPC proyectado²¹ para los periodos de interés²².

Tabla 3.16. Proporción de participación de distribuidoras en sistemas de transmisión zonal de acuerdo con sus puntos de compra.

Distribuidora	STX E	STX D	STX C	STX B	STX A	STX F
CEC	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CGE	0,80	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
ENEL	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHILQUINTA	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
CODINER	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COELCHA	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONAFE	0,00	0,00	0,17	0,83	0,00	0,00
COPELAN	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COOPREL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
COPELEC	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRELL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
EDECSA	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
EEPA	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECDA	0,00	0,00	0,00	0,02	0,98	0,00
ELIQUA	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00

²¹ IPC proyectado en base a información del [INE](#) y el [Informe de Política Monetaria de Junio 2024](#)

²² Se utiliza IPC por sobre CPI atendiendo a su impacto local, así como a su presencia en fórmulas de indexación del V.A.T.T de obras de transmisión. La utilización del CPI en lugar del IPC supone un incremento adicional de solo 1,5 MM USD aproximadamente.

Distribuidora	STX E	STX D	STX C	STX B	STX A	STX F
EMELARI	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
EMELAT	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
EMELCA	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
FRONTEL	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
LUZ OSORNO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
LUZ LINARES	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LUZ PARRAL	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAESA	0,02	0,00	0,00	0,01	0,00	0,97
SOCOPEA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla 3.17. IPC promedio proyectado por periodo de interés.

Año	IPC Promedio
2024-2	137,29
2025-1	139,11
2025-2	140,90
2026-1	140,75
2026-2	142,31
2027-1	142,16
2027-2	143,73

Proyección del Valor Agregado de Distribución

Para la aplicación del VAD se utiliza como referencia el proceso de fijación de fórmulas tarifarias para el cuatrienio 2020-2024, aprobada a través de la RE 46/2024²³ para áreas típicas de distribución, las cuales son extrapoladas a un valor por región utilizando la participación de cada empresa distribuidora. Estos cargos son indexados a la variación del IPC proyectado²⁴ para los periodos de interés.

Tabla 3.18. Cargo por distribución para tarifas en alta y baja tensión por área típica de distribución al año 2024.

Área Típica de Distribución	CDAT (CLP/kW/mes)	CDBT (CLP/kW/mes)
1	1.718,3	6.201,5
2	4.942,7	13.920,0
3	3.981,5	11.803,6
4	4.014,5	10.617,4
5	6.936,3	16.827,1
6	19.369,8	34.464,0
7	2.756,3	10.794,5
8	31.708,7	53.768,5
9	7.564,8	24.845,9
10	21.121,3	43.330,9
11	21.955,8	36.015,6
12	46.637,6	83.474,6

²³ Disponible en: [ITD de propuesta de fórmulas tarifarias 2020-2024](#)

²⁴ IPC proyectado en base a información del [INE](#) y el [Informe de Política Monetaria de Junio 2024](#)

Tabla 3.19. Cargo por distribución para tarifas en alta y baja tensión por región al año 2024.

Región	CDAT (CLP/kW/mes)	CDBT (CLP/kWh)
Región de Arica y Parinacota	4.014,50	10.617,40
Región de Tarapacá	4.014,50	10.617,40
Región de Antofagasta	4.532,55	11.718,41
Región de Atacama	4.007,87	10.855,67
Región de Coquimbo	4.014,50	10.617,40
Región de Valparaíso	4.063,44	10.961,51
Región de O'Higgins	4.561,54	11.843,91
Región del Maule	4.434,72	11.368,57
Región del Bío Bío	6.407,52	14.705,81
Región de la Araucanía	6.066,94	14.056,16
Región de los Lagos	8.924,54	19.473,98
Región Metropolitana	2.935,68	8.533,94
Región de los Ríos	8.426,21	19.067,63

3.1.3. Composición de Tarifas Reguladas Residenciales

La determinación de los cargos previamente especificados permite el cálculo aproximado de la composición de las tarifas asociadas a segmentos residenciales de consumo, las cuales corresponden a BT1a, BT1b, TRAT1, TRAT2, TRAT3, TRBT2 y TRBT3. Las primeras 3 consideran solo cargos por energía consumida, mientras que las demás consideran además cargos por potencia máxima. En particular:

- El cargo por energía consumida es calculado como la multiplicación del PNEP modificado por el cargo MPC, según corresponda, y el consumo en MWh para todas las tarifas. A este cargo por energía se incorpora el CSP, que a su vez considera el cargo FET diferenciado por tramo de consumo.
- El cargo por compras de potencia para tarifas con cargo en CLP/kW/mes se calcula como la multiplicación del PNP de la potencia y el promedio de consumo en kW de cada región, multiplicado por el número de clientes asociado a la misma. Para tarifas con cargo por compras de potencia en CLP/kWh se calcula el equivalente utilizando el precio de la potencia dividido por el número de horas asociadas al periodo de punta nacional (500 horas).
- El cargo por transmisión es calculado como la multiplicación del Cargo por Transmisión por región y la energía consumida en MWh.
- El cargo por distribución es calculado de acuerdo a los cargos determinados para tarifas en alta y baja tensión. Para tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT2 y TRAT3 se determina como un cargo por potencia calculado de igual manera que el cargo por potencia máxima asociado al PNPP. Para tarifas TRAT1, BT1a y BT1b se determina como un cargo por energía calculado como el CDAT (CDBT) dividido por la cantidad de horas asociadas al periodo de demanda de punta en distribución (500 horas).
- El IVA correspondiente se calcula como un incremento del 19% respecto del total de las componentes anteriores.

Supuestos y Consideraciones

- Para el cálculo de la recaudación bruta de IVA durante el segundo semestre calendario de 2024, se asume que **entre julio y septiembre** (inclusive) aplica el decreto de fijación de PNP 7T/2024 para consumos mayores a 350 kWh mensuales. Para consumos menores a 350 kWh mensuales se aplica una tarifa preferencial calculada en base al Decreto 16T/2022, de acuerdo con la Ley N°21.472.
- Asimismo **entre octubre y diciembre de 2024** (inclusive) aplica el decreto de fijación PNP correspondiente al segundo periodo tarifario de 2024 para todos los tramos de consumo residencial.
- Desde el primer periodo tarifario de 2025 se asume que los decretos de fijación PNP se publican sin retraso y de forma semestral en enero y julio de cada año.
- El cargo MPC es considerado como un incremento en el precio de la energía de 22 CLP/kWh indexado por las variaciones del IPC respecto de la fecha de publicación de la Ley N°21.472 en agosto de 2022. Para la proyección de descongelamiento de tarifas se considera que aplica solo al segmento de clientes con consumo mayor a 350 kWh mensuales para el periodo entre julio y diciembre de 2024. A partir de 2025 aplica a todos los tramos de consumo residencial.
- Incremento FET del CSP es considerado como un incremento en el CSP de 0,852 CLP/kWh para clientes con consumo mayor a 350 y menor a 500 kWh mensual, 1,917 CLP/kWh para clientes con consumo mayor a 500 y menor a 1000 kWh mensuales, 2,662 CLP/kWh para clientes con un consumo mayor a 1000 y menor a 5000 kWh, y 2,982 CLP/kWh para clientes con un consumo mayor a 5000 kWh. Este cargo se indexa a la variación del IPC proyectado.
- El número de clientes por tramo de consumo es calculado utilizando la información de consumo residencial, comuna y tarifa; para cada clasificación (comuna/tarifa) se computa el cociente entre la energía mensual consumida y el total de clientes asociados a dicha clasificación, con el cual se encasilla en uno de los tramos de consumo. La proporción total de energía y número de clientes asociados a dicho tramo (para cada distribuidora o región según corresponda) se consolida sumando la energía y número de clientes de cada clasificación.
- Para convertir las fijaciones de tarifas vigentes, el monto por mecanismo MPC, incremento FET del CSP se utiliza una tasa de cambio igual al valor del dólar correspondiente al promedio de agosto de 2024 publicado por el Banco Central, correspondiente a 929,9 CLP/USD.
- Se considera que solo tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT2 y TRAT3 contemplan componentes por potencia máxima durante el mes, la cual es calculada como el nivel de potencia promedio utilizando las 8.760 horas del año y un factor de carga igual al utilizado en los Informes de PNCP 0,7802.

3.2. Resultados Recaudación de IVA Bruto

A partir de la metodología descrita, se obtienen las componentes de cada tarifa asociada a sectores residenciales (BT1, TRAT1, TRAT2, TRAT3, TRBT2, TRBT3) tanto para escenarios con y sin descongelamiento de tarifas eléctricas. Las tablas a continuación presentan la evolución del PNP por año y semestre en ambos escenarios de evolución de tarifas, evidenciando un incremento promedio de un 48% entre 2025 y 2027 para el PNEP y 60% entre 2025 y 2027 para el PNPP. Se realiza la distinción entre el PNEP con y sin el cargo MPC, atendiendo a que este aplica solo a consumos mayores a 350 kWh durante 2024.

Tabla 3.20. PNEP aplicado en promedio (considerando precio preferencial 2024-1) con y sin descongelamiento de tarifas.

Año	PNEP sin Descon. (USD/MWh)	PNEP con Descon. (USD/MWh)	Cargo MPC Promedio (USD/MWh)	PNEP con Descon. + MPC (USD/MWh)	Desviación (%)
2024-2	82,88	93,92	10,78 (aplica solo a consumos > 350 kWh)	104,70	26,33%
2025-1	82,73	95,38	24,92	120,30	45,41%
2025-2	82,73	95,80	25,24	121,04	46,31%
2026-1	82,79	96,68	25,21	121,89	47,23%
2026-2	82,79	97,22	25,49	122,71	48,22%
2027-1	82,77	98,90	25,46	124,36	50,25%
2027-2	82,77	99,54	25,74	125,28	51,36%

Tabla 3.21. PNPP con y sin descongelamiento de tarifas.

Año	PNPP sin Descon. (USD/kW/mes)	PNPP con Descon. (USD/kW/mes)	Desviación (%)
2024-2	7,43	10,49	41,18%
2025-1	7,42	11,62	56,60%
2025-2	7,43	11,62	56,39%
2026-1	7,44	11,84	59,14%
2026-2	7,43	11,85	59,49%
2027-1	7,43	12,09	62,72%
2027-2	7,43	12,09	62,72%

Precio de Nudo de la Energía Promedio Precio de Nudo de la Energía Promedio + Cargo MPC

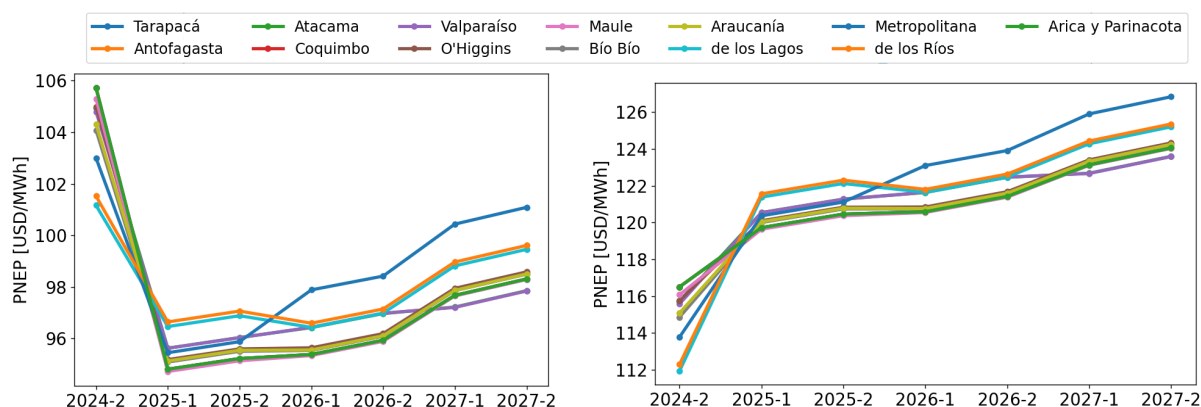


Figura 3.4. PNEP con descongelamiento de tarifas sin incluir cargo MPC (izquierda) e incluyendo cargo MPC (derecha).²⁵

²⁵ Durante 2024 finalizan contratos de suministro asociados a precios cercanos a los 130 USD/MWh, entrando en vigor contratos con costos cercanos a los 35 USD/MWh durante 2025.

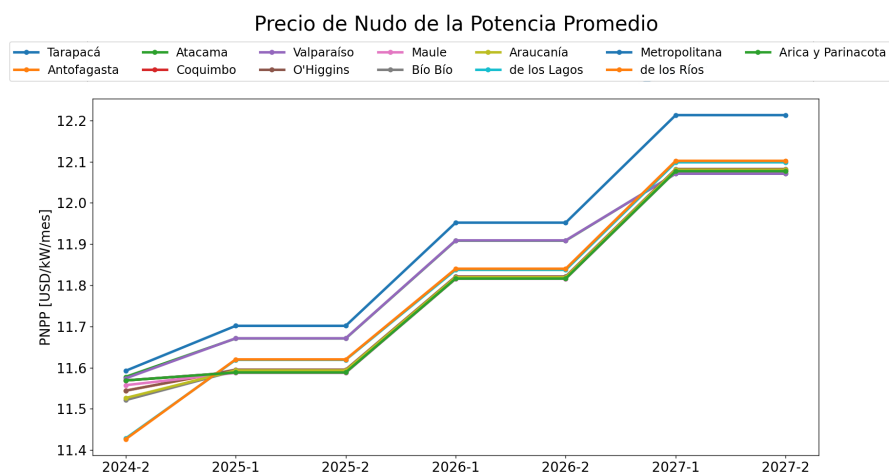


Figura 3.5. PNPP con descongelamiento de tarifas.

Los cargos por transmisión se mantienen constantes en cada escenario, solo siendo indexados de acuerdo con las variaciones del IPC. Las tablas a continuación presentan la desagregación de cargos y su incremento porcentual, el cual se encuentra alrededor del 24%.

Tabla 3.22. Cargos promedio de transmisión por año y variación porcentual.

Año	Cargo Promedio sin Descongelamiento (USD/MWh)	Cargo Promedio con Descongelamiento (USD/MWh)	Desviación (%)
2024-2	18,37	22,75	23,84%
2025-1	18,91	23,46	24,06%
2025-2	19,16	23,76	24,01%
2026-1	19,13	23,74	24,10%
2026-2	19,34	24,00	24,10%
2027-1	19,38	23,98	23,74%
2027-2	19,59	24,25	23,79%

De forma análoga, los cargos por distribución se mantienen constantes para cada escenario, siendo indexados de acuerdo a las variaciones del IPC. Se realiza la distinción para el cargo de tarifas en alta y baja tensión, evidenciándose un incremento de un 25% en aquellos asociados a alta tensión y un incremento de 15% en aquellos asociados a baja tensión.

Tabla 3.23. Cargos promedio de distribución y variación porcentual.

Año	CDAT (USD/kW/mes)			CDBT (USD/kW/mes)		
	Sin Descong. (USD/MWh)	Con Descong. (USD/MWh)	Desv. (%)	Sin Descong. (USD/MWh)	Con Descong. (USD/MWh)	Desv. (%)
2024-2	4,38	5,49	25,34%	11,83	13,60	14,96%
2025-1	4,53	5,66	24,94%	12,21	14,03	14,91%
2025-2	4,58	5,73	25,11%	12,37	14,21	14,87%
2026-1	4,58	5,73	25,11%	12,36	14,20	14,89%
2026-2	4,63	5,79	25,05%	12,50	14,35	14,80%
2027-1	4,61	5,78	25,38%	12,46	14,33	15,01%
2027-2	4,67	5,85	25,27%	12,60	14,49	15,00%

La aplicación de los cargos anteriormente presentados determina un incremento porcentual promedio de un 38% durante el horizonte.

Tabla 3.24. Incremento promedio porcentual de tarifas residenciales²⁶.

Año	Tarifa residencial promedio sin descongelamiento (CLP/kWh)	Tarifa residencial promedio con descongelamiento (CLP/kWh)	Incremento promedio tarifas residenciales
2024-2	139.12	174.86	25,70%
2025-1	139.93	193.82	38,51%
2025-2	140.45	195.18	38,97%
2026-1	140.56	196.61	39,88%
2026-2	141.01	197.98	40,40%
2027-1	140.93	200.09	41,98%
2027-2	141.39	201.57	42,56%
Promedio	140.49	194.30	38,31%

Finalmente, el incremento obtenido en la recaudación bruta de IVA por el alza de las tarifas se encuentra por sobre los niveles de estimación que presenta el Ejecutivo. De esta manera, la estimación muestra un incremento de un 29% respecto al cálculo del MEN.

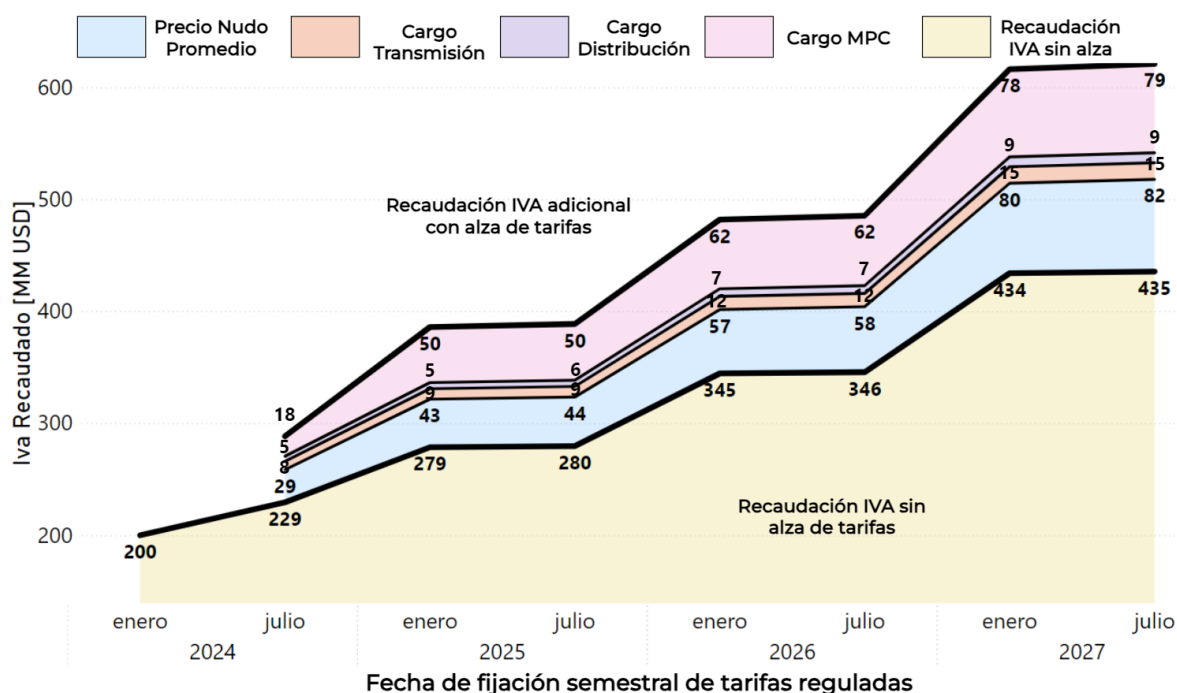


Figura 3.6. Incremento de la recaudación de IVA Bruto por el incremento de tarifas.

²⁶ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

Tabla 3.25. Recaudación bruta de IVA por incremento de tarifas bajo indexación de MPC por variaciones de IPC.

Año	IVA con Descongelamiento (MM USD)	IVA sin Descongelamiento (MM USD)	Incremento de IVA Bruto (MM USD)	Incremento de IVA Bruto MEN (MM USD)	Desviación respecto a estimación (%)
2024-2	288,41	229,45	58,96	69,18	-14,77%
2025-1	385,95	278,65	107,30	117,32	-8,54%
2025-2	388,67	279,68	108,99	117,32	-7,10%
2026-1	481,96	344,55	137,41	100,84	36,27%
2026-2	485,31	345,66	139,65	100,84	38,49%
2027-1	616,23	434,04	182,19	103,55	75,94%
2027-2	620,78	435,44	185,34	103,55	78,99%
Total	3.267,31	2.347,47	919,84	712,60	29,08%

Tabla 3.26. Recaudación bruta de IVA por incremento de tarifas desagregada por componente bajo indexación de MPC por variaciones de IPC.

Año	PNP (MM USD)	Transmisión (MM USD)	VAD (MM USD)	CSP (MM USD)	MPC (MM USD)	Incremento Total de IVA Bruto (MM USD)
2024-2	29,13	7,52	4,52	0,00	17,77	58,96
2025-1	42,89	9,34	5,47	0,00	49,61	107,30
2025-2	43,74	9,46	5,55	0,00	50,25	108,99
2026-1	57,07	11,68	6,85	0,00	61,79	137,41
2026-2	58,43	11,82	6,93	0,00	62,48	139,65
2027-1	80,32	14,69	8,76	0,00	78,41	182,19
2027-2	82,34	14,86	8,86	0,00	79,28	185,34
Total	393,92	79,37	46,94	0,00	399,59	919,84

3.3. Impacto en el Consumo de Otros Bienes

3.3.1. Metodología Utilizada por el Ejecutivo

A continuación se detallan los supuestos asociados la estimación de reducción de consumo en otros bienes y servicios realizada por el Ejecutivo:

- Estimación se enfoca solo en efecto a nivel residencial, no comercial. Al respecto se menciona que *“La mayor recaudación de IVA debido al aumento de tarifas proviene exclusivamente de los clientes residenciales. En el caso de los clientes comerciales, el IVA soportado se utiliza como crédito contra los débitos de IVA determinados, por lo que no se genera una recaudación adicional”*.
- Se asume que las alzas permanentes de las tarifas necesariamente reducen el espacio presupuestario de las familias para gastar en otros bienes o servicios, muchos de los cuales también están afectados a IVA.
- Se utiliza una estimación de la propensión al consumo, definida como el efecto de un cambio en la disponibilidad presupuestaria permanente de los hogares sobre sus decisiones de gasto.

- Se utiliza un valor para la propensión al consumo de 0,84, que corresponde al valor promedio de los cinco quintiles para la propensión al consumo media proyectada por el Banco Central el año 2020²⁷.
- Luego, se establece que existen algunos componentes de la canasta de consumo relevantes y que están exentos de IVA, por ejemplo: transporte de pasajeros, el gasto en arriendo de viviendas no amobladas, o los servicios de salud y educación.
- Utilizando información de la EPF²⁸, se proyecta que el 22% del gasto de las familias se destina a bienes o servicios exentos de IVA, mientras que el 78% restante está gravado con IVA.
- Considerando ambos se obtiene que por cada \$1 de aumento de la recaudación de IVA Bruto producto del aumento permanente de tarifas, se deja de recaudar \$0,66 (equivalente a $0,78 \times 0,84$) de IVA debido al menor gasto en otros bienes.

3.3.2. Posibles Extensiones a la Metodología Propuesta por el Ejecutivo

Clientes Residenciales

Las extensiones naturales de la estimación surgen de un mayor detalle en la información utilizada. Así, es posible considerar la misma proyección de propensión de consumo realizada por el Banco Central el año 2020²⁹, pero desagregada por quintil, atendiendo a la diferencia en nivel de recursos y liquidez que representa cada uno.

Además, solo se utiliza la **propensión de consumo medio**, que si bien puede representar adecuadamente la relación entre gasto e ingreso para periodos largos de tiempo, podría no reflejar de manera adecuada el impacto de cambios bruscos en la disponibilidad presupuestaria. Por otro lado, la **propensión de consumo marginal** permite representar de mejor manera los cambios en el consumo a partir de cambios puntuales de corto plazo en el ingreso. Sin embargo, considerar este parámetro para todos los meses podría subestimar el consumo en otros bienes de los hogares y, por lo tanto, sobreestimar la potencial recaudación por IVA Neto. De esta manera, un supuesto conservador podría ser **utilizar la propensión de consumo marginal para aquellos meses con cambios relevantes en la disponibilidad presupuestaria** (alza de tarifa o entrega de subsidio) **y la propensión de consumo medio para el resto de los meses.**

²⁷ Disponible en: [Banco Central: Estimación del impacto del Covid-19 en los ingresos de los hogares, medidas de apoyo y efectos en el consumo](#)

²⁸ Disponible en: [INE: Ingresos y gastos de las personas](#)

²⁹ Disponible en: [Banco Central: Estimación del impacto del Covid-19 en los ingresos de los hogares, medidas de apoyo y efectos en el consumo](#)

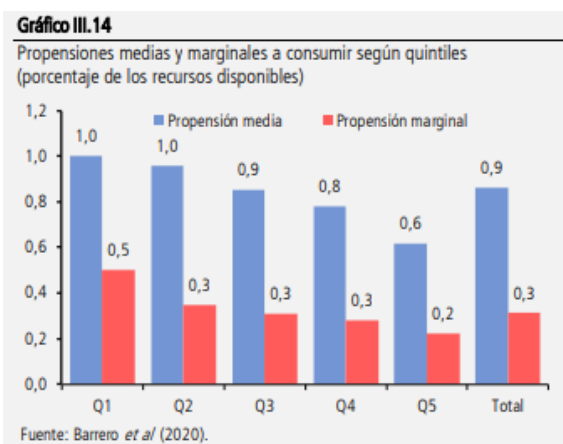


Figura 3.7. Propensiones medias y marginales a consumir según quintiles. Fuente: Banco Central (2020).

Por otro lado, el porcentaje del gasto de las familias que se destina a bienes o servicios exentos de IVA podría tener una gran variabilidad según los supuestos que se consideren, por lo que resulta esencial considerar distintos casos respecto a los bienes y servicios que se asuman como exentos de IVA y su proporción respecto al resto del gasto que se ve reducido. En este sentido, la IX EPF³⁰ entrega información respecto a la participación de divisiones CCIF en la estructura de gastos y a su vez desagrega la información por quintil, lo que permite sensibilizar respecto a los ítems exentos de IVA que pueden componer el gasto de cada hogar.

Gráfico 13: Participación de las divisiones CCIF en el gasto promedio de los hogares, total de capitales regionales⁽¹⁾⁽²⁾

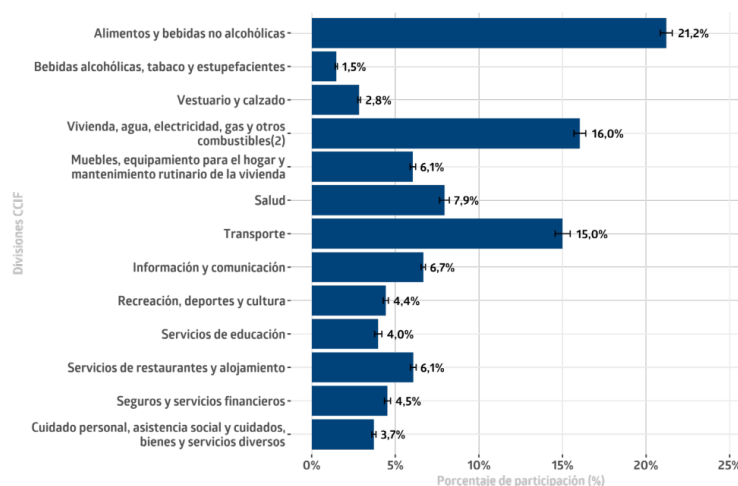


Figura 3.8. Participación de las divisiones CCIF en el gasto promedio de los hogares. Fuente: IX EPF, Informe de Principales Resultados (Actualizado en enero de 2024).

Otro factor relevante está relacionado con el **impacto que tiene el subsidio en el presupuesto de los hogares beneficiados**, en donde influye la forma y temporalidad con que este beneficio es entregado. En particular, el subsidio considera un descuento en la cuenta de una sola cuota en octubre de 2024 equivalente a la suma del beneficio del

³⁰ Disponible en: [INE: IX EPF F 2021-2022](https://inec.cl/inec-ix-epf-f-2021-2022)

segundo semestre del 2024, para luego ser descontado mensualmente en la cuenta a partir de enero 2025³¹. Así, el beneficio no implica una reducción en la tarifa, sino que una parte de la cuenta es asumida por la entrega del subsidio y lo restante es asumido por el beneficiario. De esta manera, la distribuidora o cooperativa eléctrica observa una recaudación completa de la tarifa, mientras que el beneficiario observa un aporte económico que, en el caso ideal, neutraliza el alza.

En términos prácticos, lo anterior significa que los hogares beneficiados por el subsidio se enfrentarán a las siguientes situaciones a partir de la entrega del subsidio:

- Durante los **meses de julio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre de 2024**, los hogares verán el **alza de tarifas sin recibir subsidio**. Este aumento en gasto en electricidad se debiese compensar con un **menor gasto en otros bienes y servicios**, sujeto a la respectiva propensión de consumo y supuestos respecto al gasto exento de IVA.
- Durante el **mes de octubre de 2024**, recibirán un **subsidio equivalente a la suma del beneficio del segundo semestre del 2024**. Esto producirá un **aumento en la disponibilidad presupuestaria de los hogares** (subsidio resultaría mayor al alza tarifaria en dicho mes). Así, se debiese esperar un **mayor gasto en otros bienes y servicios**, sujeto luego a los respectivos supuestos, lo que aumentaría la recaudación por IVA Neto respecto a la estimaciones del Ejecutivo.
- Desde **enero de 2025 en adelante**, los hogares beneficiarios debieran recibir un **subsidio por un monto que neutralice el alza tarifaria**, por lo que su **consumo en otros bienes y servicios no debiese sufrir cambios**, lo que aumentaría la recaudación por IVA Neto respecto a la estimaciones del Ejecutivo. De todas formas, si el subsidio estuviese sobreestimado, superando el aumento en gasto en electricidad producto del alza tarifaria, como resultado neto se obtendría una mayor disponibilidad presupuestaria que deriva en un aumento en el gasto en otros bienes, sujeto luego a los respectivos supuestos.

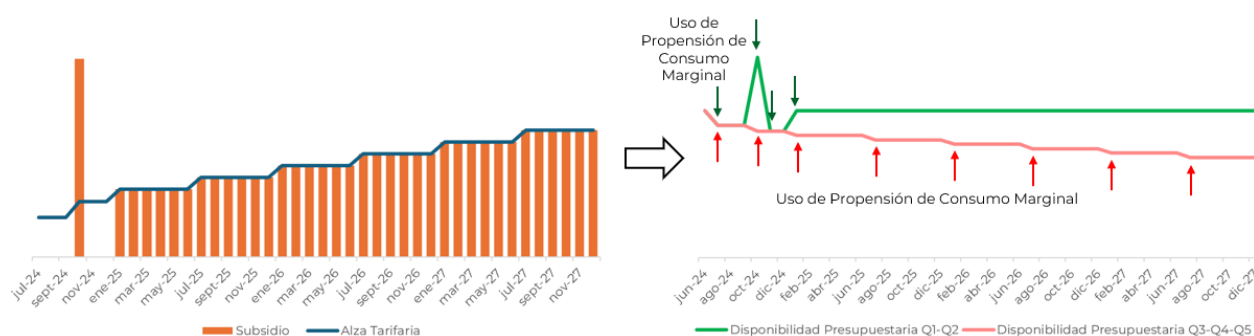


Figura 3.9. Ilustración de la aplicación de la propensión de consumo marginal en función de los cambios en la disponibilidad presupuestaria producto de la entrega del subsidio y alzas tarifarias.

A partir de lo anterior, se realiza la estimación de IVA asociado al gasto en otros bienes y servicios considerando las siguientes 2 metodologías:

³¹ Disponible en: <https://www.subsidioelectrico.cl/>

- **Metodología utilizada por el Ejecutivo:** con el fin de entender y verificar los números obtenidos por el Ejecutivo, a la vez de añadir el detalle por quintil en los supuestos asociados a la propensión de consumo media y gastos exentos de IVA.
- **Metodología propuesta:** Considerando el detalle por quintil del caso anterior, se incluye la consideración de la **propensión de consumo marginal** en meses con cambios relevantes en la disponibilidad presupuestaria, así como también el **impacto del subsidio** en la disponibilidad presupuestaria de los hogares.

Cientes Comerciales

Las estimaciones realizadas por el Ejecutivo solo consideran una recaudación de IVA Neto a partir de clientes residenciales. Para el caso de **clientes comerciales**, un aumento en el alza de las tarifas se puede asociar a un aumento en los costos de producción. Así, el cliente comercial podría tomar medidas que van desde una disminución en los costos eléctricos o, en caso de no poder disminuirlos, decidir si traspasar o no este costo adicional a los clientes a través del precio.

En general, es posible asumir que existe inelasticidad en el consumo eléctrico por parte de este segmento, con el fin de mantener los niveles de producción. Luego, en caso de **traspasar este costo al consumidor** a través de un aumento de precios, este aumento de precio provocará un cambio en el consumo del bien o servicio que se presta, dependiendo de la elasticidad asociada a su producto final. Esto no solo modifica los ingresos esperados del cliente comercial, sino que también puede provocar cambios en la cadena de consumo asociada y, finalmente, en el consumo de los hogares, provocando un efecto sustitución con otros productos.

En el caso de que el cliente comercial **no traspase este costo a sus consumidores**, este aumento de gasto en electricidad podría provocar una disminución en el gasto de otros insumos o en una disminución en la utilidad. El primer caso implica una disminución en la recaudación de IVA asociado a estos insumos, mientras que en el segundo caso implica una disminución en la recaudación de impuestos asociado a la utilidad.

Esta relación inversa entre el impuesto asociado al consumo eléctrico e impuestos asociados a la utilidad también se observaría en medidas de reducción de costos. Así, medidas de eficiencia energética que logren disminuir los costos asociados al consumo eléctrico y el IVA recaudado a través de la tarifa, dejarían un mayor espacio de utilidad afecta a impuestos, dejando un efecto neto cero en términos de recaudación.

Lo anterior se refleja en los supuestos del Ejecutivo, en donde se indicó que el IVA soportado se utiliza como crédito contra los débitos de IVA determinados, por lo que no se genera una recaudación adicional de IVA en este segmento. De esta manera, se considera que la **recaudación neta de IVA por parte de clientes comerciales es nula**.

3.3.3. Estimación en Base a Metodología del Ejecutivo

A partir de los datos previamente expuestos y considerando solo **clientes residenciales**, la estimación considera una metodología similar a la utilizada por el MEN, pero **utilizando la propensión de consumo y el porcentaje de consumo en bienes exentos de IVA por quintil** presente en los mismos documentos.

Lo anterior asume que podemos separar el consumo por quintil. Para esto, como primera aproximación se utiliza como insumo la estimación del aumento en recaudación del IVA por alza en tarifas, denominado como aumento de IVA Bruto.

Así, asumiendo que conocemos cuánto se paga por electricidad, este monto se distribuye entre los quintiles considerando:

- Ingreso promedio de los hogares por quintil, en función de la información publicada por el INE en Encuesta Suplementaria de Ingresos³² o de la CASEN³³.
- Porcentaje del ingreso que se gasta en electricidad, en función de la información publicada por el INE en EPF³⁴.
- Esto permite estimar el monto promedio destinado a gasto en electricidad para cada quintil.
- Se asume que esta proporción se mantiene y al aplicarla en el aumento de IVA Bruto permite estimar la recaudación por quintil.

De esta manera, se obtienen los siguientes resultados:

- Se utilizan los datos de la CASEN³⁵ 2022 y de la IX EPF³⁶ para estimar los ingresos promedio por quintil. Además, la información de la EPF se utiliza para analizar la estructura del consumo por quintil.
- Según datos de la EPF, el gasto en electricidad representa entre un 1,35% y un 3,09% del gasto total de los hogares, dependiendo del quintil. De esta manera, se puede estimar el gasto promedio en electricidad por quintil.

Tabla 3.27. Ingreso y gasto promedio en electricidad según quintil.

Quintil	Ingreso promedio por hogar CASEN (CLP)	Ingreso promedio por hogar EPF (CLP)	% Gasto del hogar destinado a electricidad	Gasto promedio en electricidad CASEN (CLP)	Gasto promedio en electricidad EPF (CLP)
Quintil 1	377.798	462.503	3,09%	11.660,20	14.274,49
Quintil 2	698.886	811.309	2,73%	19.050,51	22.114,96
Quintil 3	1.008.082	1.075.028	2,30%	23.204,63	24.745,64
Quintil 4	1.366.772	1.510.484	1,88%	25.651,21	28.348,36
Quintil 5	3.092.488	3.207.421	1,35%	41.853,65	43.409,16

- A partir de lo anterior, es posible calcular el porcentaje que cada quintil representa de la suma de todos los quintiles, lo cual permite dividir la distribución por quintil del mayor IVA Bruto asociado al aumento de tarifas. De manera preliminar, se utilizan las cifras de aumento de IVA Bruto obtenidas por el MEN.

³² Disponible en: [INE: Encuesta Suplementaria de Ingresos](#)

³³ Disponible en: [Ministerio de Desarrollo Social y Familia: Encuesta CASEN](#)

³⁴ Disponible en: [INE: Ingresos y gastos de las personas](#)

³⁵ Disponible en: [Ministerio de Desarrollo Social y Familia: Encuesta CASEN](#) y [Observatorio Social: Ingresos de los Hogares](#)

³⁶ Disponible en: [INE: EPF](#)

Tabla 3.28. Porcentaje que representa el gasto en electricidad de cada quintil respecto al total del gasto en electricidad de todos los quintiles.

Quintil	1	2	3	4	5
CASEN	9,6%	15,7%	19,1%	21,1%	34,5%
EPF Hogar	10,7%	16,6%	18,6%	21,3%	32,7%

Tabla 3.29. Estimación de IVA Bruto según quintil a partir de ingresos CASEN.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 1 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 2 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 3 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 4 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 5 (MM CLP)
2024	64.330	6.178	10.093	12.294	13.590	22.175
2025	218.191	20.953	34.234	41.699	46.095	75.211
2026	187.540	18.010	29.425	35.841	39.620	64.645
2027	192.579	18.494	30.215	36.804	40.684	66.382

Tabla 3.30. Estimación de IVA Bruto según quintil a partir de ingresos EPF.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 1 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 2 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 3 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 4 (MM CLP)	IVA Bruto asociado a quintil 5 (MM CLP)
2024	64.330	6.910	10.705	11.979	13.723	21.013
2025	218.191	23.437	36.310	40.629	46.544	71.272
2026	187.540	20.144	31.209	34.921	40.006	61.260
2027	192.579	20.686	32.048	35.860	41.081	62.906

- Por otro lado, se utiliza la propensión al consumo por quintil proyectada por el Banco Central³⁷, la cual indica el efecto del cambio en la disponibilidad presupuestaria permanente de los hogares sobre sus decisiones de gasto. Así, por ejemplo, una propensión de consumo de 0,85 indica que por cada \$100 de reducción en el presupuesto, el gasto del hogar se reduce en \$85.

Tabla 3.31. Propensión de consumo media según quintil.

Quintil	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Propensión Consumo	1,00	1,00	0,90	0,80	0,60

- Los resultados de la IX EPF³⁸ entregan información detallada respecto a la estructura de gasto por hogar, según se muestra en la tabla a continuación. Luego, es posible clasificar aquellos bienes y servicios que debiesen estar sujetos o exentos de IVA. En particular, se considera exento de IVA el gasto en servicios de transporte de pasajeros, el gasto en arriendo de viviendas no amobladas, servicios de salud y educación.

³⁷ Disponible en: [Banco Central: Estimación del impacto del Covid-19 en los ingresos de los hogares, medidas de apoyo y efectos en el consumo](#)

³⁸ Disponible en: [INE: EPF](#)

Tabla 3.32. Estructura de gasto por quintil (%) y supuesto respecto a variación de gasto.

Descripción	Sujeto a IVA	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
1.Alimentos y bebidas no alcohólicas	Si	31,65	28,52	25,05	19,75	13,34
2.Bebidas alcohólicas, tabaco y estupefacientes	Si	1,35	1,60	1,57	1,56	1,37
3.Vestuario y calzado	Si	2,82	2,71	2,97	2,84	2,84
4.Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles	-	18,25	17,53	16,56	15,65	14,60
4.a.Arriendo de viviendas	Exento	6,67	6,75	6,40	6,74	6,71
4.b.Electricidad	Si	3,09	2,73	2,30	1,88	1,35
4.c.Agua, gas, otros combustibles, mantenimiento vivienda	Si	8,50	8,05	7,85	7,03	6,54
5.Muebles, equipamiento para el hogar y mantenimiento rutinario de la vivienda	Si	4,84	5,14	5,58	5,71	7,34
6.Salud	-	6,30	7,58	8,13	8,81	8,04
6.a.Medicamentos y productos de salud	Si	2,85	3,19	3,14	3,26	2,68
6.b.Servicios de atención ambulatoria, cuidados intensivos y otros	Exento	3,45	4,39	4,99	5,55	5,36
7.Transporte	-	12,99	13,17	14,42	15,78	16,33
7.a.Servicios de transporte de pasajeros	Exento	3,23	2,98	2,71	2,14	2,05
7.b.Funcionamiento equipos de transporte personal	Si	4,77	5,08	5,62	6,44	6,65
7.c. Compra vehículos y otros en transporte	Si	4,99	5,11	6,08	7,20	7,62
8.Información y comunicación	Si	7,04	7,24	7,11	6,66	6,10
9.Recreación, deportes y cultura	Si	3,16	3,75	3,93	4,55	5,38
10.Servicios de educación	Exento	2,16	2,52	2,94	4,32	5,57
11.Servicios de restaurantes y alojamiento	Si	4,26	4,29	5,16	6,02	8,00
12.Seguros y servicios financieros	Si	1,49	2,32	2,92	4,51	7,40
13.Cuidado personal, asistencia social y bienes y servicios diversos	Si	3,69	3,64	3,67	3,85	3,71

Tabla 3.33. Total de bienes y servicios sujetos a IVA y en donde se asume elasticidad según clasificación propuesta (%).

Quintil	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Total de bienes y servicios sujetos a IVA (%)	84,5	83,4	83,0	81,3	80,3%

- Otra fuente de consumo exento de IVA tiene relación con el comercio informal. Si bien no se cuenta con referencias que entreguen cifras oficiales respecto a su magnitud, existen nociones respecto a su impacto en distintos sectores^{39 40}. Así, con el objetivo de evaluar el posible impacto que esta forma de consumo puede tener, se puede sensibilizar que un porcentaje menor del consumo de los primeros quintiles podría estar asociado a comercio informal.
- En función de lo anterior, se analizan los siguientes casos:
 - **Caso Base:** disminución de gasto mantiene la estructura de gasto promedio, por lo que existirá una proporción asociada a gastos exentos de IVA (Caso similar al estimado por el Ejecutivo).
 - **Caso Conservador:** disminución de gasto ocurre solo en bienes y servicios sujetos a IVA (Caso conservador).
 - **Caso Alternativo:** a partir del Caso Base, se considera que un 5% del gasto total de los quintiles 1 y 2 están asociados a comercio informal y, por lo tanto, estaría exento de IVA. Esto equivale a aproximadamente un 15% del consumo en alimentación y vestuario.

Tabla 3.34. Porcentaje de gasto sujeto a IVA en cada caso.

Quintil	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Caso Conservador	100%	100%	100%	100%	100%
Caso Base	84,5%	83,4%	83,0%	81,3%	80,3%
Caso Alternativo	79,5%	78,4%	83,0%	81,3%	80,3%

- A partir de la **propensión de consumo** y el **porcentaje de gasto sujeto a IVA**, es posible obtener el efecto en la recaudación por quintil, que representa cuánto se deja de recaudar por cada \$1 de menor capacidad presupuestaria, asociada en este caso a un aumento en la recaudación de IVA Bruto asociado al alza de las tarifas.

Tabla 3.35. Disminución en la recaudación por unidad de aumento en la recaudación de IVA Bruto.

Quintil	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Caso Conservador	1,00	1,00	0,90	0,80	0,60
Caso Base	0,84	0,83	0,75	0,65	0,48
Caso Alternativo	0,79	0,78	0,75	0,65	0,48

- Considerando la estimación de IVA Bruto por quintil asociada al aumento de tarifas, se puede estimar la reducción del IVA asociada al menor consumo de otros bienes y productos según quintil.

³⁹ Disponible en: [INE: Comercio informal en el mercado de las papas en Chile](#)

⁴⁰ Disponible en: [CNE: Consumo informal en el comercio digital](#)

Tabla 3.36. Menor recaudación de IVA asociado al menor gasto en otros bienes y consumos por caso y fuente de información de ingreso.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	CASEN			EPF		
		Menor IVA otros bienes Caso Conservador (MM CLP)	Menor IVA otros bienes Caso Base (MM CLP)	Menor IVA otros bienes Caso Alternativo (MM CLP)	Menor IVA otros bienes Caso Conservador (MM CLP)	Menor IVA otros bienes Caso Base (MM CLP)	Menor IVA otros bienes Caso Alternativo (MM CLP)
2024	64.330	51.513	42.332	41.518	51.982	42.751	41.871
2025	218.191	174.718	143.578	140.818	176.311	145.002	142.015
2026	187.540	150.174	123.408	121.036	151.543	124.632	122.065
2027	192.579	154.209	126.724	124.289	155.615	127.981	125.345

Tabla 3.37. Espacio fiscal para recaudación (IVA Neto) asociado al aumento de tarifas por caso y fuente de información de ingreso.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	CASEN			EPF		
		IVA Neto Caso Conservador (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Caso Alternativo (MM CLP)	IVA Neto Caso Conservador (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Caso Alternativo (MM CLP)
2024	64.330	12.817	21.998	22.812	12.348	21.579	22.459
2025	218.191	43.473	74.613	77.373	41.880	73.189	76.176
2026	187.540	37.366	64.132	66.504	35.997	62.908	65.475
2027	192.579	38.370	65.855	68.290	36.964	64.598	67.234

Tabla 3.38. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) asociado al aumento de tarifas por caso.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Neto Caso Conservador (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Caso Alternativo (MM CLP)
2024	64.330	12.583	21.789	22.636
2025	218.191	42.677	73.901	76.774
2026	187.540	36.682	63.520	65.989
2027	192.579	37.667	65.226	67.762
Total	662.640	129.608	224.436	233.162
Promedio 2025-2027	199.437	39.009	67.549	70.175
Porcentaje respecto a IVA Bruto (%)	-	19,6%	33,9%	35,2%

- A partir de lo anterior, se observa que el espacio de recaudación de esta medida varía entre **19 y 35% del IVA Bruto** que se genera del alza de las tarifas.
- Cabe destacar que el mayor espacio de recaudación se obtiene al asumir que la disminución de gasto en otros bienes y servicios mantiene, en proporción, la estructura de gasto de los hogares. Sin embargo, la mayor parte de los gastos exentos de IVA presentan características de mayor inelasticidad (arriendo, salud, educación), por lo que este espacio de recaudación podría estar sobreestimado.
- Sin embargo, existen bienes y servicios de mayor elasticidad en su consumo que podrían estar exentos de IVA a través de compras en comercio informal y/o ambulante, tales como alimentación, vestuario, entre otros. Así, el Caso Alternativo busca reflejar el impacto de una cota conservadora respecto al gasto en este tipo de consumo, que de

ser mayor o aplicarse en todos los quintiles podría aumentar la recaudación de IVA Neto.

- Se obtienen valores similares a los obtenidos por el Ejecutivo para los años 2024, 2026 y 2027. Para el año 2025 se obtiene una estimación menor a la obtenida por el Ejecutivo, principalmente porque la estimación de menor IVA en otros bienes realizada por el Ejecutivo para ese año no cumple con la proporción que indican, en donde por cada \$1 de aumento de tarifas se deja de recaudar \$0,66.
- Adicionalmente, se observa que el valor es sensible a los supuestos utilizados respecto a la proporción de gasto en otros bienes y servicios que estén sujetos a IVA. No obstante lo anterior, referencias de información de estos datos no resultan abundantes, debido a la complejidad para obtener datos representativos.
- Dado que las estimaciones también son sensibles a la propensión de consumo utilizada, más allá de si se utiliza su valor promedio o marginal, es crítico analizar el origen de los datos utilizados. Si bien la fuente utilizada corresponde a un estudio realizado por el Banco Central, este fue realizado en contexto de pandemia, por lo que su estimación podría no reflejar de manera adecuada la actualidad del consumo de los hogares del país. Pese a lo anterior, corresponde a la cifra oficial más actualizada y otras estimaciones disponibles sitúan la propensión de consumo en valores superiores a los del Banco Central⁴¹, cercanos al 90%. Lo anterior implica que al pagar \$1 adicional de cuenta de luz, el gasto en otros bienes y servicios se reduce en \$0,9, reduciendo así el potencial IVA Neto recaudado respecto a las cifras del Banco Central.
- Ante esta situación, de **manera ilustrativa** se analiza el efecto que podría tener variaciones de 5% en la propensión de consumo por quintil, considerando como referencia el Caso Base, como se detalla en las tablas a continuación.

Tabla 3.39. Variaciones de propensión de consumo según quintil.

Propensión Consumo	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Base	1,00	1,00	0,90	0,80	0,60
Base + 0,05	1,00	1,00	0,95	0,85	0,65
Base - 0,05	0,95	0,95	0,85	0,75	0,55

Tabla 3.40. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) asociado al aumento de tarifas para el Caso Base sensibilizando la propensión de consumo.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Neto Caso Base +0.05 (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Caso Base -0.05 (MM CLP)
2024-2	64.330	19.863	21.789	24.424
2025	218.191	67.371	73.901	82.839
2026	187.540	57.907	63.520	71.202
2027	192.579	59.463	65.226	73.115
Total	662.640	204.604	224.436	251.580
Promedio 2025-2027	199.437	61.580	67.549	75.719
Porcentaje respecto a IVA Bruto (%)	-	30,9%	33,9%	38,0%

- Cabe destacar que estas sensibilidades respecto a parámetros relevantes buscan ilustrar el potencial impacto de un cambio en dicho valor, ya que datos de propensión al consumo, aporte de segmento comercial, comercio informal, bienes sujetos a IVA,

⁴¹ Disponible en: [Conadecus: Notas sobre el consumo final de los hogares por APROB](#)

entre otros, deben ser sensibilizados de manera que pueda ser escenarios justificables. Si bien a nivel numérico es posible sensibilizar estos valores, si estas modificaciones no están bien justificadas (en base a estudios y/o encuestas adecuados a la realidad nacional actual), la estimación no tendrá valor o aplicación alguna. De hecho, este tipo de sensibilidades podría abrir flancos al resto de resultados del estudio.

- Ante esto, es que se propone una metodología adicional de estimación en donde de manera justificada y razonable se considera la propensión de consumo marginal en los meses que resulta pertinente, así como también el impacto que tendría el subsidio en el presupuesto de hogares vulnerables. Lo anterior permitiría estimar un aumento en la potencial recaudación de IVA Neto de manera justificada, tal como se detalla en la siguiente sección.

3.3.4. Estimación en Base a Metodología Propuesta

A partir de la metodología anterior y considerando solo **clientes residenciales**, la estimación propuesta considera el uso de propensión de consumo marginal en meses con cambios relevantes en la disponibilidad presupuestaria, así como también incluye el impacto del subsidio en la disponibilidad presupuestaria de los hogares.

- Tal como se menciona en la sección 3.3.2, considerar la propensión de consumo marginal para todos los meses podría subestimar el consumo en otros bienes de los hogares y, por lo tanto, sobreestimar la potencial recaudación por IVA Neto. A modo de referencia, la siguiente tabla muestra la recaudación de IVA Neto por unidad de aumento en la recaudación de IVA Bruto que se obtendría para el Caso Base utilizando propensión de consumo media y marginal, donde se observa el gran impacto que este parámetro puede tener en la estimación.

Tabla 3.41. Recaudación de IVA Neto por unidad de aumento en la recaudación de IVA Bruto para el Caso Base utilizando propensión de consumo media y marginal.

Propensión de Consumo Utilizada	Promedio	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Propensión de Consumo Media	0,29	0,16	0,17	0,25	0,35	0,52
Propensión de Consumo Marginal	0,73	0,58	0,75	0,75	0,76	0,84

- De esta manera, se utiliza la **propensión de consumo marginal solo para aquellos meses con cambios relevantes** en la disponibilidad presupuestaria, ya sea un alza de tarifa o la entrega de subsidio para los quintiles correspondientes. Durante el resto de los meses, se considera la propensión de consumo medio.
- Adicionalmente, un **subsidio que sea capaz de neutralizar el efecto del alza eléctrica** en la disponibilidad presupuestaria de los hogares, tiene como efecto que estos **hogares no reduzcan su consumo en otros bienes y servicios**. Luego, a nivel de recaudación, un subsidio perfectamente focalizado permitiría que **todo el IVA Bruto generado en los segmentos beneficiarios se transforme en IVA Neto**.
- La siguiente tabla ilustra cómo cambia la recaudación de IVA Neto por unidad de aumento en la recaudación de IVA Bruto que se obtendría en el Caso Base al considerar propensión de consumo media y el efecto del subsidio en el consumo de otros bienes y servicios, observándose un aumento relevante en términos de recaudación a través de estos quintiles.

Tabla 3.42. Recaudación de IVA Neto por unidad de aumento en la recaudación de IVA Bruto para el Caso Base al considerar propensión de consumo media y el efecto del subsidio en el consumo de otros bienes y servicios.

Escenario	Promedio	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Sin considerar efecto del subsidio en el consumo	0,29	0,16	0,17	0,25	0,35	0,52
Considerando efecto del subsidio en el consumo	0,62	1,00	1,00	0,25	0,35	0,52

- Finalmente, la entrega de un **subsidio por un monto mayor al alza tarifaria**, provocaría que durante dicho mes el hogar cuente con una **mayor disponibilidad presupuestaria**, lo cual se puede asociar a un aumento en el gasto en otros bienes y servicios y de recaudación de IVA, utilizando los mismos supuestos de propensión de consumo y porcentaje del gasto que está sujeto a IVA.

De esta manera, la metodología propuesta considera la propensión de consumo marginal y el impacto del subsidio en la disponibilidad presupuestaria de los hogares de la siguiente forma:

- Impacto del subsidio en la disponibilidad presupuestaria de hogares:
 - Durante los meses de julio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre de 2024, los hogares verán el **alza de tarifas sin recibir subsidio** involucrando un **menor gasto en otros bienes y servicios**.
 - Durante el mes de octubre de 2024, recibirán un **subsidio** equivalente a la suma del beneficio del segundo semestre del 2024, provocando un **aumento en la disponibilidad presupuestaria de los hogares** y un **mayor gasto en otros bienes y servicios**.
 - Desde enero de 2025 en adelante, los hogares beneficiarios debieran recibir un **subsidio** por un monto que neutralice el alza tarifaria, por lo que su **consumo en otros bienes y servicios no debiese sufrir cambios**.
- Propensión de consumo:
 - Se utiliza **propensión de consumo media** en todos los meses que no tengan modificaciones relevantes en el presupuesto del hogar.
 - Para los quintiles 3 a 5, se utiliza **propensión de consumo marginal** en los meses asociado a cada alza tarifaria, correspondientes a enero y julio de cada año, junto con octubre de 2024.
 - Para los quintiles 1 y 2, el uso de la **propensión de consumo marginal** depende del efecto conjunto del subsidio y del alza tarifaria. En particular, se considera para las alzas de julio 2024, octubre 2024 y enero 2025. Además, en octubre de 2024 existe un pago único del subsidio, por lo que en el mes siguiente (noviembre 2024), al no haber entrega de subsidio, también se refleja un cambio relevante en el presupuesto de los hogares que amerita la aplicación de propensión de consumo marginal. Luego, solo se ocupa propensión de consumo media, ya que el subsidio perfectamente focalizado debiese neutralizar el alza tarifaria.
 - La Tabla 3.43 resume lo anterior para los primeros 15 meses de análisis, lo cual también se ilustra en la Figura 3.10.

Tabla 3.43. Detalle de consideración del efecto agregado de la propensión de consumo marginal y efecto subsidio de un subsidio perfectamente focalizado en el presupuesto de los hogares.

Mes	Efecto Subsidio	Efecto Alza Tarifaria	Cambio Presupuesto Q1 y Q2	Cambio Presupuesto Q3, Q4 y Q5
2024-07	No	Si	Si (Menor Presupuesto)	Si (Alza Tarifaria)
2024-08	No	No	No	No
2024-09	No	No	No	No
2024-10	Si	Si	Si (Mayor Presupuesto)	Si (Alza Tarifaria)
2024-11	No	No	Si (Menor Presupuesto)	No
2024-12	No	No	No	No
2025-01	Si	Si	Si (Mayor presupuesto)	Si (Alza Tarifaria)
2025-02	Si	No	No	No
2025-03	Si	No	No	No
2025-04	Si	No	No	No
2025-05	Si	No	No	No
2025-06	Si	No	No	No
2025-07	Si	Si	No	Si (Alza Tarifaria)
2025-08	Si	No	No	No
2025-09	Si	No	No	No

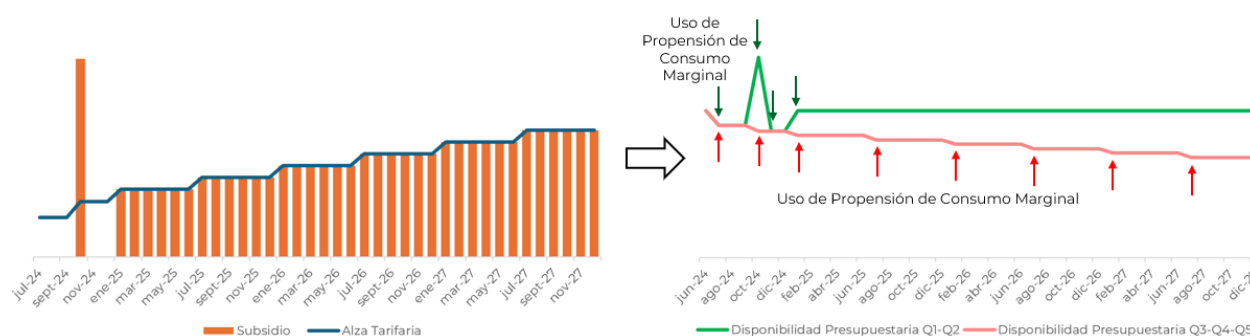


Figura 3.10. Representación del efecto de un subsidio perfectamente focalizado (curva en verde) y de las alzas tarifarias en la disponibilidad presupuestaria de los hogares⁴².

Tal como se muestra en las tablas 3.29 y 3.30 de la sección anterior, las fuentes de información utilizadas permiten estimar el gasto en electricidad de los hogares por quintil, lo que a su vez permite analizar cómo se distribuye el alza eléctrica y la recaudación de IVA Bruto entre los distintos quintiles. A partir de esto, **es posible estimar el monto que se necesitaría para neutralizar el alza de cada uno de los quintiles.**

⁴² Se entiende como subsidio perfectamente focalizado como aquel subsidio que es capaz de neutralizar de manera exacta el alza tarifaria. Luego, un subsidio subestimado generaría un menor presupuesto en los hogares respecto al escenario previo a las alzas tarifarias, reduciendo el gasto en otros bienes y servicios. Por otro lado, un subsidio sobreestimado generaría un mayor presupuesto en los hogares, aumentando el gasto en otros bienes y servicios.

Así, por ejemplo, si existe un alza de IVA Bruto por tarifas de \$100, de los cuales \$38 pertenecen al grupo de hogares que se quiere financiar, esos \$38 corresponderán al 19% del alza que observó ese grupo. De esta manera, el alza que observó el grupo sería de \$200.

La Tabla 3.44 muestra los resultados de este cálculo para estimar el monto de subsidio que permite neutralizar el alza tarifaria para los quintiles 1 y 2. Cabe destacar que estos montos no coinciden con aquellos montos estimados por el Ejecutivo para la aplicación del subsidio. Posibles razones respecto a estas diferencias en la estimación se abordarán en la Sección 7.1 de este documento.

Tabla 3.44. Montos requeridos para el subsidio en cada caso.

Beneficiarios	2024	2025	2026	2027	Total
Monto Total Estimación Subsidio Ideal en base a IVA Bruto Ejecutivo (MM USD)	96	325	280	287	988
Subsidio Estimado por Ejecutivo (MM USD)	57	499	462	215	1.233

En función de lo anterior, con el objetivo de ver el **impacto incremental** de estos supuestos se analizan los siguientes casos:

- **Caso Base:** La estimación considera propensión de consumo media y porcentaje del gasto en otros bienes y servicios que se encuentran sujetos a IVA (supuestos similares a los del Ejecutivo pero con detalle por quintiles).
- **Cambio Propensión de Consumo:** Partiendo del Caso Base, se considera propensión de consumo marginal aquellos meses con cambios en la disponibilidad presupuestaria, según se indica previamente. Para el resto de los meses se utiliza propensión de consumo media.
- **Efecto Subsidio Ideal:** Considera el efecto conjunto del uso de propensión de consumo marginal en los meses con cambio en la disponibilidad presupuestaria y la aplicación de un subsidio que neutraliza de manera exacta el alza tarifaria para los 2 primeros quintiles (subsidio perfectamente focalizado).
- **Efecto Subsidio Anunciado por Ejecutivo:** Considera el efecto conjunto del uso de propensión de consumo marginal en los meses con cambio en la disponibilidad presupuestaria y la aplicación de los montos de subsidio anunciados por el Ejecutivo para satisfacer al 40% de los hogares del RSH.

De esta manera, la aplicación de la metodología descrita entrega los siguientes resultados:

Tabla 3.45. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) asociado a cada caso considerando la metodología propuesta y la estimación de IVA Bruto del Ejecutivo.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo (MM CLP)	IVA Neto Subsidio Ideal (MM CLP)	IVA Neto Subsidio Anunciado (MM CLP)
2024-2	64.330	21.789	30.908	37.893	35.711
2025	218.191	73.901	89.367	132.530	155.534
2026	187.540	63.520	76.813	113.913	138.176
2027	192.579	65.226	78.877	116.973	107.355
Total	662.640	224.436	275.964	401.309	436.776
Promedio 2025-2027	199.437	67.549	81.685	121.139	133.688
Aumento respecto a IVA Neto Base	-	-	+21%	+79%	+98%

- Los resultados muestran que una metodología de estimación más detallada, considerando la propensión de consumo marginal y el impacto de los subsidios en el consumo, permite capturar nuevos efectos que aumentan el IVA Neto disponible para recaudar.
- En particular, la propensión de consumo marginal aumenta el espacio de recaudación en un 21%, lo que sumado a los efectos de un subsidio perfectamente focalizado permite aumentar la recaudación en un 79%.
- En función de estimaciones asociadas al aumento tarifario experimentado por los 2 primeros quintiles, es posible evidenciar una posible sobreestimación de los montos necesarios para subsidiar el total de hogares pertenecientes al 40% del RSH⁴³. Lo anterior podría deberse a que los hogares pertenecientes a los 2 primeros quintiles no necesariamente representan el mismo conjunto que el 40% del RSH, o bien el RSH podría contener más hogares que viviendas con cuentas de luz independiente asociadas, desencadenando en una sobreestimación del monto.
- Como sensibilidad adicional, se ilustra el impacto de aplicar la propensión marginal para el mes en que hubo un cambio relevante en la disponibilidad presupuestaria y el mes siguiente, es decir, un efecto de 2 meses en el comportamiento de consumo producto del alza tarifaria. Cabe destacar que esta extensión del efecto marginal podría sobreestimar el impacto asociado, como se refleja en los siguientes resultados:

⁴³ Para el año 2024 el total de viviendas que postularon al subsidio (1.611.803 hogares) es menor al total de hogares que pertenecen al 40% del RSH (4.723.542 hogares).

Tabla 3.46. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) sensibilizando la cantidad de meses que se considera propensión de consumo marginal debido al alza tarifaria, considerando la metodología propuesta y la estimación de IVA Bruto del Ejecutivo.

Año	Mayor IVA Bruto (MM CLP)	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo 1 mes (MM CLP)	IVA Neto Subsidio Ideal 1 mes (MM CLP)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo 2 meses (MM CLP)	IVA Neto Subsidio Ideal 2 meses (MM CLP)
2024-2	64.330	21.789	30.908	37.893	40.028	45.393
2025	218.191	73.901	89.367	132.530	104.832	143.003
2026	187.540	63.520	76.813	113.913	90.106	122.914
2027	192.579	65.226	78.877	116.973	92.527	126.216
Total	662.640	224.436	275.964	401.309	327.492	437.526
Promedio 2025-2027	199.437	67.549	81.685	121.139	95.822	130.711
Aumento respecto a IVA Neto Base	-	-	+21%	+79%	+42%	+94%

- La metodología propuesta identifica una mayor recaudación de IVA Neto producto del efecto que tendría un subsidio perfectamente focalizado en neutralizar el alza tarifaria en los hogares beneficiados. Así, resulta **relevante analizar el potencial efecto de que algunas de las medidas de recaudación no logren concretarse, reduciendo así el alcance del subsidio y los hogares beneficiados**, impactando en el IVA Neto que se generaría a partir del gasto de esos hogares.
- A partir de las estimaciones realizadas por el Ejecutivo respecto a los recursos necesarios para ampliar el subsidio, **es posible estimar el monto del subsidio asociado a casos en donde no se alcanza una cobertura total del 40% de los hogares asociados al RSH para años 2025 a 2027**. Es decir, el análisis supone que no existen modificaciones en los montos del subsidio ya anunciados para el 2024, así como tampoco en el caso de los montos asociados a hogares de SSMM y hogares electrodependientes para los años 2025 a 2027. De esta manera, la Tabla 3.47 estima el monto total del subsidio cuando se alcanza una cobertura del 25%, 50% y 75% del total de hogares pertenecientes al 40% del RSH correspondiente al SEN (excluyendo electrodependientes)⁴⁴.

⁴⁴ Como referencia, el Ejecutivo indica que en el proceso de postulación del subsidio se recibieron 1.611.803 postulaciones del total de 4.723.542 hogares que pertenecen al tramo del 40% del RSH, equivalente a una cobertura del 34.1%.

Tabla 3.47. Recursos necesarios para la ampliación del subsidio según estimaciones del Ejecutivo.

Beneficiarios	2024 (MM USD)	2025 (MM USD)	2026 (MM USD)	2027 (MM USD)	Total (MM USD)
Recursos Subsidio Cobertura Total de Hogares 40% RSH	56,9	498,6	462,4	214,6	1.232,5
Recursos Subsidio 75% Hogares	56,9	374,0	346,8	161,0	938,6
Recursos Subsidio 50% Hogares	56,9	249,3	231,2	107,3	644,7
Recursos Subsidio 25% Hogares	56,9	124,7	115,6	53,7	350,8

- Considerando los montos del subsidio con cobertura reducida, se aplica la metodología propuesta que considera propensión de consumo marginal y el efecto del subsidio en el presupuesto de los hogares. A partir de esto es posible verificar que **la recaudación por IVA Neto disminuye a medida que disminuye la cobertura del subsidio**. En particular, por cada 25% menos de cobertura de los hogares del 40% del RSH la recaudación promedio anual disminuye en 13.000 MM CLP (aproximadamente 14 MM USD).
- Cabe destacar que una menor cobertura del subsidio también tendrá **impacto en los montos que se necesitan recaudar para su ampliación**, lo cual se discute con mayor detalle en la sección 7.1.

Tabla 3.48. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) sensibilizando la cobertura de hogares del monto del subsidio anunciado considerando la metodología propuesta y la estimación de IVA Bruto del Ejecutivo⁴⁵.

Año	IVA Neto Caso Base (MM CLP)	IVA Neto Cobertura 0% ⁴⁶ (MM CLP)	IVA Neto Cobertura 25% Hogares (MM CLP)	IVA Neto Cobertura 50% Hogares (MM CLP)	IVA Neto Cobertura 75% Hogares (MM CLP)	IVA Neto Cobertura Total Hogares (MM CLP)
2024-2	21.789	35.711	35.711	35.711	35.711	35.711
2025	73.901	89.367	105.909	122.450	138.992	155.534
2026	63.520	76.813	92.153	107.494	122.835	138.176
2027	65.226	78.877	85.996	93.116	100.236	107.355
Total	224.436	280.767	319.769	358.771	397.774	436.776
Promedio 2025-2027	67.549	81.685	94.686	107.687	120.688	133.688
Aumento respecto a IVA Neto Base	-	+21%	+40%	+59%	+79%	+98%

⁴⁵ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁴⁶ Considera solo la aplicación del subsidio ya anunciado para 2024, mientras que no se considera subsidio para el resto de los años. De todas formas, se considera detalle por quintil, propensión de consumo marginal en aquellos meses con alza tarifaria y propensión de consumo media en el resto de los meses.

3.4. Estimación de la Recaudación de IVA Neto

A continuación, se resumen los resultados de estimación de IVA⁴⁷ neto considerando las estimaciones de IVA Bruto del Ejecutivo y las estimaciones presentadas en la sección 3.2, esto considerando los distintos casos que se describen a continuación:

- **Caso Base:** La estimación considera propensión de consumo media y porcentaje del gasto en otros bienes y servicios que se encuentran sujetos a IVA (supuestos similares a los del Ejecutivo pero con detalle por quintiles).
- **Cambio Propensión de Consumo:** Partiendo del Caso Base, se considera propensión de consumo marginal aquellos meses con cambios en la disponibilidad presupuestaria, según se indica previamente. Para el resto de los meses se utiliza propensión de consumo media.
- **Efecto Subsidio Ideal:** Considera el efecto conjunto del uso de propensión de consumo marginal en los meses con cambio en la disponibilidad presupuestaria y la aplicación de un subsidio que neutraliza de manera exacta el alza tarifaria para los 2 primeros quintiles (subsidio perfectamente focalizado).

Tabla 3.49. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) asociado al aumento de tarifas por caso considerando estimación de IVA Bruto del Ejecutivo⁴⁸.

Año	Mayor IVA Bruto (MM USD)	IVA Neto Caso Base (MM USD)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo (MM USD)	IVA Neto Subsidio Ideal (MM USD)
2024-2	69	23	33	41
2025	235	79	96	143
2026	202	68	83	122
2027	207	70	85	126
Total	713	241	297	432
Promedio 2025-2027	214	73	88	130
Porcentaje respecto a IVA Bruto (%)	-	33,9%	41,6%	60,6%

Tabla 3.50. Espacio fiscal promedio para recaudación (IVA Neto) asociado al aumento de tarifas por caso considerando estimación de IVA Bruto realizada en la sección 3.2⁴⁹.

Año	Mayor IVA Bruto (MM USD)	IVA Neto Caso Base (MM USD)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo (MM USD)	IVA Neto Subsidio Ideal (MM USD)
2024-2	\$59	\$20	\$28	\$35
2025	\$216	\$73	\$89	\$131
2026	\$277	\$94	\$113	\$168
2027	\$368	\$124	\$151	\$223
Total	\$920	\$312	\$381	\$558
Promedio 2025-2027	\$287	\$97	\$118	\$174
Porcentaje respecto a IVA Bruto (%)	-	33,9%	41,4%	60,6%

- Los resultados de recaudación de IVA Bruto muestran órdenes de magnitud totales un 29% mayores a los estimados por el Ejecutivo, donde la principal diferencia se debe

⁴⁷ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁴⁸ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁴⁹ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

a una mayor diferencia de IVA Bruto estimada para los años 2026 y 2027.

- Los resultados muestran que una metodología de **estimación más detallada** para la disminución del gasto en otros bienes y servicios, considerando la propensión de consumo marginal y el impacto de los subsidios en el consumo, permite capturar nuevos efectos que aumentan el IVA Neto disponible para recaudar. Lo anterior **permitiría recaudar hasta un 61% del IVA Bruto**, equivalente a 130 MM USD al año entre 2025 y 2027 utilizando las cifras del Ejecutivo.
- Es relevante destacar que la **estimación es altamente sensible a los supuestos utilizados respecto a la propensión de consumo y la proporción de gasto en otros bienes y servicios que estén sujetos a IVA.**
- No obstante lo anterior, referencias de información de estos datos no resultan abundantes, por lo que la información disponible más actualizada coincide con aquella utilizada por el Ejecutivo. Así, resulta relevante destacar que las diferencias en las estimaciones se deben a una mayor precisión metodológica en su cálculo, tales como el uso de información desagregada por quintil, propensión de consumo marginal y el efecto del subsidio en la disponibilidad presupuestaria de los hogares beneficiados.

4. Recaudación por Alza del Impuesto a las Emisiones

4.1. Antecedentes

La propuesta considera el incremento temporal a la tasa del impuesto a las emisiones de 5 USD/tCO₂, llegando a una tasa efectiva y transitoria de 10 USD/tCO₂. Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, el incremento permitirá recaudar cerca de 75 MM USD netos⁵⁰ en 2024. Las estimaciones realizadas por el Ejecutivo consideran que:

- La recaudación debe ser estimada en montos brutos, ya que el gravamen al impuesto a las emisiones contempla un beneficio tributario que le permite descontar renta imponible al Impuesto de Primera Categoría, actualmente fijado en 27%. Así, esto se aplica mediante una reducción de 27% de la recaudación esperada bruta.
- Este incremento se llevará a cabo para la operación del año 2024, 2025 y 2026, correspondiente a la operación renta de abril de 2025, 2026 y 2027.
- Según estimaciones hechas por el MEN, se proyecta que se podría obtener una recaudación neta de cerca de 88, 77 y 70 MM USD para los años 2024, 2025 y 2026, respectivamente⁵¹.
- Se espera un aumento en la Compensación tipo A. Para una tasa de impuesto a las emisiones que duplique la actual, el pago por Compensación tipo A podría incrementarse hasta 5 veces. No obstante, estos valores serían 10 veces menores a las compensaciones observadas previo a 2023 (antes de la eliminación de la Compensación tipo B).
- En el PdL publicado el 26 de Agosto de 2024, se menciona que:
 - Esta sobretasa transitoria no será considerada como parte de la tasa del impuesto a las emisiones de CO₂ establecido por el artículo 8° de la Ley N° 20.780, para efectos de cualquier indexación asociada a dicha tasa. Lo que no afectaría a contratos de suministro eléctrico regulado indexado al alza, como por ejemplo a las ofertas adjudicadas en el proceso de licitación de 2013/03 - 2° Llamado, el cual dentro de la Fórmula de Indexación para el precio de la energía está el RIAE.
 - La Ley N° 21.210 del 2020 introduce la posibilidad de que los sujetos gravados por el impuesto a las emisiones compensen sus emisiones presentando certificados de reducción de emisiones. En el PdL publicado el 26 de Agosto de 2024, se menciona que los contribuyentes no podrán utilizar las compensaciones de emisiones, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones, a las que hace referencia el procedimiento establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, para reducir total ni parcialmente el pago de la sobretasa transitoria establecida en este artículo.
 - Se termina excluyendo formalmente de lo dispuesto a las empresas eléctricas de generación que operen exclusivamente en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 MW, debido a las particularidades de su tarificación y el eventual aumento de tarifas de sus clientes regulados.

⁵⁰ El Ejecutivo estima una recaudación de hasta 70 mil MM CLP. Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁵¹ Avances Mesa Técnica Estabilización Tarifaria, 31 Julio, 2024: [Referencia](#)

4.2. Metodología

La metodología utilizada para evaluar el impacto de un aumento del valor del impuesto a las emisiones, en particular del aumento de la tasa de impuesto asociada a la emisión de CO₂ se realiza **estimando la generación** de las unidades generadoras del SEN afectadas (determinado según nivel de emisiones) **valorizadas según la tasa de impuesto que afecta a cada uno de los contaminantes**.

Para esta estimación, se requiere conocer el factor de emisión de cada uno de los contaminantes gravados por ley para cada una de las centrales afectadas por el impuesto. Para este ejercicio, los **factores de emisión se basan en la información contenida en el SNIFA**⁵². En particular, en esta hay datos reportados por algunas empresas y también en procesos de la SMA.

Los datos recopilados corresponden a **datos abiertos de Emisiones de Centrales Termoeléctricas** reportados a la SMA por parte de los titulares de fuentes afectas al DS 13/2011, a través del SICTER. Dentro de estos, se recopilan los siguientes datos:

- Potencia bruta a la cual operó la fuente durante el promedio horario en MWh.
- Concentración de NOX en mg/MWh.
- Concentración de SO₂ en mg/MWh.
- Concentración de MP en mg/MWh.
- Concentración de CO₂ en ton/MWh.

De esta manera, los datos obtenidos del SNIFA son utilizados para calcular las emisiones y generación anuales de cada una de las centrales en la base de datos, con la que se estiman los factores de emisiones. Estos se utilizan **para obtener un factor de emisiones por combustible** que represente a dicho combustible en términos de las toneladas emitidas para cada contaminante. A nivel general, los factores de emisión utilizados son los siguientes:

Tabla 4.1. Factores de emisión utilizados para cada combustible.

Combustible	Factor de Emisión CO ₂ (ton/MWh)	Factor de Emisión MP (ton/MWh)	Factor de Emisión SO ₂ (ton/MWh)	Factor de Emisión NOx (ton/MWh)
Carbón	0,9717	4,77E-05	1,04E-03	0,0013
Diesel (Petroleo 2)	0,8378	3,10E-04	4,90E-03	0,0070
Gas Natural	0,5266	3,26E-05	2,36E-05	0,0014
Biomasa	0,0	8,40E-05	0,0	0,0015

Con lo anterior, se estiman las emisiones que cada una de las centrales podría emitir a nivel anual, **conociendo la generación de energía eléctrica de cada una**. Esta última se estima durante el periodo de análisis bajo **un escenario base de evolución del sistema, y un grupo de sensibilidades** que capturan fenómenos que podrían repercutir tanto en el total de emisiones generadas como el nivel de Compensaciones, asociado principalmente a escenarios que impacten el costo variable de las centrales y/o el costo marginal del sistema. Según las fórmulas con la que se calcula la Compensación A (expuestas en el Anexo B), en el cálculo se considera tanto el costo variable de las centrales como el costo marginal en la barra

⁵² Disponible en: [SNIFA](https://www.snifa.cl/)

de cada una de estas, considerándose la modificación de ambos parámetros, a través de las sensibilidades simuladas, para el cálculo de las compensaciones.

Para las simulaciones definitivas de esta actividad, se utiliza un **modelo detallado de simulación de la programación de la operación del SEN**⁵³ que resuelve el problema de pre-despacho de unidades del sistema, permitiendo determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras, incorporando la actualización de los supuestos utilizados en la etapa preliminar antes descrita.

En particular el modelo optimiza el problema de comisionamiento de las unidades de corto plazo, el despacho de unidades, la asignación de reservas y las decisiones de gestión de almacenamiento, a partir de lo cual, entre otras cosas, se obtienen los precios de energía. Este modelo permite capturar las dinámicas operacionales diarias del sistema con un alto nivel de detalle. Los escenarios que se simulan corresponden a un caso base y tres sensibilidades que en la etapa preliminar se identifican como críticas:

- **Escenario Base:** Considera una representación del SEN idéntica a aquella utilizada por el CEN en sus procesos de programación diaria en base al software PLEXOS. Además se consideran las obras declaradas en construcción para los primeros años del horizonte de acuerdo con el Plan de Obras actualizado a través de la RE N°461/2024⁵⁴ publicada por la CNE y la proyección de los costos de combustibles del Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044⁵⁵. Respecto a la hidrología, se consideran los afluentes del año hidrológico del 2023-2024. Para la desconexión de centrales a carbón, se considera el calendario definido en el ITD de PNCP de julio 2024.
- **Escenario Húmedo:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a las del año hidrológico 2002.
- **Escenario Seco:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a las del año hidrológico 1998.
- **Escenario Húmedo con mayores costos del Carbón:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a las del año hidrológico 2002 y los costos del carbón se incrementan en un 50%.
- **Escenario Húmedo con mayores costos combustibles:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a las del año hidrológico 2002 y los costos de los combustibles se incrementan en un 50%.

Una vez obtenidas las emisiones generadas por cada unidad generadora, se valoriza en base a las **respectivas tasas de impuesto de cada contaminante en cada año del periodo analizado**, calculados en base a la proyección de la población por comuna del INE⁵⁶ y las fórmulas expuestas en el Anexo B. Además, se realiza un mapeo de las Zonas Saturadas y Latentes en base a lo registrado en los decretos asociados a las declaraciones de Zonas

⁵³ Herramienta de desarrollo propio por parte del equipo consultor, la cual ha sido validada en estudios junto a actores públicos (e.g., CEN, CNE, MEN) y privados del sector, y que cuenta con una representación del SEN idéntica a aquella utilizada por el CEN en sus proceso de programación diaria en base al software PLEXOS. Mayor información en el Anexo A de este documento.

⁵⁴ Disponible en: [Resolución Exenta CNE N°461/2024](#)

⁵⁵ [Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044](#)

⁵⁶ [Proyecciones de población INE](#): Proporcionan una referencia del futuro tamaño y estructura por edades de una población, basados en un conjunto de supuestos sobre el comportamiento de los componentes demográficos fecundidad, mortalidad y migración.

Saturadas o Latentes del MMA⁵⁷, para considerar la ponderación extra que esta categorización implica.

Adicionalmente a las sensibilidades anteriormente mencionadas, se incorpora el análisis del impacto de un incremento intermedio en la tasa de impuesto a las emisiones de CO₂. En particular, y considerando el Escenario Base de evolución del SEN, se analiza el impacto de impuestos desde los 5 USD/tCO₂ a 10 USD/tCO₂. De esta manera, se estima la **recaudación de impuesto a las emisiones asociada a la generación de energía del SEN** bajo distintos niveles de alza respecto al impuesto actualmente vigente.

Una vez cuantificado el valor del impuesto a las emisiones, se realiza un **análisis del efecto del incremento de la tasa de impuesto del CO₂ en las compensaciones** asociadas actualmente definidas según la formulación utilizada por el CEN, explicitada en el Anexo B.

4.3. Resultados

4.3.1. Estimación de la Recaudación para el Subsidio

- Según estimaciones hechas por el MEN, se proyecta que se podría obtener una recaudación neta de cerca de 88, 77 y 70 MM USD para los años 2024, 2025 y 2026, respectivamente⁵⁸. La recaudación neta considera la disminución percibida por el SII en la recaudación por el Impuesto a la Renta de Primera Categoría⁵⁹ al disminuir la renta imponible de los generadores sujetos al aumento de la tasa de impuesto de CO₂, en la cual la recaudación bruta por efectos del incremento del gravamen disminuiría en un 27%.
- Por la estructura de la definición de la medida de incremento del impuesto a las emisiones, esta **recaudación adicional viene directamente de multiplicar el incremento de la tasa del impuesto asociado al CO₂ por las emisiones** de las unidades de generación eléctricas gravadas del año correspondiente. En consideración de las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, estas suponen que se deberían emitir ~22 Mton CO₂, en cada uno de los tres años (asumiendo que la recaudación estaría en torno a los 80 MM USD).
- En particular, si se toma la trayectoria de recaudación bruta del MEN, esta sería de 120, 106 y 96 MM USD, para los años 2024, 2025 y 2026, respectivamente, y, en términos de emisiones estas estarían cerca de las 24, 21,2 y 19,2 Mton CO₂, para los años respectivos. Si se compara con las cerca de 19,6 Mton CO₂ total emitidas en el SEN durante el 2023⁶⁰, la estimación de la recaudación adicional utilizada por el Ejecutivo podría estar sobrestimada, considerando la tendencia que ha seguido en los últimos años.
- **Durante la primera mitad del año 2024, la tendencia observada en los años anteriores se mantiene**, observándose una disminución respecto al año anterior en la generación térmica en los meses ya transcurridos, acompañado además de una mayor generación hídrica para los mismos (salvo por Julio), en particular hasta Julio la generación mensual acumulada para el carbón ha sido un 1,85% menor y para el gas, un 23,95% menor. Esto permitiría cuestionar las estimaciones del Ejecutivo respecto a

⁵⁷ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - [Zonas Saturadas o Latentes](#)

⁵⁸ Avances Mesa Técnica Estabilización Tarifaria, 31 Julio, 2024: [Referencia](#)

⁵⁹ [Impuesto a la Renta de Primera Categoría](#)

⁶⁰ Esto en base a la presentación del “Balance 2023 y Mirada 2024 de SEN” del CEN. Presentación disponible dentro de la siguiente noticia: [Referencia](#)

las emisiones grabadas el año 2024, en el sentido en que estas no deberían ser mayores a las observadas el año pasado, implicando que la recaudación adicional bruta no sería superior a 98 MM USD (asociada a emisiones anuales de 19,66 Mton CO₂ de 2023) si se materializa el incremento de la tasa de impuesto al CO₂ (~72 MM USD de recaudación adicional neta).

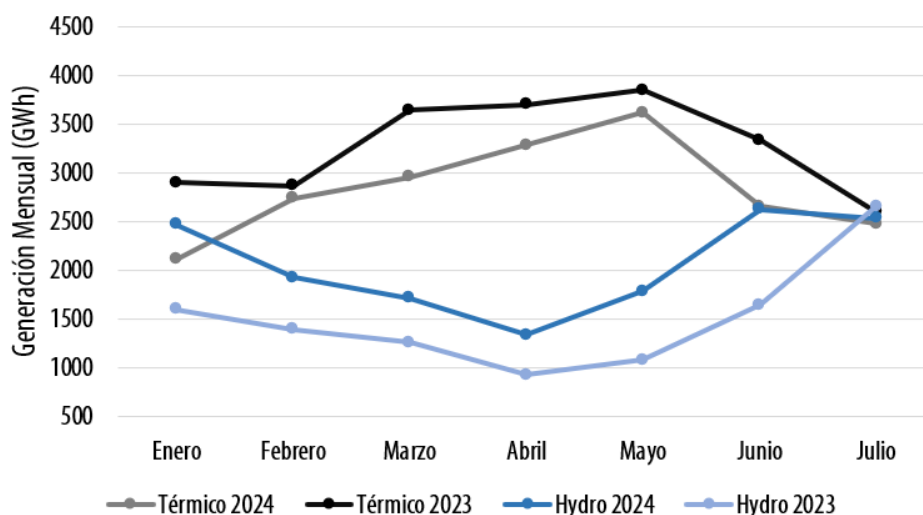


Figura 4.1. Comparación de generación térmica e hídrica mensual, para 2023 y 2024.

- En términos generales, es de esperar una **reducción progresiva de generación fósil**, en línea con una mayor integración de fuentes ERV y sistemas de almacenamiento, lo que **repercutirá en una reducción de la recaudación bruta por concepto de impuesto a las emisiones**.
- La figura a continuación presenta la **recaudación bruta adicional actualizada por concepto del incremento temporal a la tasa del impuesto a las emisiones** de 5 USD/tCO₂, llegando a una tasa efectiva y transitoria de 10 USD/tCO₂, para la operación del SEN en los años 2024, 2025 y 2026. Se presentan resultados bajo un Escenario Base de proyección de evolución del SEN y sensibilidades antes presentadas.

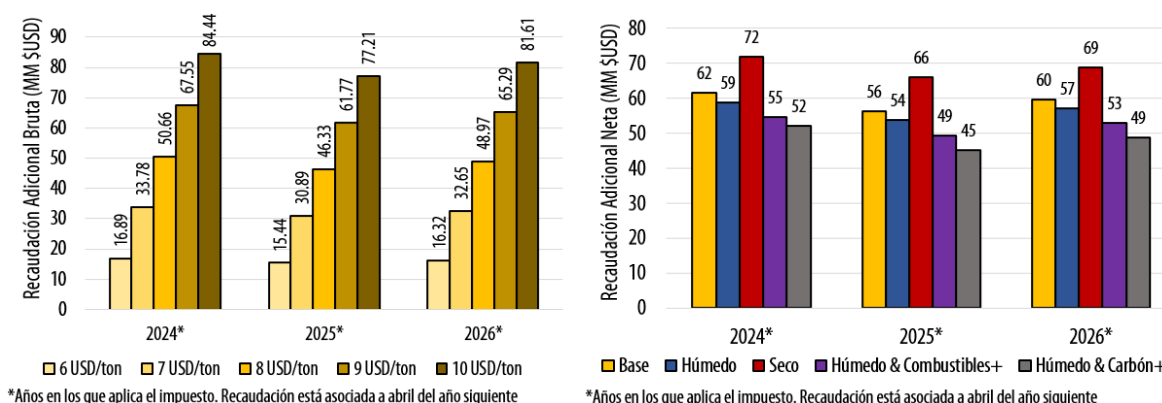


Figura 4.2. Recaudación bruta adicional por concepto del incremento temporal a la tasa del impuesto a las emisiones y recaudación neta adicional para diferentes escenarios bajo un nivel de impuesto de 10 USD/tCO₂.

- La **recaudación bruta adicional es directamente proporcional al aumento en tasa considerada** (ver a la izquierda de la figura 4.2). Esto, debido al carácter ex-post de la aplicación del impuesto, dado que el impuesto no impacta directamente los costos variables de operación de unidades térmicas considerados en la programación y OTR del SEN. Adicionalmente, simulaciones asumen que el aumento en la tasa considerada no repercutirá en el desarrollo del sistema en el cortísimo plazo, e.g., mediante un retiro adelantado de centrales en base a carbón.
- La **recaudación bruta adicional es sensible a fenómenos que podrían traducirse en un mix de generación con diferentes niveles de generación térmica fósil**. Particularmente, un menor despacho de centrales a carbón, dado que es el combustible con mayor factor de emisión de CO₂, o en escenarios con mayor disponibilidad hídrica (ver a la derecha de la figura 4.2).
- De esta manera, **estimaciones** realizadas por el equipo consultor permiten cuantificar recaudaciones netas adicionales por cerca de 62, 56 y 60 MM USD asociados a las emisiones del proceso de generación eléctrica en el SEN para cada año, equivalente a un promedio anual de 59 MM USD.

4.3.2. Estimación de las Compensaciones

- La siguiente tabla muestra los montos asociados al impuesto a las emisiones durante sus años de aplicación, tanto su monto total, monto correspondiente a generadores, compensaciones y compensación neta.

Tabla 4.2. Montos asociados al impuesto a las emisiones durante sus años de aplicación.

Año	2017	2018	2019	2020 ⁶¹	2021	2022	2023 ⁶²
Monto Total (MM CLP)	115.362	128.250	158.159	126.498	146.654	126.667	171.286
Porcentaje Generadoras	95%	94%	94%	95%	96%	92%	64%
Impuesto Generadoras (MM CLP)	109.312	120.568	149.122	120.696	140.323	116.354	109.565
Compensación (MM CLP)	16.174	16.330	22.094	30.034	24.626	38.257	431,6
Porcentaje respecto a IIGG ⁶³	14,80%	13,54%	14,82%	24,88%	17,55%	32,88%	0,39%
Compensación Neta (MM CLP)	6.569	6.929	7.204	7.151	7.201	15.054	360,9
Porcentaje respecto a IIGG	6,01%	5,75%	4,83%	5,92%	5,13%	12,94%	0,33%
Compensación/Retiros (USD/MWh)	0,39	0,34	0,36	0,58	0,42	0,63	0,006

⁶¹ Compensación neta era 8,105 MM CLP pero se debió realizar una reliquidación por una actualización que consideró ajustes a los montos de generación y de las reliquidaciones vigentes del 2019.

⁶² A partir de este año solo se considera compensación A, según RE 149/2023.

⁶³ IIGG: Impuesto a Generadoras.

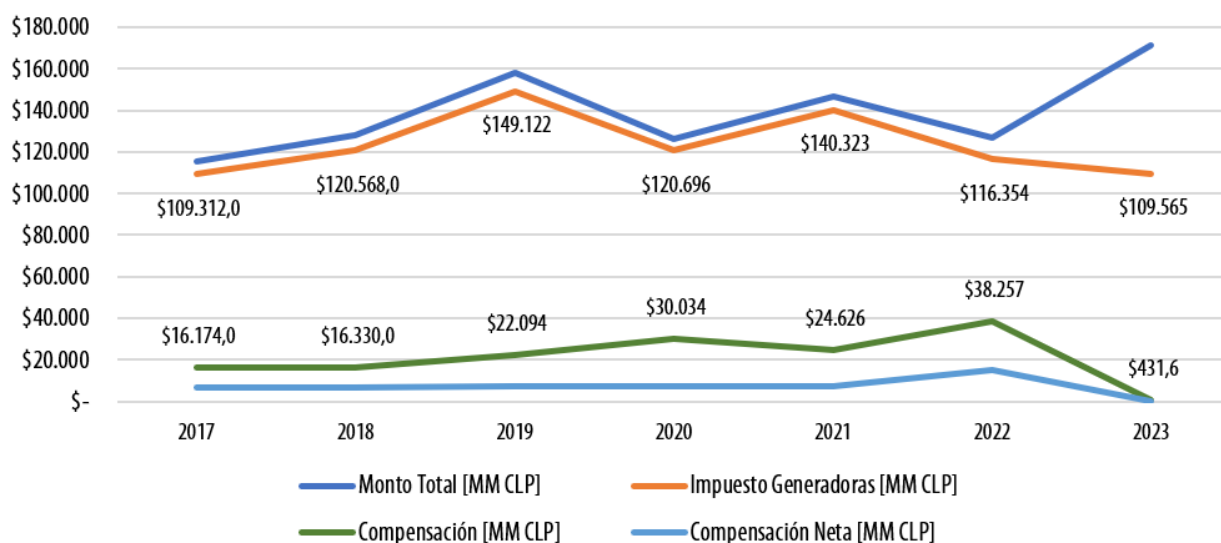


Figura 4.3. Evolución del Impuesto a las Emisiones desde su implementación (MM CLP).

- La figura a continuación presenta la **Compensación A** para escenarios y horizonte bajo análisis. Las **compensaciones son sensibles a la relación entre costos variables de operación y costos marginales de operación del sistema** (ver figura 4.4).

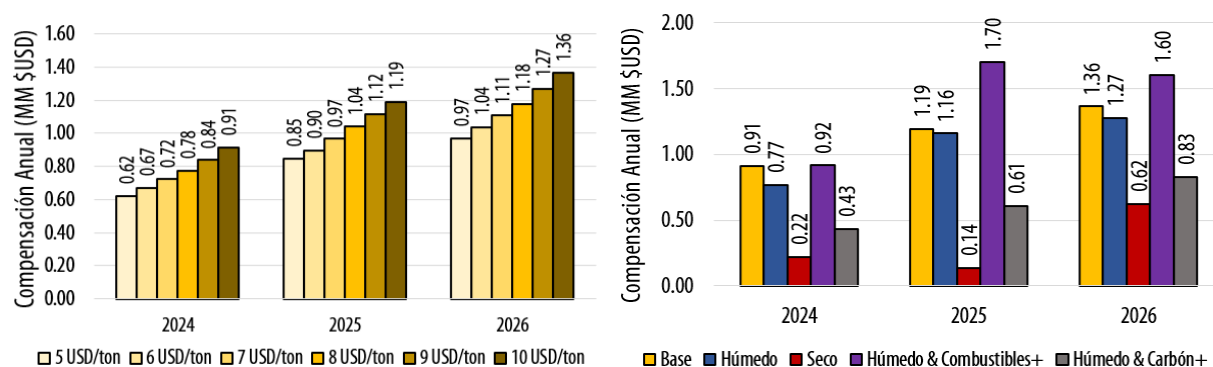


Figura 4.4. Compensación A por concepto del incremento temporal a la tasa del impuesto a las emisiones y Compensación A para diferentes escenarios bajo un nivel de impuesto de 10 USD/tCO₂.

- Las **compensaciones aumentan junto con el aumento del valor de la tasa del impuesto** (ver a la izquierda de la figura 4.4). Estas se mantienen en un grado de magnitud menor a lo que se observaba hasta antes del 2023, cuando aún se encontraba vigente la compensación tipo B. Adicionalmente, se observa un **aumento en compensaciones**, como es de esperar, **en escenarios donde costos marginales promedio disminuyen y los costos variables aumentan**, como es el caso con condiciones hidrológicas favorables con un incremento en los costos de combustibles (ver a la derecha de la figura 4.4).
- En este punto, cabe destacar que por la estructura de la fórmula que define la **Compensación A**, este valor es **muy sensible tanto al Costo Marginal Promedio y el Costo Variable Promedio de los generadores, como al VUI⁶⁴ de estos**.

⁶⁴ El VUI es el Valor unitario del impuesto a las emisiones de la central o unidad de generación. Corresponde a la suma de los impuestos anuales de los distintos contaminantes de la central o unidad

- Las tablas a continuación presentan el detalle respecto a recaudaciones y compensaciones asociadas a escenarios y horizonte bajo análisis, particularmente recaudaciones brutas adicionales producto del aumento en la tasa de impuesto asociada a emisiones de CO₂.

Tabla 4.3. Escenario Base Impuesto 10 USD/tCO₂ (MM USD)⁶⁵.

Escenario Base (5 a 10 USD/tCO ₂)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO ₂)	Compensación Adicional (+5 USD/tCO ₂)
2020	167,21	41,61	-	-
2021	178,08	31,25	-	-
2022	147,21	48,40	-	-
2023	111,61	0,44	-	-
2024	93,00	0,62	84,44	0,29 (+46,9%)
2025	85,14	0,85	77,21	0,34 (+40,7%)
2026	90,05	0,97	81,61	0,4 (+40,8%)
2027	89,11	0,97	-	-

Tabla 4.4. Escenario Seco (MM USD).

Escenario Seco. (5 a 10 USD/tCO ₂)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO ₂)	Compensación Adicional (+5 USD/tCO ₂)
2024	109,65	0,08	98,37	0,14 (+185,9%)
2025	100,49	0,05	90,48	0,09 (+192,8%)
2026	105,32	0,28	94,35	0,35 (+125,2%)
2027	104,47	0,39	-	-

Tabla 4.5. Escenario Húmedo (MM USD).

Esc. Húmedo. (5 a 10 USD/tCO ₂)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO ₂)	Compensación Adicional (+5 USD/tCO ₂)
2024	88,68	0,51	80,55	0,26 (+50,8%)
2025	81,10	0,71	73,66	0,45 (+63%)
2026	86,23	0,90	78,18	0,37 (+41,6%)
2027	85,24	0,90	-	-

generadora del año respectivo, dividido por la energía neta generada por la central o unidad generadora durante el mismo año.

⁶⁵ Se incorporan de referencia valores reales para los años 2020 a 2023. El año 2023 corresponde al primer año con tan solo compensación tipo A. Las tasas de cambio utilizadas se extraen de los Consolidados Anuales del Cálculo de Compensaciones asociadas al Impuesto a las Emisiones del CEN, de los años 2020 a 2023, y se detallan a continuación: \$721,82 (2020), \$787,98 (2021), \$790,41 (2022) y \$981,71 (2023).

Tabla 4.6. Escenario Húmedo & Carbón +50% (MM USD).

Escenario Húmedo & Carbón +50%. (5 a 10 USD/tCO ₂)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO ₂)	Compensación Adicional (+5 USD/tCO ₂)
2024	79,92	0,32	71,49	0,11 (+34%)
2025	68,88	0,46	61,81	0,14 (+31%)
2026	74,50	0,62	66,82	0,2 (+33%)
2027	74,08	0,66	-	-

Tabla 4.7. Escenario Húmedo & Combustibles +50% (MM USD).

Escenario Húmedo & Combustibles +50%. (5 a 10 USD/tCO ₂)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO ₂)	Compensación Adicional (+5 USD/tCO ₂)
2024	82,44	0,57	74,83	0,35 (+61%)
2025	74,29	0,89	67,43	0,81 (+92%)
2026	79,78	0,92	72,37	0,68 (+74%)
2027	78,90	0,90	-	-

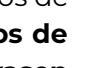
- Al observar los resultados expuestos en la tabla 4.8, se puede notar un incremento en las compensaciones A al aumentar la tasa del impuesto de 5 USD/ton a 10 USD/ton, manteniéndose este patrón en todos los escenarios presentados. Cuando se analiza lo que hubiera sido la compensación cuando existía tanto la A como la B, se observa que las compensaciones con el incremento de la tasa **estarían aún por debajo de lo que se observaría si el componente B estuviera vigente** para los años 2024 a 2026, aunque **la relación exacta varía según el escenario y las condiciones específicas materializadas en estos**.

Tabla 4.8. Comparación de compensaciones por MWh de retiro bajo distintas tasas de impuesto al carbono, junto al caso de la existencia de la Compensación A y B durante el periodo transitorio (USD/MWh).

Escenario	Compensación A (Tasa 5 USD/tCO ₂)			Compensación A (Tasa 10 USD/tCO ₂)			Compensación A-B ⁶⁶ (Tasa 5 USD/tCO ₂)		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Base	0,008	0,010	0,011	0,011	0,014	0,015	0,095	0,082	0,081
Húmedo	0,006	0,008	0,010	0,009	0,013	0,014	0,091	0,076	0,078
Seco	0,001	0,001	0,003	0,003	0,002	0,007	0,092	0,078	0,077
Húmedo & Comb.+	0,007	0,010	0,010	0,011	0,020	0,018	0,084	0,072	0,072
Húmedo & Carbón+	0,004	0,005	0,007	0,005	0,007	0,009	0,070	0,045	0,049

- Finalmente, se incorpora un **resumen de las compensaciones** históricas desde el año 2017 hasta el 2023 en USD/MWh acompañada de las resultantes para cada escenario modelado para los años 2024, 2025 y 2026. Lo más relevante a destacar es que si bien **existe un incremento en las compensaciones respecto a lo observado en 2023**

⁶⁶ Compensación A-B se refiere a un caso hipotético en el que tanto la Compensación A como la B fueran parte del cálculo final de las compensaciones. Se calcula como el máximo entre la Compensación A y B para cada generador, y sumando para todos los generadores para obtener el valor total.



vinken

medo con mayores costos de

o con mayores costos de

es que se considerasen

saciones con una tasa de 5

transitorio. Finalmente, las

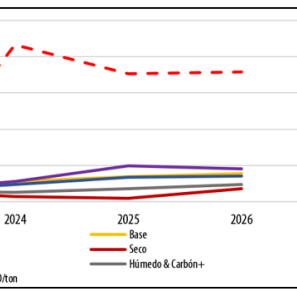
crecimiento de +5USD/tCO₂

(rio evaluado) del nivel de

2017 y 2022.

es para cada escenario, en

Húmedo & Carbón+	Húmedo & Combustibles+
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
-	-
0,005	0,011
0,007	0,020
0,009	0,018



bles+

y B), Tasa 5 USD/ton

es para cada escenario, en

Escenario	Histórico	Base	Húmedo	Seco	Húmedo & Carbón+	Húmedo & Combustible s+
2017	0,394	-	-	-	-	-
2018	0,339	-	-	-	-	-
2019	0,365	-	-	-	-	-
2020	0,583	-	-	-	-	-
2021	0,419	-	-	-	-	-
2022	0,633	-	-	-	-	-
2023	0,006	-	-	-	-	-
2024	-	0,011	0,009	0,003	0,005	0,011
2025	-	0,014	0,013	0,002	0,007	0,020
2026	-	0,015	0,014	0,007	0,009	0,018



5. Mecanismo de Recaudación con Cargo FET a Retiros

5.1. Antecedentes

La propuesta considera un Cargo FET transitorio que afecte a todos los retiros de energía del SEN. Adicionalmente, se contempla que este cargo sea descontado de la compensación por PE que deben pagar los retiros. Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, la **recaudación para el subsidio eléctrico por esta vía sería de hasta 150 MM USD anuales**. Las estimaciones realizadas por el Ejecutivo consideran:

- El crecimiento constante que durante los últimos tres años ha tenido la compensación a PE, pasando de -12,7 MM USD para el año 2022⁶⁷ a 118,5 MM USD para los primeros 5 meses del año 2024. En particular, durante el año 2023 fueron cerca de 220 MM USD (54% del total de compensaciones del año). Se estima que las compensaciones PMGD seguirán siendo unidireccionales en el mediano plazo.
- Según estimaciones de la CNE e internacionales, se estima que el costo de desarrollo de un PMGD es cercano a los 40 USD/MWh, por lo que el Ejecutivo expresa que los PMGD han tenido ingresos que sobrepasan sus costos de desarrollo.

5.2. Metodología

La medida considera establecer un cargo transitorio durante los años 2025, 2026 y 2027 para los retiros de energía del SEN. Luego, los generadores podrán descontar dicho cargo de la compensación de PE. Así, entendiendo al carácter fijo de este cargo transitorio y que la compensación de PE depende de los costos marginales que se den en la operación, la figura 5.1 ilustra posibles situaciones que se podrían dar. En particular, en algunos meses el monto total de la compensación podría ser mayor al nuevo cargo, reduciendo la compensación recibida por los PMGD, mientras que en otros meses la compensación podría ser menor al nuevo cargo, por lo que el PMGD no recibiría compensación y la diferencia resultante tendría que ser asumida por los retiros del sistema, generando créditos para los retiros a ser descontados de compensaciones de PE futuras.

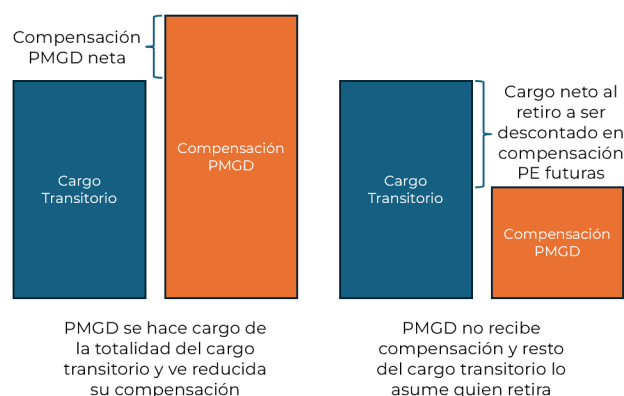


Figura 5.1. Potencial interacción entre cargo transitorio adicional y compensación de PE.

⁶⁷ En 2022 el valor es negativo, dado que las remuneraciones por inyección a costo marginal superaron la remuneración a PE.

Luego, se analiza la implementación de un **cargo FET transitorio fijo de 1,8 CLP/kWh para el horizonte bajo análisis, reajutable semestralmente conforme al IPC**, lo que hubiera resultado en una recaudación en torno a 166 MM USD anuales, en línea con lo estimado por el Ejecutivo, el cual **puede ser descontado de compensaciones** por PE a PMGD. Se analiza el impacto de cargos transitorios fijos en términos de la recaudación total obtenida por la medida, distinguiendo los montos recaudados desde PMGD como descuentos de compensaciones de PE; y desde los propios retiros, cuando los montos recaudados desde PMGD no fueran suficientes para un mes en particular.

Para el cálculo de las compensaciones por PE y recaudación del subsidio, se consideraron los PMG y PMGD que son remunerados mediante el PNCP, según la información histórica obtenida desde las Transferencias Económicas. Para los proyectos de nuevas centrales, se consideraron los proyectos PMG y PMGD que fueron declarados en construcción hasta octubre del 2022. Los resultados se calculan usando proyecciones de costo marginal y PE para los años 2024 a 2027, según se detalla en el Anexo D.

5.3. Resultados

La tabla a continuación presenta el **impacto que hubiera tenido el Cargo FET** para el horizonte bajo análisis a nivel mensual. Esto, en términos de la recaudación total obtenida por la medida, distinguiendo adicionalmente los montos recaudados desde PMGD como **descuentos de compensaciones por PE**, y los **créditos a retiros acumulados** cuando compensaciones mensuales PMGD no fueran suficientes, quedando estos montos pendientes a ser descontados en balances posteriores.

Tabla 5.1. Impacto de un cargo transitorio fijo de 1,8 CLP/kWh y balance anual de descuentos sobre compensaciones recibidas por PMGD y créditos a retiros (MM USD)⁶⁸.

Mes	Cargo FET	Escenario Base			Escenario Seco			Escenario Húmedo		
		Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros	Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros	Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros
2025-01	13,31	51,46	13,31	0,00	49,96	13,31	0,00	52,28	13,31	0,00
2025-02	12,25	41,91	12,25	0,00	40,44	12,25	0,00	42,42	12,25	0,00
2025-03	13,58	41,73	13,58	0,00	39,96	13,58	0,00	41,93	13,58	0,00
2025-04	12,40	18,03	12,40	0,00	13,41	12,40	0,00	19,37	12,40	0,00
2025-05	13,12	6,07	6,07	7,05	1,88	1,88	11,24	7,34	7,34	5,78
2025-06	13,17	0,97	0,97	19,25	-2,64	0,00	24,41	1,78	1,78	17,17
2025-07	13,61	6,82	6,82	26,05	0,76	0,76	37,27	9,28	9,28	21,51
2025-08	13,46	23,39	23,39	16,11	20,14	20,14	30,59	24,96	24,96	10,01
2025-09	12,96	35,51	29,08	0,00	34,95	34,95	8,61	35,65	22,97	0,00
2025-10	13,10	47,86	13,10	0,00	47,43	21,71	0,00	48,12	13,10	0,00
2025-11	13,00	52,84	13,00	0,00	51,58	13,00	0,00	53,22	13,00	0,00
2025-12	13,76	59,76	13,76	0,00	58,72	13,76	0,00	60,41	13,76	0,00
Total 2025	157,72	386,34	157,72	0,00	356,59	157,72	0,00	396,74	157,72	0,00
2026-01	13,80	55,64	13,80	0,00	54,08	13,80	0,00	56,43	13,80	0,00
2026-02	12,70	44,12	12,70	0,00	42,55	12,70	0,00	44,36	12,70	0,00
2026-03	14,08	39,11	14,08	0,00	36,46	14,08	0,00	40,61	14,08	0,00
2026-04	12,86	14,82	12,86	0,00	9,11	9,11	3,75	16,70	12,86	0,00

⁶⁸ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

Mes	Cargo FET	Escenario Base			Escenario Seco			Escenario Húmedo		
		Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros	Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros	Comp. PE	Descto. Cargo FET	Créditos a Retiros
2026-05	13,60	4,57	4,57	9,04	0,96	0,96	16,40	5,94	5,94	7,66
2026-06	13,66	0,87	0,87	21,83	-2,84	0,00	30,06	2,11	2,11	19,21
2026-07	14,09	6,44	6,44	29,48	0,84	0,84	43,31	8,54	8,54	24,77
2026-08	13,93	22,82	22,82	20,59	18,68	18,68	38,57	24,17	24,17	14,54
2026-09	13,42	35,43	34,02	0,00	34,57	34,57	17,43	35,56	27,96	0,00
2026-10	13,57	45,87	13,57	0,00	45,05	30,99	0,00	46,07	13,57	0,00
2026-11	13,46	50,23	13,46	0,00	48,85	13,46	0,00	50,62	13,46	0,00
2026-12	14,24	56,90	14,24	0,00	55,39	14,24	0,00	57,44	14,24	0,00
Total 2026	163,43	376,82	163,43	0,00	343,68	163,43	0,00	388,54	163,43	0,00
2027-01	14,06	53,13	14,06	0,00	51,56	14,06	0,00	53,93	14,06	0,00
2027-02	12,93	42,04	12,93	0,00	40,46	12,93	0,00	42,40	12,93	0,00
2027-03	14,34	36,31	14,34	0,00	34,49	14,34	0,00	37,86	14,34	0,00
2027-04	13,09	16,46	13,09	0,00	10,41	10,41	2,69	18,19	13,09	0,00
2027-05	13,85	5,82	5,82	8,03	2,08	2,08	14,46	7,65	7,65	6,20
2027-06	13,91	1,59	1,59	20,35	-2,13	0,00	28,37	2,77	2,77	17,34
2027-07	14,35	7,17	7,17	27,52	1,78	1,78	40,94	9,30	9,30	22,39
2027-08	14,19	23,92	23,92	17,78	19,87	19,87	35,26	25,35	25,35	11,23
2027-09	13,66	36,72	31,45	0,00	35,82	35,82	13,10	36,85	24,89	0,00
2027-10	13,81	46,76	13,81	0,00	45,90	26,91	0,00	46,95	13,81	0,00
2027-11	13,70	51,23	13,70	0,00	49,94	13,70	0,00	51,61	13,70	0,00
2027-12	14,50	57,89	14,50	0,00	56,46	14,50	0,00	58,47	14,50	0,00
Total 2027	166,39	379,05	166,39	0,00	346,63	166,39	0,00	391,32	166,39	0,00

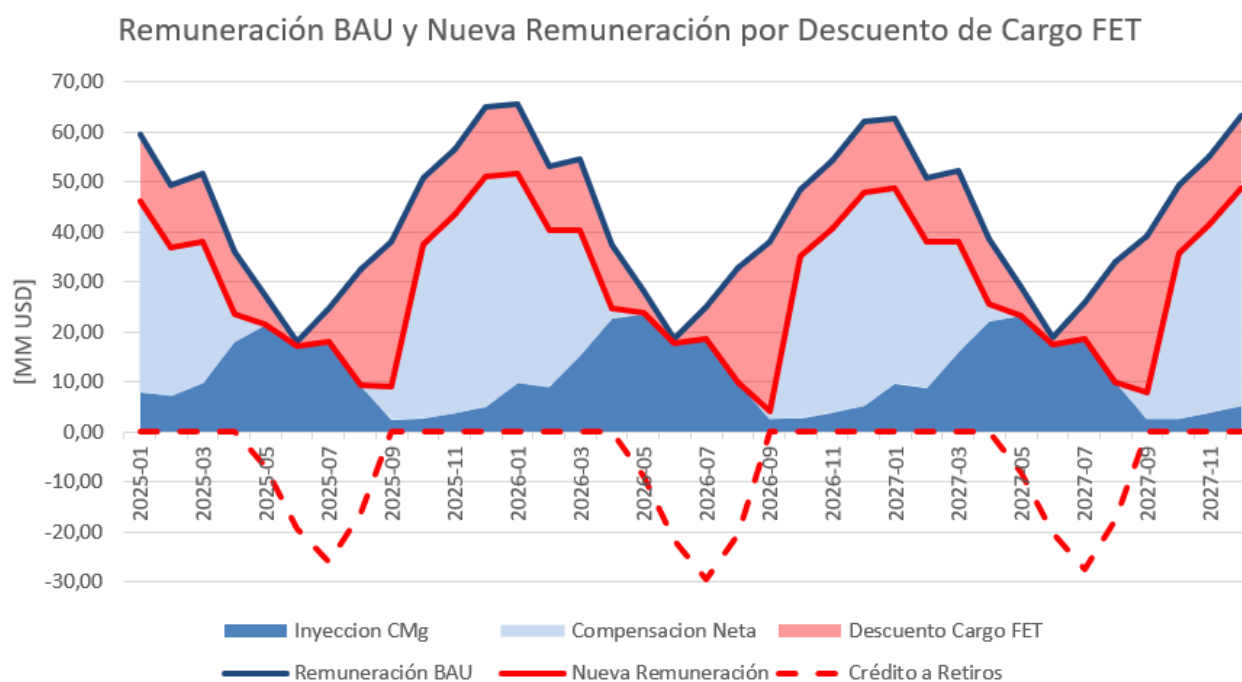


Figura 5.2. Remuneraciones de segmento PMGD antes y después del Cargo FET.

- Compensaciones PMGD son sensibles a la determinación del PE, costos marginales del sistema y generación PMGD, por lo que dichas compensaciones pueden variar de

forma relevante a lo largo del año, pudiendo incluso llegar a ser negativas. Si bien a **nivel mensual se detectan meses en que el descuento a PMGD no sería suficiente** para cubrir la recaudación del cargo fijo, estas diferencias son asumidas por los retiros, generando créditos que serán descontados de compensaciones por PE en meses posteriores. Lo anterior supone **periodos en los que PMGD estarían sujetos directamente a los costos marginales del sistema**. De esta manera, para los años analizados no se observan cargos netos a retiros y el segmento PMGD termina pagando de manera íntegra este cargo transitorio, logrando una recaudación promedio anual de 166 MM USD. Con todo lo anterior, **se reducen compensaciones por PE totales del segmento PMGD entre un 44% y un 50%** (una reducción del 32% en remuneraciones totales).

Las tablas a continuación presentan el desglose de **remuneraciones del segmento PMGD por tecnología** para el periodo desde 2025 hasta 2027, cuando se considera el escenario base. Con el propósito de analizar en mayor detalle cómo afecta la reducción de compensaciones por PE a PMGD, se considera que la reducción en la compensación se prorratea entre PMGD sujetos a PE.

Tabla 5.2. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2025 y supuesto de cargo transitorio de 1,8 CLP/kWh y balance anual de descuentos (USD/MWh)⁶⁹.

Tecnología	Iny. CMg	Rem. BAU (PE)	Comp. PE	Desccto. Cargo FET	Nueva Rem.	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	13,32	67,04	53,72	22,62	44,43	-33,7%
PMG HP	56,16	63,42	7,26	4,42	59,00	-7,0%
PMG PE	61,08	58,34	-2,74	4,09	54,25	-7,0%
PMG TER	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	13,50	65,08	51,58	20,73	44,35	-31,9%
PMGD HP	53,53	56,46	2,92	6,23	50,23	-11,0%
PMGD PE	52,96	55,33	2,37	6,42	48,91	-11,6%
PMGD TER	67,66	72,45	4,80	2,22	70,23	-3,1%
Total	15,62	64,89	49,27	20,11	44,78	-31,0%
Total (MM USD)	122,49	508,83	386,34	157,72	351,11	-31,0%

Tabla 5.3. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2026 y supuesto de cargo transitorio de 1,8 CLP/kWh y balance anual de descuentos (USD/MWh)⁷⁰.

Tecnología	Iny. CMg	Rem. BAU (PE)	Comp. PE	Desccto. Cargo FET	Nueva Rem.	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	14,41	66,12	51,70	22,99	43,13	-34,8%
PMG HP	60,35	62,20	1,85	4,88	57,31	-7,9%
PMG PE	65,58	57,40	-8,18	5,43	51,97	-9,5%
PMG TER	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	15,09	63,88	48,79	20,72	43,16	-32,4%
PMGD HP	57,31	55,44	-1,87	5,66	49,77	-10,2%
PMGD PE	62,34	53,62	-8,72	4,87	48,74	-9,1%
PMGD TER	70,78	69,90	-0,88	0,00	69,89	0,0%
Total	17,34	63,71	46,37	20,11	43,60	-31,6%
Total (MM USD)	140,95	517,77	376,82	163,43	354,35	-31,6%

⁶⁹ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

⁷⁰ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

Tabla 5.4. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2027 y supuesto de cargo transitorio de 1,8 CLP/kWh y balance anual de descuentos (USD/MWh)⁷¹.

Tecnología	Iny. CMg	Rem. BAU (PE)	Comp. PE	Descto. Cargo FET	Nueva Rem.	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	14,37	65,89	51,52	23,30	42,58	-35,4%
PMG HP	59,59	61,82	2,23	5,03	56,79	-8,1%
PMG PE	64,90	57,09	-7,80	5,65	51,44	-9,9%
PMG TER	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	14,88	63,66	48,78	20,97	42,69	-32,9%
PMGD HP	56,55	55,93	-0,62	5,89	50,04	-10,5%
PMGD PE	61,64	53,38	-8,25	4,96	48,42	-9,3%
PMGD TER	69,45	71,35	1,90	1,17	70,17	-1,6%
Total	17,11	63,51	46,40	20,37	43,14	-32,1%
Total (MM USD)	139,78	518,83	379,05	166,39	352,44	-32,1%

En términos generales, PMGD quedan sujetos a mayor variabilidad en sus remuneraciones, ya que en **algunos periodos estarán sujetos directamente a los costos marginales** del sistema, **viendo reducidas sus remuneraciones** totales promedio. Los resultados muestran **impactos en mayor medida sobre tecnologías de generación solar**, cuyas remuneraciones **dependen en mayor medida del mecanismo de compensación**, producto de perfiles de generación y costos marginales. Para generación solar, las remuneraciones totales promedio se reducen en un 35%, desde 66 USD/MWh a 43 USD/MWh.

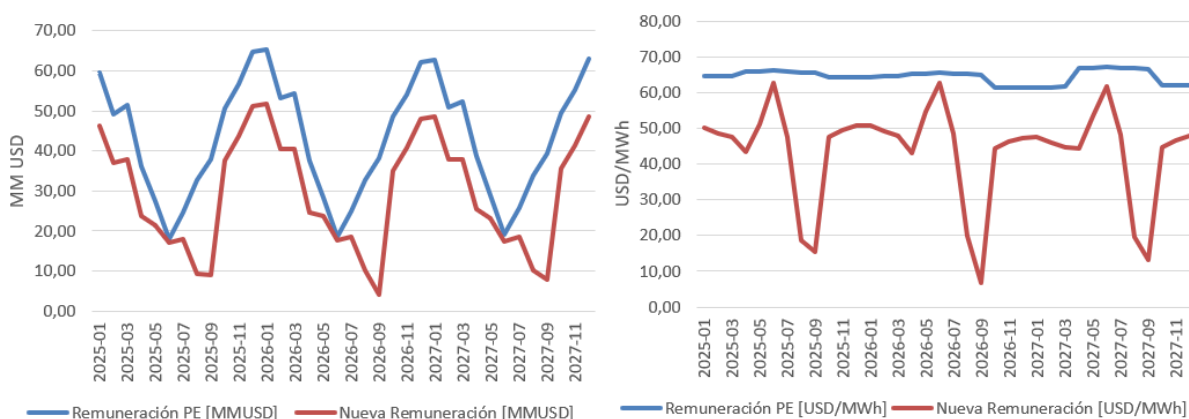


Figura 5.3. Remuneraciones de segmento PMGD antes y después de la aplicación del Cargo FET, en MM USD y USD/MWh.

⁷¹ Se utiliza la tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024: 929,9 CLP/USD.

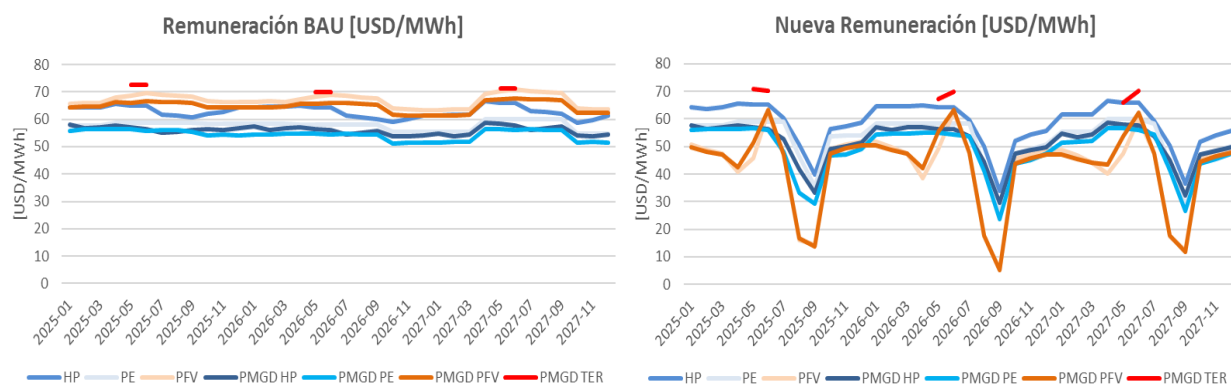


Figura 5.4. Remuneraciones de segmento PMGD antes y después de la aplicación del Cargo FET, por tecnología, en USD/MWh.

6. Precio Preferente Pyme

La medida considera una habilitación que permita que, una parte de los clientes regulados (i.e., MiPymes y operadores de SSR) pueda comprar hasta 500 GWh/año de energía a PMGD en el horizonte 2025 a 2034, y así obtener el beneficio de la reducción de precio atendido el régimen de PE al que se encuentran sujetas gran parte de estas instalaciones, definiéndose una tarifa de Precio Preferente Pyme.

En concreto, en las **disposiciones transitorias** del PdL, se establece lo siguiente:

*“Artículo primero transitorio.- **Durante la vigencia del mecanismo de estabilización de precios definido en el artículo 2° transitorio del decreto supremo N° 88, de 2019**, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para los medios de generación de pequeña escala, en adelante “DS 88/2019”, los pequeños medios de generación distribuidos, en adelante “**PMGD**”, a que se refiere el artículo 72-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y que se encuentren acogidos al régimen de valorización establecido en el artículo 2° transitorio del antedicho Decreto 88/2019, **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.*

*La energía comercializada según lo señalado en el inciso precedente será **valorizada de conformidad al régimen del artículo 2° transitorio del DS 88/2019** y será **pagada por las concesionarias de servicio público de distribución**, estando destinada exclusivamente al suministro de entidades que se encuentren inscritas en el registro a que hace referencia el artículo segundo transitorio de la presente ley. Para estos efectos, la **energía comercializada por cada PMGD** a los que se refiere el inciso precedente corresponderá a una **proporción de su propia inyección** mensual de energía, equivalente al **cociente entre el volumen de energía mensual consumido por la totalidad de las empresas** que conforman el registro anteriormente señalado **y el volumen de energía mensual inyectado por la totalidad de los referidos PMGD.**”*

De la propuesta planteada por el Ejecutivo se desprende que PMGD acogidos al régimen de compensaciones por PE deberán (estarán sujetos) a la comercialización de energía a clientes regulados. Se considera una valorización de la energía comercializada según el propio PE, mientras que en términos de volumen, ésta sería proporcional al cociente entre el volumen de energía regulado suministrado y el volumen de energía inyectado por PMGD. Con todo, según se describe en la propuesta del Ejecutivo, sería de esperar se asuma una participación proporcional de todos los generadores PMGD sujetos al mecanismo de compensación.

El artículo primero transitorio de las disposiciones transitorias continúa:

*“El decreto tarifario a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos deberá contener un **“Precio Preferente Pyme”** a efectos de que las concesionarias de servicio público de distribución traspasen dicho precio a aquellas entidades inscritas en el registro establecido en el artículo segundo transitorio de la presente ley. El Precio Preferente Pyme será **calculado** en el Informe Técnico indicado*

en el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos, **considerando la valorización de la energía comercializada por los PMGD y el cargo establecido por el artículo 9 de la ley N° 21.472, así como los demás cargos establecidos en la ley.** El **volumen de energía anual** consumido por la totalidad de las empresas que conforman el registro señalado anteriormente, adscrito al Precio Preferente Pyme, **no podrá ser superior a 500.000.000 kilowatts hora (kWh).**

El Precio Preferente Pyme aplicará hasta un consumo mensual individual de 7.500 kWh. El consumo que exceda dicho límite será valorizado al precio de nudo promedio vigente. Con todo, la resolución establecida en el penúltimo inciso del presente artículo podrá fijar condiciones para la modificación de dicho límite individual, mediante resolución de la misma Comisión Nacional de Energía. Dichas variaciones regirán por un plazo de, al menos, tres meses, y el valor absoluto de cada modificación del límite individual no podrá ser superior a 2.500 kWh, respecto del límite individual vigente.”

La propuesta establece un **techo anual de 500 GWh de la totalidad de inyecciones PMGD que podrán ser destinadas a este mecanismo.** A modo de referencia, en 2023 las inyecciones PMGD se situaron en torno a los 4.300 GWh, con lo que la proporción de inyecciones PMGD a ser comercializada hubiera sido en torno al 12%. Mientras, 500 GWh corresponden al 1,1% del consumo regulado contratado para el año 2024. En este punto, una interrogante que surge asociada a la implementación de la medida propuesta dice relación con la **trazabilidad horaria de retiros de energía por parte de PMGD para su comercialización con concesionarias de servicio público de distribución correspondientes**, así como el riesgo asociado a la comercialización de energía que podría o no existir para PMGD⁷².

El artículo primero transitorio de las disposiciones transitorias continúa:

“Los retiros de energía efectuados por los PMGD de conformidad al presente artículo se encontrarán exentos del pago de servicios complementarios, pagos laterales u otros costos sistémicos asignados a los suministradores a prorrata de los retiros del sistema.”

En este contexto, surge la **interrogante inmediata** respecto a sobre quien recaería la **responsabilidad que existe en relación a dichos costos sistémicos**, y si estos serán socializados entre el resto de retiros del sistema, o si serán agentes particulares los que debieran enfrentar dichos cargos, y quienes. A modo de referencia, para cifras de 2023, los costos sistémicos por concepto de sobrecostos de energía y pagos laterales de SSCC totalizaron alrededor de 763 MM USD (en torno a 9,79 USD/MWh). El eximir a estos retiros (los 500 GWh, 0,64% de los retiros en 2023) del pago de costos sistémicos, y asumiendo una socialización de dichos costos entre el resto de retiros, supondría un aumento de cargos unitarios por concepto de costos sistémicos para el resto de retiros alcanzando alrededor de 9.85 USD/MWh (+0.063 USD/MWh). No obstante lo anterior, y atendiendo a la naturaleza de

⁷² Una alternativa posible es asumir que de forma horaria los retiros serán proporcionales a inyecciones de cada PMGD. De esta forma, cada MWh retirado se corresponde con un MWh inyectado en el mismo punto de conexión, con lo que no habría riesgo asociado a la comercialización de dicha energía. Sin embargo, esto quedaría sujeto a la definición específica del mecanismo por parte de la CNE.

prorratio horario con la que cuentan algunos cargos sistémicos (e.g., SSCC, Sobrecostos, Costos de Oportunidad), cabe analizar el impacto que tendría la socialización de costos entre el resto de retiros en horarios de generación solar, principal tecnología de generación PMG/PMGD. En dicho caso, los cargos unitarios por concepto de costos sistémicos en dichos horarios (516 MM USD) aumentan desde 15.1 a 15.4 USD/MWh (+0.3 USD/MWh). Nuevamente, cabe destacar la **interrogante** que surge asociada a la implementación de la medida propuesta, particularmente **en relación con la trazabilidad horaria** de retiros de energía por parte de PMGD para su comercialización.

El artículo primero transitorio de las disposiciones transitorias continúa:

*“Los **montos de energía suministrada** a las concesionarias de servicio público de distribución por parte de los PMGD, de conformidad a lo establecido en el presente artículo, **no será contabilizado dentro de los volúmenes facturados por sus contratos de suministro**. La **disminución** de energía a facturar por los contratos de suministro, resultante de lo señalado anteriormente, **será asignada considerando únicamente aquellos contratos con precio mayor al precio de nudo promedio** de la respectiva concesionaria de servicio público de distribución, manteniendo inalterada la energía a facturar de aquellos contratos con precio menor o igual al precio de nudo promedio. Adicionalmente, respecto de los contratos cuyo precio sea superior al precio de nudo promedio de la distribuidora, la referida disminución de energía se realizará **a prorrata del producto entre la energía contratada y el diferencial de precios del respectivo contrato respecto del precio de nudo promedio** de la distribuidora.*

Mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía se establecerá el mecanismo de transferencias entre concesionarias de servicio público de distribución para efectos de resguardar el balance de compras y ventas de energía requerido para la implementación de las disposiciones del presente artículo.”

En este punto, cabe **analizar el impacto en términos de costos y beneficios que tendría la medida para diferentes agentes del mercado**, generadores asociados a contratos regulados afectados, consumidores finales beneficiados, y otros agentes (e.g., el propio segmento PMGD). En cuanto al costo para contratos regulados, se detalla que los agentes que serían afectados corresponderán a aquellos cuyos contratos regulados cuenten con precios que se encuentren por sobre el PNP, considerando a su vez, dicho diferencial y el volumen contratado. A modo de referencia, en la tabla a continuación permite comparar precios y volúmenes asociados a diferentes esquemas y contratos de suministro, considerando valores para el año 2024. En particular, es posible evidenciar que **existen múltiples contratos de suministro regulado cuyos precios resultan mayores al PNP**, y que por tanto estarían **sujetos a la reducción del volumen en sus ventas producto de la tarifa preferencial** propuesta. Esto, incluso cuando se analizan contratos asociados a bloques de generación solar. El volumen de energía anual a ser comercializada por PMGD (500 GWh) resulta ser un 2,14% del total de volumen de energía contratada a precios mayores al PNP.

Tabla 6.1. Comparación de precios y volúmenes asociados a diferentes esquemas y contratos de suministro regulado (valores para 2024)⁷³.

Esquema/Contrato	Precio (USD/MWh)	Volúmen (GWh)
PNCP (Fijación 2024-2)⁷⁴	50-80	500 GWh (límite a comercializar)
Contrato Bloque Solar más Caro SIC_2013/03_2_Electrica_ERNC-1 (BS1B)	155,5	10 GWh
Promedio Ponderado Contratos Bloque Solar (B)	104,3	1.320 GWh
Contrato Bloque Solar más Barato SIC_2013/03_2_Amunche_Solar (BS4B)	83,7	110 GWh
PNP (Fijación 2024-2)⁷⁵	71,3 - 126,7	43.147 GWh
Contrato más Caro SIC_2013/01_Panguipulli (BS1)	168,8	400 GWh
Promedio Ponderado de Contratos con Precio Mayor al PNP	127,1 (86 contratos, 65% del total de contratos)	23.325 GWh (54% del total de energía contratada regulada)

Por un lado, si bien el **impacto sobre contratos regulados** variaría en magnitud para cada contrato y concesionaria de servicio público de distribución respectiva, es posible estimar una proyección del impacto en términos generales en función de un PNP promedio sistémico y el precio/energía de contratos con precio mayor al PNP promedio sistémico, disminuyendo la energía de dichos contratos a prorrata de la multiplicación de su precio y energía adjudicada para totalizar 500 GWh. Por otro lado, en relación al **beneficio asociado a consumidores finales** sujeto a esta tarifa preferencial, es posible estimar una proyección del impacto cuando clientes ven reemplazada la componente asociada al PNP por el PNCP en sus tarifas. **Proyección de impactos se realiza para el periodo 2025 a 2034**, atendiendo a que la medida propuesta por el Ejecutivo se extendería durante la vigencia del mecanismo de estabilización de precios definido en el artículo 2° transitorio del DS 88/2019⁷⁶.

Los resultados asociados a la proyección estimada de impactos, costos y beneficios para contratos regulados y consumidores finales beneficiados se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 6.2. Proyección estimada de impactos, costos y beneficios para contratos regulados y consumidores finales beneficiados por la medida Precio Preferente Pyme.

Año	PNP Sistémico (USD/MWh)	PNCP Sistémico (USD/MWh)	Costo Agregado Para Contratos Regulados (MM USD)	Beneficio Agregado Para MiPymes (MM USD)	Remuneración PMGD Asociada (MM USD)
2025	93,5	65,3	68,35	14,1	32,7
2026	90,4	64,4	68,36	13,0	32,2
2027	90,0	64,6	69,29	12,7	32,3
2028	87,9	63,9	70,43	12,0	32,0

⁷³ Volúmenes de energía contratada para 2024 y precios indexados al primer semestre de 2024.

⁷⁴ Rango corresponde a diferenciación por barra. Considérese para efectos de comparación el valor de Quillota 62.9 USD/MWh.

⁷⁵ Rango corresponde a diferenciación por empresa distribuidora. Considérese para efectos de comparación el valor promedio 92.9 USD/MWh.

⁷⁶ Mayor información respecto a la metodología de proyección de señales de mercado asociadas al mecanismo, así como evaluación del impacto sobre contratos regulados, disponible en Anexo H.

Año	PNP Sistémico (USD/MWh)	PNCP Sistémico (USD/MWh)	Costo Agregado Para Contratos Regulados (MM USD)	Beneficio Agregado Para MiPymes (MM USD)	Remuneración PMGD Asociada (MM USD)
2029	87,9	63,7	70,43	12,1	32,0
2030	87,9	63,4	70,43	12,3	31,7
2031	86,9	63,4	70,30	11,8	31,7
2032	85,1	63,4	70,25	10,9	31,7
2033	69,4	63,4	62,37	3,0	31,7
2034	59,5	63,4	42,47	0,0	0,0
Total	-	-	659,27	99,8	319,45

Con lo anterior, es posible estimar el **costo total que tendría la medida para contratos regulados en torno a 660 MM USD para el horizonte de estimación**. Esto, corresponde a montos que dejarían de percibir contratos regulados con precio mayor al PNP. En términos individuales, para 2025, clientes verían una reducción del 30,2% en términos del cargo por energía (diferencia entre PNCP y PNP promedios sistémicos), lo que a nivel de tarifa se traduce en una reducción del 19,6%; mientras que a nivel agregado, en relación al volumen de energía anual a ser comercializada por PMGD (500 GWh), se percibiría un **beneficio total para consumidores en torno a 100 MM USD en el horizonte de estimación**⁷⁷. Cabe destacar respecto a la **eficiencia del mecanismo de Precio Preferente Pyme**, la diferencia entre el costo que representa la medida para contratos regulados y el beneficio que percibirían consumidores finales objetivo, la que alcanza un **15,1% para el horizonte de estimación**.

Asociado a la medida, **se producen impactos colaterales, particularmente al segmento PMGD**. En la tabla 6.2, se presentan remuneraciones PMGD asociadas al mecanismo, producto de la comercialización de 500 GWh/año en función de un PNCP sistémico. En la práctica, dichas remuneraciones corresponden a la compensación por PE asociada a inyecciones, la que pasaría a ser financiada por los clientes regulados. Luego, sería de esperar que el volumen de energía anual a ser comercializada por PMGD no fuera considerado para la determinación de compensaciones por PE, significando un ahorro por dicho concepto para los generadores con retiros. De esta manera, 500 GWh/año de inyecciones PMGD se encontrarían cubiertas del riesgo asociado a la reducción de compensaciones por descuento del Cargo FET asociado al mecanismo de estabilización de precios. Esto, por el periodo de aplicación del Cargo FET, hasta el año 2027. Así mismo, las compensaciones por PE asociadas a las inyecciones de dichos 500 GWh/año, no estarían disponibles para que los generadores afectados al cargo FET las pudieran descontar. En la práctica, los contratos regulados más caros son quienes asumirán la mayor proporción de costos asociados a la implementación de la medida Precio Preferente Pyme. Adicionalmente, se cuenta la reducción de compensaciones por PE asociadas a dichos 500 GWh, de la cual se verían beneficiados todos los retiros del sistema.

⁷⁷ Es posible analizar el impacto sobre contratos particulares. Para 2025, el **contrato más afectado en términos de energía porcentual respecto a su energía adjudicada** sería SIC_2013/01_Panguipulli (Licitación SIC 2013/01, Empresa de Generación Panguipulli), al cual se restaría un **4,4% de su energía contratada** (17,4GWh de 400 GWh), lo que resultaría en un impacto por 2,7 MM USD (3.9% del impacto total a contratos regulados). Por otro lado, el **contrato más afectado en términos monetarios, respecto al impacto total a contratos**, sería SIC_2013/03_2_E-CL (Licitación SIC_2013/03_2, Empresa de Generación E-CL) con una disminución de 16,8 MM USD (24,6% del impacto total a contratos regulados) correspondiente a un **2,6% de su energía contratada** (125 GWh de 4800 GWh). Como se puede apreciar, el impacto en términos del volumen de energía afectada para cada contrato se diluye.

Relacionado con lo anterior, al tomar como referencia los valores unitarios de costos sistémicos para el año 2023 (sobrecostos, SSCC, compensación por PE, entre otros), es posible realizar una estimación del impacto que tiene la reasignación de dichos costos en los retiros de diversos actores para el año 2024, según el tipo de contrato suscrito (i.e., contratos regulados afectos o no a la sustracción de energía y contratos libres). A partir del resultado de estos balances, se puede apreciar que la **medida resulta en perjuicios sobre terceros**, contratos regulados no afectos y contratos libres, lo que no corresponde al objetivo de la medida.

Tabla 6.3. Potenciales impactos, costos (en positivo) y beneficios (en negativo) agregados para diversos actores producto de la medida Precio Preferente Pyme (valores para 2024).

Tipo de Contrato	Costo Directo Para Contratos (MM USD)	Reducción Pago Compensaciones por PE (MM USD)	Incremento Otros Costos Sistémicos (MM USD)	Balance (MM USD)
Contratos Regulados Afectos	66,73	-0,27	-4,89	61,57
Contratos Regulados No Afectos	-	-0,23	1,86	1,63
Contratos Libres	-	-0,81	3,03	2,22
Total	66,73	-1,31	0,00	65,42

Con todo lo anterior, la **medida no solo resulta ineficiente en el traspaso de costos desde contratos regulados afectados y consumidores finales beneficiados**, sino que proporcionalmente supone un impacto mayor al del resto de medidas propuestas por el Ejecutivo, centrando su impacto en contratos regulados adjudicados en procesos competitivos. Lo anterior plantea serias interrogantes respecto a la conveniencia de un mecanismo como el propuesto, en contraste con otras medidas planteadas, las que al menos suponen una mayor eficiencia en términos del traspaso de costos a beneficios.

Entre otros aspectos, respecto a consumidores finales que serían beneficiados por la medida, se destaca la necesidad de **implementación de un proceso de postulación** en que las MiPymes deberán acreditar su conformidad con los requisitos objetivos de focalización para optar a este precio preferente, basado en tamaño, consumo e intensidad de uso de la energía eléctrica. Adicional a MiPymes, se agregan operadores de SSR, a los cuales no se les aplicarán requisitos de focalización, ni estarán sujetos al límite mensual individual.

Cabe destacar la **incertidumbre asociada a la escala de aplicación del mecanismo**, ya sea mediante su prolongación en el tiempo, o el volumen de energía regulada asociada. Lo anterior, **impactando el funcionamiento de licitaciones reguladas** (e.g., mediante el aumento de primas de riesgo, desincentivo a la participación de agentes, etc.). En este contexto, **pese a que se menciona como una medida de carácter transitorio**, el mecanismo podría extenderse más allá del periodo transitorio definido en el artículo 2° transitorio del DS 88/2019, e.g., asociado al esquema de PE por bloques. Otras fuentes de incertidumbre corresponden al **aumento en el techo anual de inyecciones PMGD que podrán ser destinadas a este mecanismo** (más allá del volumen de energía anual de 500 GWh), así como **la propia definición del PNCP** (considerando supuestos metodológicos que permitieran obtener estimaciones a la baja del PNCP), en base al cual se calculará el Precio Preferente Pyme. Ambas alternativas suponen un aumento en los beneficios totales para consumidores finales, lo que podría ser sujeto de presión política.

7. Otras medidas impulsadas por el Ejecutivo

A continuación se describen otras medidas adicionales propuestas por el Ejecutivo en su PdL.

7.1. Perfeccionamiento de Facultades de la SEC

Se propone incorporar la facultad de la SEC para instruir a los fiscalizados las adecuaciones que aseguren la mitigación de los riesgos en las redes de distribución y transmisión, así como requerir planes de acción, de acuerdo con el monitoreo y medición que ese servicio efectúe en base a una priorización anual del sector energético, así como planes de cumplimiento en el marco de los procedimientos sancionatorios. Esto es, la modernización de las herramientas de fiscalización y supervigilancia de la SEC. La medida se basa en 3 pilares: la **posibilidad de que agentes fiscalizados propongan planes de acción y de cumplimiento**; el **aumento de multas**; y el **aumento en el monto de compensaciones automáticas por interrupciones no autorizadas**.

En relación a esta medida, cabe destacar que un aumento en multas y compensaciones no necesariamente supone una señal adecuada de corto plazo para incentivar el desarrollo de redes de distribución más resilientes y eficientes. Siendo necesario para ello una revisión del proceso de tarificación y regulación completa de la distribución, sin lo cual el aumento de guarismos asociados a multas y compensaciones podría suponer mayores costos para la provisión del servicio, incluso a expensas de la propia calidad de suministro.

7.2. Revisión de Precios de Contratos de Suministro Eléctrico

Se propone habilitar a las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496⁷⁸ **para activar el mecanismo de revisión de precios de contratos de suministro** contenido en el artículo 134 de la LGSE⁷⁹. De esta manera, junto con la participación en las audiencias que realiza la CNE y la instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos, podrán también solicitar la activación del procedimiento establecido en el artículo 134 de la LGSE y el reglamento. En concreto, en el artículo 134 de la LGSE se establece que:

*“Los **contratos** tipo podrán contener mecanismos de resolución de conflictos entre las partes, como la mediación o arbitraje. **Podrán establecerse diferentes tipos o clases de arbitraje**, con o sin segunda instancia, en atención a la duración, cuantía, volumen, localización u otras características del contrato o de las partes.”*

*“Los **contratos** de suministro **podrán contener un mecanismo de revisión de precios en caso que, por causas no imputables al suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado** en una magnitud tal que produzca un **excesivo desequilibrio económico** en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria. Las bases establecerán el porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca el*

⁷⁸ Disponible en: <https://bcn.cl/2f7cb>

⁷⁹ Disponible en: <https://bcn.cl/2fdga>. Por otro lado, ver artículos 85 y 86 del DS 106 Reglamento de Licitaciones. Disponible en: <https://bcn.cl/2ofx4>.

desequilibrio económico. Se excluyen expresamente aquellos cambios normativos que sean aplicables con alcance general a todos los sectores de la actividad económica. El mecanismo de revisión de precios se activará a través de una solicitud enviada por el suministrador, o por la concesionaria de distribución, a la Comisión. Una vez recibida dicha comunicación, la Comisión citará a las partes del contrato a una audiencia. En dicha audiencia el solicitante expondrá los fundamentos y antecedentes que justifican su petición. Durante la misma audiencia y hasta quince días después de su realización, la Comisión podrá solicitar nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto. Recibidos los nuevos antecedentes o las correcciones solicitadas, la Comisión podrá citar a una nueva audiencia con el fin de acordar las modificaciones. En caso de llegar a acuerdo, la Comisión verificará previamente el cumplimiento de los requisitos señalados en este inciso y autorizará las modificaciones contractuales a que dé lugar este mecanismo.”

Aún cuando la **medida intenta subsanar la falta de incentivos para activar la revisión de contratos, ampliando la participación de las asociaciones de consumidores** para que puedan actuar en favor de los clientes finales, la medida supone una serie de interrogantes respecto a su implementación práctica, así como el riesgo al que podrían verse sujetos consumidores regulados frente a la falta de acuerdo entre las partes.

8. Análisis Integral de Propuestas y Recomendaciones

8.1. Análisis Integral del Impacto de las Medidas Propuestas

El Ejecutivo ha planteado la **necesidad de establecer un subsidio eléctrico** que según estima requerirá de 1.273 MM USD para los años 2025, 2026 y 2027, de los cuales la Ley N°21.677 supone recursos anuales por 120 MM USD para los años 2024, 2025 y 2026. Es decir, un total de 360 MM USD. Con todo lo anterior, se requiere la recaudación adicional de 913 MM USD, según se describe en la tabla a continuación.

Tabla 8.1. Recursos totales, existentes y requeridos para la financiación del subsidio eléctrico propuesto por el Ejecutivo (valores en MM USD).

Año	2024	2025	2026	2027	Total
Recursos Anuales Subsidio	57	516	478	222	1273
Recursos Ley N°21.667	120	120	120	0	360
Recursos Requeridos	0	333	358	222	913

Para financiar los **recursos requeridos por el subsidio, no cubiertos** por la Ley N°21.667, se han propuesto una serie de **pilares**. A saber:

5. Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA que estará asociada al alza de tarifas de electricidad.
6. Aumento temporal del impuesto al carbono.
7. Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros.

Análisis realizados por el equipo consultor dan cuenta no tan solo de la **incertidumbre respecto a montos requeridos y posibles montos de recaudar** mediante cada pilar propuesto, sino que también de sus **desafíos de implementación e impactos asociados** sobre los diferentes agentes del sistema.

Consideraciones Respecto al Volumen del Subsidio

La primera convocatoria de postulación al subsidio recibió un total de **1.611.803 postulaciones** a nivel nacional. De acuerdo con las simulaciones realizadas por el MEN, para poder beneficiar al total de los hogares postulantes del primer proceso de postulación, se requieren aproximadamente **USD 57 MM** adicionales a los recursos de la Ley N°21.667.

Luego, la propuesta busca una ampliación de la cobertura del subsidio eléctrico para **todos los hogares que pertenecen al tramo del 40% de menores ingresos y mayor vulnerabilidad socioeconómica** según la calificación del RSH. Según datos del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, hasta abril 2024 existen **4.723.542 hogares** que pertenecen al tramo indicado a lo largo del país.

De esta manera, se estima que los recursos requeridos para la cobertura del total de los hogares que pertenecen al tramo del 40% del RSH, considerando las simulaciones de gastos para este primer proceso, son aproximadamente **USD 1.233 MM**.

Es necesario considerar en esta estimación que el RSH define como un hogar “aquella persona o grupo de personas, unidas o no por un vínculo de parentesco, que comparten un presupuesto de alimentación común. **Puede ocurrir que en un determinado domicilio exista uno o más hogares.**”⁸⁰

Adicionalmente, al año 2023 el registro contaba con cerca de 17.136.753 personas inscritas en un total de 8.994.018 hogares, promediando aproximadamente 1,91 personas por hogar registrado⁸¹. Esto se puede contrastar con los resultados del Censo 2017 que estiman un promedio de 3,1 personas por hogar (entendido como vivienda)⁸², dando entender por lo tanto, que el RSH no corresponde de manera directa con la cantidad de viviendas o medidores de electricidad. Es más, si se considera el total de hogares registrados en el tramo seleccionado, junto con el estimado de personas por hogar arrojado por el Censo, se estaría entregando el subsidio a un total aproximado de 14.642.980 personas, que cuando se considera una población de 20,09 millones de personas⁸³ equivale a un **72,89% de la población**.

Incluso cuando se considera el estimado de 1.9 personas por hogar, para el total de hogares que se considera entregar el subsidio, este equivaldría a un aproximado de 8.974.730 personas, que corresponde a un 44,67% para la misma estimación de población ya utilizada. Es decir, **el subsidio pareciera estar sobreestimado en, al menos, un 4,67%**. Si se considera un valor medio entre ambas estimaciones (2,5 de personas por hogar), se obtiene un total de 11.808.855 personas en el 40% del RSH, equivalente al **58,78% de la población**.

En cuanto a los **montos necesarios para la ampliación del subsidio**, la tabla 8.2 indica los montos estimados por el Ejecutivo que permiten una cobertura total de los hogares pertenecientes al 40% del RSH (4.723.542 hogares), un subsidio especial para clientes de los SSMM que son parte del mismo tramo del RSH (70.568 hogares) y un subsidio especial para personas electrodependientes (9.765 personas).

Tabla 8.2. Recursos necesarios para la ampliación del subsidio según estimaciones del Ejecutivo.

Año	2024 (MM USD)	2025 (MM USD)	2026 (MM USD)	2027 (MM USD)	Total (MM USD)
Hogares 40% RSH	56,9	498,6	462,4	214,6	1.232,5
SSMM	0,0	13,3	12,3	5,7	31,3
Electrodependientes	0,0	3,7	3,4	1,6	8,7
Recursos Anuales	56,9	515,6	478,1	221,9	1.272,5
Recursos Ley N°21.667	120,0	120,0	120,0	0,0	360,0
Recursos Requeridos	0,0	332,5	358,1	221,9	912,5

Asumiendo que se mantienen los montos de subsidio asociados a SSMM y hogares electrodependientes, y considerando que para el año 2024 la cantidad de hogares que

⁸⁰ Ingreso al RSH. Definición de Hogar. Disponible en: [enlace](#).

⁸¹ 779 mil hogares podrán postular a beneficios del Estado a los que antes no accedían: Gobierno introduce mejoras a RSH. Noviembre, 2023. Disponible en: [enlace](#).

⁸² INE. Segunda entrega de resultados definitivos Censo 2017. Como valor anterior se tiene 3.6 personas por vivienda en el censo de 2002. Los datos del censo 2024 no se encuentran disponibles a la fecha de este estudio. Disponible en: [enlace](#).

⁸³ Dato publicado por Statista Research Department (2024). Disponible en: [enlace](#).

postularon al subsidio fue menor al total de hogares dentro del 40% del RSH, resulta relevante estimar los recursos requeridos para la ampliación del subsidio en escenarios donde se reduce la cobertura del mismo. La tabla 8.3 muestra el detalle de este ejercicio, considerando los recursos necesarios para la aplicación del subsidio en escenarios donde solo se alcanza a cubrir el 25%, 50% y 75% del total de hogares pertenecientes al grupo objetivo (40% del RSH)⁸⁴, asumiendo que se mantienen los recursos asociados a la Ley N°21.667.

Tabla 8.3. Recursos necesarios para la ampliación del subsidio considerando una menor cobertura de hogares pertenecientes al 40% del RSH.

Grupo		2024 (MM USD)	2025 (MM USD)	2026 (MM USD)	2027 (MM USD)	Total (MM USD)
Cobertura Total	Hogares 40% RSH	56,9	498,6	462,4	214,6	1.232,5
	Recursos Anuales	56,9	515,6	478,1	221,9	1.272,5
	Recursos Requeridos	0,0	332,5	358,1	221,9	912,5
Cobertura del 75% de los hogares	Hogares 40% RSH	56,9	374,0	346,8	161,0	938,6
	Recursos Anuales	56,9	391,0	362,5	168,3	978,6
	Recursos Requeridos	0,0	207,9	242,5	168,3	618,6
Cobertura del 50% de los hogares	Hogares 40% RSH	56,9	249,3	231,2	107,3	644,7
	Recursos Anuales	56,9	266,3	246,9	114,6	684,7
	Recursos Requeridos	0,0	83,2	126,9	114,6	324,7
Cobertura del 25% de los hogares	Hogares 40% RSH	56,9	124,7	115,6	53,7	350,8
	Recursos Anuales	56,9	141,7	131,3	61,0	390,8
	Recursos Requeridos	0,0	0,0	0,0	30,8	30,8

La tabla 8.4 resume los recursos que se requieren para distintas coberturas del subsidio, así como también el número de hogares beneficiados en cada caso. En particular, se observa que los montos asociados a la Ley N°21.667 permiten beneficiar a los hogares de SSMM dentro del grupo objetivo, hogares electrodependientes y a 1.057.132 hogares del SEN pertenecientes al 40% del RSH (equivalente a 22,4% del total). Cabe destacar que **a partir de ese punto de referencia, cada 10 MM USD de recaudación promedio anual permiten beneficiar en promedio a 120.540 hogares adicionales.**

Tabla 8.4. Resumen de los recursos necesarios para la ampliación del subsidio considerando distintos niveles de cobertura de hogares pertenecientes al 40% del RSH.

Cobertura del 40% del RSH	Recursos totales requeridos (MM USD)	Recaudación promedio anual requerida (MM USD)	Hogares beneficiados del 40% del RSH
Total (100%)	912,5	304,2	4.723.542
75%	618,6	206,2	3.542.657
50%	324,7	108,2	2.361.771
25%	30,8	10,3	1.180.886
22,4%	0,0	0,0	1.057.132
24,9%	30	10	1.177.671 (+120.540 respecto al caso de 22.4%)

⁸⁴ Como referencia, el Ejecutivo indica que en el proceso de postulación del subsidio se recibieron 1.611.803 postulaciones del total de 4.723.542 hogares que pertenecen al tramo del 40% del RSH, equivalente a una cobertura del 34,1%.

Cobertura del 40% del RSH	Recursos totales requeridos (MM USD)	Recaudación promedio anual requerida (MM USD)	Hogares beneficiados del 40% del RSH
47,9%	300	100	2.262.527 (+1.205.395 respecto al caso de 22.4%)

Recaudación por Aumento de IVA Neto por Alza de Tarifas

Respecto al primer pilar identificado, correspondiente al **aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA que estará asociada al alza de tarifas de electricidad**, es posible identificar brechas respecto a las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, tanto en cuanto a la estimación de una **mayor recaudación de IVA Bruto**, asociado directamente al aumento en tarifas de electricidad, como respecto a la estimación de una **mayor recaudación de IVA Neto**, al capturar el impacto que tendría el aumento de tarifas de electricidad en el consumo de otros bienes.

Respecto a la **mayor recaudación de IVA Bruto**, principales brechas respecto a estimaciones realizadas por el Ejecutivo se asocian a la falta de detalles respecto a consideraciones y nivel de detalle considerado en la estimación de cifras entregadas. Adicionalmente, la falta de una línea base clara de evolución de tarifas respecto a la cual identificar el mayor IVA Bruto a ser recaudado producto de alzas en tarifas actuales y proyectadas. En este sentido, cabe destacar respecto a las estimaciones realizadas por el equipo consultor:

- Estimación considera, entre otros aspectos: la proyección del PNP; la proyección detallada de consumos eléctricos; detalle de tarifas reguladas; actualización de cargos por concepto de transmisión y distribución, los que hasta inicios de 2024 seguían siendo actualizados tan solo mediante IPC.
- La línea base considerada supone la mantención de los cargos definidos hasta el primer semestre de 2024 a través del Decreto 16T/2022 y la Ley N°21.472, sin consideración de la adición del cargo MPC a partir del primer periodo tarifario de 2024 y considerando los cargos de transmisión definidos para el primer semestre de 2024 y los cargos de distribución definidos en el Decreto 11T/2016. Es decir, la cuantificación del mayor IVA Bruto considera todos los aumentos presumiblemente no contemplados previo al descongelamiento de tarifas, previo a la publicación de la Ley N°21.667.
- Respecto al aumento temporal del impuesto al carbono, no se considera su impacto en el incremento de tarifas de acuerdo con la Propuesta de PdL presentada el 26 de agosto de 2024.
- Respecto al mecanismo de recaudación con cargo a los retiros, este no tendría un impacto directo en tarifas de electricidad reguladas. No obstante, cabe destacar el impacto que podría tener dicho cargo sobre generadores que realizan retiro para el suministro de demanda regulada.
- Finalmente, respecto al mecanismo esbozado asociado a bolsas para pymes, este supondría una reducción directa del mayor IVA Bruto, por cuanto la medida apuntaría a reducir el aumento en tarifas para cierto volumen de clientes.

Con todo lo anterior, estimaciones del Ejecutivo dan cuenta de una recaudación de 713 MM USD de IVA Bruto para el horizonte en cuestión (2024-2 a 2027), mientras que estimaciones realizadas por el equipo consultor alcanzan los 920 MM USD (+29%). Luego, los resultados demuestran la **posibilidad de contar con una recaudación de IVA Bruto mayor a la estimada por el Ejecutivo**.

Tabla 8.5. Estimaciones de recaudación de Mayor IVA Bruto (valores en MM USD).

Año	Ejecutivo	Estimación Consultor
2024-2	69	59
2025	235	216
2026	202	277
2027	207	368
Total	713	920

Respecto a la **recaudación de IVA Neto**, las principales brechas respecto a estimaciones realizadas por el Ejecutivo pueden ser asociadas a un mayor detalle en la información utilizada, aún cuando esta información provenga de fuentes similares a las usadas por el Ejecutivo. Luego, cabe destacar respecto a las estimaciones realizadas por el consultor:

- Estimación considera, entre otros aspectos: propensiones de consumo desagregadas por quintil; propensiones medias y marginales; y el impacto que tiene el subsidio en el presupuesto de los hogares beneficiados.
- Estimación considera que la recaudación de IVA Neto por parte de clientes comerciales es nula. Es posible argumentar que el aumento en tarifas eléctricas repercutirá en una mayor o menor recaudación fiscal mediante IVA o impuesto de primera categoría, aunque en consideración de supuestos fuertes difíciles de justificar.
- De la misma manera, es posible sensibilizar diferentes aspectos asociados a la estimación de la recaudación de IVA Neto (e.g., propensión de consumo), aunque en consideración de supuestos fuertes difíciles de justificar.

Con todo lo anterior, estimaciones utilizando la metodología e IVA Bruto del Ejecutivo dan cuenta de una recaudación de 241 MM USD de IVA Neto para el horizonte en cuestión (2024-2 a 2027), menores a los 312 MM USD obtenidos con las estimaciones de IVA Bruto realizadas con la misma metodología por el equipo consultor. Sin embargo, incluso con las estimaciones del Ejecutivo, esta recaudación podría alcanzar hasta 432 MM USD, cuando se considera **mayor detalle en la metodología respecto al uso de propensión de consumo y el efecto del subsidio** en el presupuesto de los hogares beneficiados. Luego, los resultados demuestran la **posibilidad de contar con una mayor recaudación de IVA Neto que la estimada por el Ejecutivo**, otorgando mayor relevancia al aporte fiscal al costeamiento del subsidio propuesto.

Tabla 8.6. Estimaciones de recaudación de Mayor IVA Neto (valores en MM USD).

	Estimación tomando como referencia Estimación IVA Bruto del Ejecutivo			Estimación tomando como referencia el Estimación de IVA Bruto Propia		
Año	IVA Neto Caso Base (MM USD)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo (MM USD)	IVA Neto Subsidio Ideal (MM USD)	IVA Neto Caso Base (MM USD)	IVA Neto Cambio Propensión de Consumo (MM USD)	IVA Neto Subsidio Ideal (MM USD)
2024-2	23	33	41	20	28	35
2025	79	96	143	73	89	131
2026	68	83	122	94	113	168
2027	70	85	126	124	151	223
Total	241	297	432	312	381	558
Promedio 2025-2027	73	88	130	97	118	174

Recaudación por Alza del Impuesto a las Emisiones

La propuesta consiste en el **incremento temporal a la tasa del impuesto a las Emisiones de 5 USD/tCO₂, llegando a una tasa efectiva y transitoria de 10 USD/tCO₂**. Este incremento se llevará a cabo para la **operación del año 2024, 2025 y 2026**, correspondiente a la operación renta de abril de 2025, 2026 y 2027. Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, el incremento permitirá recaudar cerca de 80 MM USD netos en 2024⁸⁵.

Respecto a este pilar de recaudación, es posible identificar brechas respecto a las estimaciones realizadas por el Ejecutivo, tanto en cuanto a la estimación de una **mayor recaudación de impuestos brutos/netos**, asociado directamente al aumento temporal en la tasa de impuesto, como respecto a la **estimación de compensaciones tipo A asociadas**, las que aseguran que centrales gravadas no queden afectas a condiciones de pérdidas inframarginales, producto del gravamen aplicado.

Principales brechas respecto a estimaciones realizadas por el Ejecutivo pueden ser asociadas a los supuestos de evolución del SEN considerados por la PELP, la cual ha considerado una única condición hidrológica muy seca, similar al registro del año hidrológico 1998-1999, así como evolución de costos de combustibles asociados, destacándose un contraste entre las estimaciones del Ejecutivo y la tendencia actual (2024 a la fecha) de emisiones en el SEN, respecto del volumen de emisiones del SEN correspondientes al año 2023. En este sentido, cabe destacar respecto a las estimaciones realizadas por el equipo consultor:

- Estimaciones se basan en el uso de un modelo de simulación de la programación de la operación detallado y actualizado acorde a la realidad del SEN en 2024⁸⁶, en consideración de las últimas proyecciones de desarrollo y evolución del sistema

⁸⁵ La recaudación debe ser estimada en montos brutos, ya que el gravamen al impuesto a las emisiones contempla un beneficio tributario que le permite descontar renta imponible al Impuesto de Primera Categoría, actualmente fijado en 27%.

⁸⁶ Herramienta de desarrollo propio por parte del equipo consultor, la cual ha sido validada en estudios junto a actores públicos (e.g., CEN, CNE, MEN) y privados del sector, y que cuenta con una representación del SEN idéntica a aquella utilizada por el CEN en sus proceso de programación diaria en base al software PLEXOS.

dispuestas por fuentes públicas de información. Esto, en contraste a la información utilizada en el ejercicio realizado por el MEN en la PELP, cuyo último informe disponible corresponde a su ejercicio de actualización de 2023⁸⁷, el cual corresponde a un modelo de planificación que por sus características debe incurrir en la simplificación de dinámicas de operación del SEN (e.g., red de transmisión simplificada respecto del detalle considerado en la programación de la operación del SEN desarrollada por el CEN y parámetros operacionales representativos por tecnología).

- Adicional a la estimación considerada como un escenario base, se consideran escenarios adicionales plausibles de desarrollo del SEN, en consideración de años hidrológicos más secos y húmedos respecto al escenario base, así como la consideración de un escenario de evolución de costos de combustibles de carbón al alza.

Con todo lo anterior, estimaciones del Ejecutivo dan cuenta de una recaudación de 235 MM USD de impuestos netos para el horizonte en cuestión (operación real años 2024 a 2026), mientras que estimaciones realizadas por el equipo consultor alcanzan los 178 MM USD (-24%) bajo el escenario base, pudiendo variar entre los 146 MM USD (-38%), cuando se observa un mayor disponibilidad hídrica y mayores costos de carbón, y los 207 MM USD (-12%), cuando se observa un caso más seco. Adicionalmente, se destacan compensaciones que podrían alcanzar los 4,2 MM USD (1% de impuestos brutos acumulados bajo dicho escenario) durante los tres años transitorios. Luego, los resultados demuestran que en función del desarrollo y operación del SEN, la **recaudación asociada podría ser menor a la estimada por el Ejecutivo**, mientras que **compensaciones podrían aumentar de forma considerable**, en torno a niveles de hasta el 30 % del valor que se obtendría si la Compensación B siguiese vigente durante el periodo transitorio, impactando a retiros. En particular, se observa en los distintos escenarios que un incremento en la tasa de 5 a 10 USD/ton incrementa las compensaciones entre casi 1 y 4 veces comparadas a las observadas en 2023.

Tabla 8.7. Estimaciones de recaudación adicional neta (valores en MM USD) asociado al alza del impuesto a las emisiones.

Año ⁸⁸	Ejecutivo	Escenario Base	Escenario Seco	Escenario Húmedo	Escenario Húmedo y Aumento en Costos del Carbón	Escenario Húmedo y Aumento en Costos de Combustibles
2024	88	62	72	59	52	55
2025	77	56	66	54	45	49
2026	70	60	69	57	49	53
Total	235	178	207	170	146	157

⁸⁷ Disponible en: [PELP: Repositorio](#)

⁸⁸ La aplicación de la medida de incremento temporal de la tasa del impuesto a las emisiones se llevará a cabo para la operación real 2024, 2025 y 2026, asociada a los ejercicios de operación renta de abril de los años 2025, 2026 y 2027.

Tabla 8.8. Estimaciones de compensaciones tipo A (valores en MM USD).

Año	Escenario Base	Escenario Seco	Escenario Húmedo	Escenario Húmedo y Aumento en Costos del Carbón	Escenario Húmedo y Aumento en Costos de Combustibles
2024	0,91	0,22	0,77	0,43	0,92
2025	1,19	0,14	1,16	0,61	1,70
2026	1,36	0,62	1,27	0,83	1,60
Total	3,47	0,98	3,20	1,87	4,22

Tabla 8.9. Estimaciones de compensaciones tipo A (valores en USD/MWh)

Año	Escenario Base	Escenario Seco	Escenario Húmedo	Escenario Húmedo y Aumento en Costos del Carbón	Escenario Húmedo y Aumento en Costos de Combustibles
2024	0,011	0,003	0,009	0,005	0,011
2025	0,014	0,002	0,013	0,007	0,020
2026	0,015	0,007	0,014	0,009	0,018

Recaudación por Cargo FET a Retiros

La propuesta consiste en un **cargo transitorio que afecte a todos los retiros de energía** del SEN. Adicionalmente, la propuesta del Ejecutivo contempla que este cargo sea **descontado de la compensación por PE** que deben pagar los retiros. Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo la recaudación para el subsidio eléctrico por esta vía sería de hasta 150 MM USD anuales.

Se analiza una alternativa plausible de implementación, así como su proyección en el horizonte 2025 a 2027. La definición de un cargo fijo a retiros supone la posibilidad de asegurar la recaudación requerida. No obstante, el mecanismo bajo el cual los cargos son descontados de compensaciones impacta en la contribución efectiva del segmento PMGD sujeto a compensaciones al pilar de recaudación en cuestión. Más aún, la contribución del segmento PMGD se encontrará acotada por las compensaciones correspondientes, para las cuales no existe certeza de que se mantengan en los niveles recientemente registrados en los próximos años. En este sentido, cabe destacar respecto a las estimaciones realizadas por el equipo consultor, estas consisten en definir un cargo fijo a retiros del sistema en CLP/kWh que sea capaz de recaudar montos como los señalados por el Ejecutivo, en torno a 150 MM USD anuales. De forma mensual, el cargo fijo a retiros es descontado de compensaciones PMGD⁸⁹. Luego, se analiza el impacto que podría tener la implementación del mecanismo, particularmente sobre retiros del sistema, con motivo de una ventana anual de balance utilizada para el descuento de cargos de compensaciones.

Con todo lo anterior, según sea el escenario de desarrollo del SEN, el **impacto sobre PMGD, particularmente solar por su dependencia del mecanismo**, podría variar, reduciendo las compensaciones totales del segmento PMGD entre un 43% y un 52%. No obstante, **siendo**

⁸⁹ A nivel mensual, las compensaciones PMGD podrían no ser suficientes para compensar de forma íntegra el cargo fijo transitorio. Más aún, compensaciones PMGD podrían incluso ser negativas para un mes determinado.

sujeto a una variabilidad en sus remuneraciones, ya que en algunos periodos estarán sujetos directamente a costos marginales del sistema.

Tabla 8.10. Estimaciones de aportes a la recaudación mediante cargo fijo a retiros y descuento a compensaciones PMGD (valores en MM USD).

Año	Rec. Cargo Fijo	Escenario Base			Escenario Seco			Escenario Húmedo		
		Comp. PE	Dcto. a PMGD	Cred. a Retiros	Comp. PE	Dcto. a PMGD	Cred. a Retiros	Comp. PE	Dcto. a PMGD	Cred. a Retiros
2024	153,79	273,32	153,79	0,00	251,99	153,79	0,00	281,94	153,79	0,00
2025	156,32	371,50	156,32	0,00	337,71	156,32	0,00	386,86	156,32	0,00
2026	160,23	369,18	160,23	0,00	332,12	160,23	0,00	385,75	160,23	0,00
2027	161,52	318,87	161,52	0,00	283,35	161,52	0,00	335,47	161,52	0,00

Precio Preferente Pyme

La propuesta considera una habilitación que permita que, una parte de los clientes regulados (i.e., MiPymes y operadores de SSR) pueda comprar hasta 500 GWh/año de energía a PMGD en el horizonte 2025 a 2034, y así obtener el beneficio de la reducción de precio atendido el régimen de PE al que se encuentran sujetas gran parte de estas instalaciones, definiéndose una tarifa de Precio Preferente Pyme.

En base a estimaciones de PNP y PNCP sistémicos es posible cuantificar el costo total que tendría la medida para contratos regulados afectados, así como el beneficio total a nivel agregado para consumidores afectados. En este contexto, se destaca la **baja relación costo/beneficio de la medida**, en torno a un 15%. Si la medida supone un **costo directo a contratos regulados en torno a 660 MM USD para el horizonte de estimación**, tan solo **en torno a 100 MM USD se traducen en beneficios para consumidores** finales en el mismo periodo. Más aún, los costos directos que supone la medida resultan en un **impacto mayor al segmento de generación en relación al resto de medidas planteadas por el Ejecutivo**. Esto, por ejemplo, al contrastar el impacto de la medida con el costo asociado por cargo FET a PMGD por 450 MM USD en el horizonte 2025 a 2027. Adicionalmente, la medida supone **impactos colaterales**, particularmente sobre el segmento PMGD y retiros afectados por costos y beneficios asociados al balance de cargos sistémicos resultante.

8.2. Análisis Crítico de las Medidas Propuestas

De tal forma de analizar las propuestas, se definen un conjunto de principios que podrían ser considerados relevantes a la hora de diseñar y evaluar las medidas:

- **Baja varianza en recaudación de ingresos para subsidios:** Se debiesen privilegiar medidas que permitan estimaciones de recaudación menos variables. Lo anterior es relevante en el caso de medidas asociadas al sistema eléctrico que podrían ser altamente dependientes de condiciones operacionales, hidrologías, precios de combustibles y similares.
- **Simplicidad de implementación:** Similarmente, medidas que sean sencillas de implementar generan mejores condiciones para la ejecución y puesta en práctica. Lo que facilita que las estimaciones de recaudación sean más certeras.
- **Eficiencia económica de corto y largo plazo:** Las medidas debieran cumplir con principios de eficiencia económica, por ejemplo asignando recursos de subsidios de

manera eficiente. De igual forma, privilegiar medidas que no comprometan el desarrollo eficiente del sistema eléctrico.

- **Minimizar impactos de mediano y largo plazo:** Este es un principio central, todas estas medidas surgen en el contexto de una problemática contingente transitoria. De esta forma, las medidas no deben tener impactos permanentes. Idealmente, las medidas debieran tener un impacto directo y acotado a los años de aplicación.
- **Alineamiento con otras medidas del sector eléctrico:** Medidas deben ser en lo posible armónicas con elementos de política pública asociados al sector eléctrico como descarbonización, transición energética, impulso a energías renovables.

En base a estos principios es posible analizar el impacto de cada una de las medidas propuestas. Lo anterior, mediante un análisis de los resultados cuantitativos presentados complementados con análisis cualitativos. Una evaluación de cada propuesta presentada por el Ejecutivo, en función de los principios antes identificados, se presenta en la tabla a continuación.

Tabla 8.11. Evaluación de principios cumplidos por cada medida propuesta por el Ejecutivo.

Medida	Baja varianza en recaudación estimada	Simplicidad de implementación	Eficiencia económica	Minimización de impactos mediano y corto plazo	Alineamiento con otras medidas
Recaudación por Concepto de IVA Bruto y Neto Asociado al Aumento en Tarifas	Alto	Alto	Alto	Alto	Medio
Recaudación por Alza del Impuesto a las Emisiones	Bajo	Alto	Medio	Medio	Medio
Recaudación por Cargo FET a Retiros	Alto	Medio	Bajo	Bajo	Bajo
Precio Preferente Pyme	N/A	Bajo	Medio	Medio	Medio
Revisión de Precios de Contratos de Suministro Eléctrico	N/A	N/A	Medio	Bajo	Medio
Perfeccionamiento de Facultades de la SEC	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

En particular, es relevante hacer notar que hay ciertos impactos de mediano y largo plazo para los cuales es complejo hacer una estimación cuantitativa, pero sí hay **certeza que existirán dichos impactos**. Por ejemplo, medidas que puedan resultar en un **cambios abruptos de regulación existente tendrán impactos en la estabilidad regulatoria, lo que podría resultar en consecuencias en inversiones actuales o futuras del SEN**. De igual manera, medidas que impacten utilidades de tecnologías necesarias para la seguridad del sistema podrían resultar en un retiro anticipado (e.g., centrales térmicas) con un consecuente impacto en costos de operación para mantener los criterios de seguridad del sistema. **Lo anterior no significa desconocer la necesidad de ir evaluando y modificando la regulación. Cambios regulatorios siempre serán potencialmente necesarios**. No obstante, cualquier cambio regulatorio debe contar con **periodos de transición adecuados** para no generar impactos no deseados en inversiones ya ejecutadas y en proceso de ejecución. Sin embargo, la consideración de periodos de transición no se condice con la necesidad de medidas de corto plazo para abordar una contingencia como aumentar la recaudación para

contar con recursos necesarios para los subsidios definidos. Por otro lado, es necesario que modificaciones regulatorias **deben resultar coherentes con la visión de largo plazo de desarrollo del sistema y perfeccionamientos correspondientes a mercados eléctricos asociados**, y no con propósito de soluciones a problemas de corto plazo. **Esto, asegurando un marco regulatorio estable y predecible capaz de resguardar y fomentar las inversiones realizadas y futuras requeridas, y con ello el desarrollo eficiente del sistema.**

En particular, respecto al pilar por concepto de **mayor recaudación de IVA Bruto y Neto asociado al alza de tarifas de electricidad**:

- Resultados dan cuenta de la **potencial subestimación del mayor IVA Bruto a recaudar**, asociado a la definición de la línea base considerada por el Ejecutivo, así como otros supuestos asociados; **y del mayor IVA Neto**, asociado a diversos supuestos metodológicos.
- Se destaca la **consistencia** de la medida al corresponder a un **aporte directo del Ejecutivo al financiamiento de la política pública de corto plazo de subsidio focalizado** a consumidores regulados de menores recursos, internalizando el costo asociado al subsidio a recursos fiscales, sin afectar el funcionamiento de mercados eléctricos asociados.

Respecto al pilar de **recaudación por alza del impuesto a las emisiones**:

- **Es posible cuestionar las estimaciones de recaudación adicional** realizadas por el Ejecutivo, al menos para el año 2024. **Impuestos recaudados y compensaciones son sensibles al despacho de unidades** térmicas, así como **costos marginales** de operación **y costos variables de operación** de centrales, por lo que la recaudación total adicional podría ser menor a la estimada por el Ejecutivo, además de resultar en impactos mayores sobre retiros del sistema por concepto de compensaciones.
- Se destaca la **inconsistencia entre un aumento de carácter transitorio del impuesto a las emisiones y la visión de largo plazo** de descarbonización del sistema. No obstante, cabe reconocer el **desafío de un aumento en el impuesto a las emisiones para la sostenibilidad financiera de generadores** en base a carbón **y la aún necesaria generación síncrona de carácter despachable** en base fuentes fósiles por concepto de seguridad y eficiencia en la operación del sistema eléctrico.
- Por un lado, respecto al **impacto sobre generadores térmicos**, particularmente aquellos en base a carbón, y aún con la mantención de compensaciones tipo A, se destaca un mayor estrés financiero que podría resultar en el retiro anticipado de centrales. No obstante, y según ha sido evidenciado por diferentes estudios realizados por el CEN, el retiro acelerado de generación en base a carbón **podría resultar en costos y cargos adicionales para mantener la seguridad del sistema**, por ejemplo, mediante el aumento de requerimientos por nueva infraestructura de compensación síncrona requerida⁹⁰. Impactos que debieran ser considerados en la evaluación del Ejecutivo de la medida.
- Por otro lado, se destaca el **impacto sobre los retiros**. Esto, relacionado a compensaciones de tipo A que, producto del aumento en la tasa de impuesto, y para escenarios particularmente desafiantes de operación, podrían aumentar alcanzando

⁹⁰ Ver [CEN: Análisis de la Operación y Abastecimiento del SEN de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025](#)

órdenes de magnitud del 30% del valor que se obtendría si la Compensación B siguiese vigente. Lo anterior resulta **particularmente desafiante en el caso de generadores renovables** que finalmente incurren en el pago de compensaciones que no pueden ser traspasadas a clientes regulados en el horizonte de aplicación de la medida propuesta.

- Finalmente, destacar que un aumento en la tasa asociada al impuesto por emisiones de carbono podría traer consigo un **aumento adicional en la recaudación de IVA Bruto** por concepto del traspaso de estos cargos a consumidores finales, así como de compensaciones asociadas. Esto, en la medida en que los contratos de suministro libre y/o regulado lo permitan. Al tratarse de clientes comerciales, es posible asumir que un aumento de IVA Bruto no se traduciría en un aumento de IVA Neto. No obstante, podría traer consigo una **disminución en el Impuesto de Primera Categoría** en la medida en que se vieran impactadas las utilidades de clientes comerciales producto de la medida.

Respecto al pilar de **recaudación con cargo FET a los retiros**:

- La definición de un **cargo fijo a retiros** por 1,8 CLP/kWh **supone la posibilidad de asegurar la recaudación requerida** por el Ejecutivo para el subsidio. No obstante, el mecanismo de descuento de estos cargos de compensaciones por PE genera una **afectación directa del mecanismo de estabilización de precios**, resultando en la práctica no tan solo en una reducción sustancial de compensaciones totales recibidas, sino que también **exponiendo a PMGD a una variabilidad en ingresos no prevista** en la evaluación de dichos proyectos, **uno de los principales sentidos del mecanismo de compensación por PE**.
- Puesto que el volumen de **compensaciones por PE varía** en función de costos marginales del sistema e inyecciones sujetas a compensación, **es posible que existan periodos en los que las compensaciones no sean suficientes** para hacer un descuento total de cargos fijos, **debiendo los retiros asumir** dichos **cargos** por sobre las compensaciones correspondientes, **generando créditos** para retiros **a ser descontados** de compensaciones por PE **en meses futuros**. Más aún, el mecanismo planteado por el Ejecutivo **no contempla la extinción de los créditos a retiros** generados, en caso que las compensaciones por PE no fueran suficientes para realizar los descuentos correspondientes al Cargo FET, pudiendo quedar sujeto el segmento PMGD a descuentos más allá del horizonte de aplicación del cargo.
- El mecanismo supone la **afectación de derechos adquiridos** por parte de desarrolladores de proyectos cuyas inversiones ya se encuentren realizadas, además de resultar en la **variabilidad de remuneraciones** por parte del segmento PMGD, pudiendo agentes verse enfrentados a periodos de exposición directa a costos marginales del sistema.
- Por un lado, respecto al **impacto sobre el segmento PMGD** asociado a compensaciones, impactos en magnitud y variabilidad de remuneraciones suponen **riesgos inmediatos a la viabilidad financiera de proyectos**. Esto, en función de sus propios costos de desarrollo, estructuras y condiciones de financiamiento. Luego, esta medida podría suponer no tan solo la quiebra de proyectos, sino que también una posible discontinuidad en la operación de instalaciones, así como una posterior mayor concentración del mercado.

- Más aún, el mecanismo propuesto por el Ejecutivo asocia el descuento del Cargo FET, fijado con el propósito de obtener un volumen de recaudación determinado, a un **mecanismo de compensación por PE** cuyo volumen es de naturaleza variable. Esto, en función de las condiciones de operación del sistema e inyecciones PMGD asociadas al mecanismo de estabilización. En este contexto, cabe destacar que el mecanismo propuesto por el Ejecutivo no contempla la posibilidad de que frente al impacto de la medida en el segmento, se produzca una migración de proyectos entre diferentes esquemas de estabilización de precios, o directamente abandonen el mecanismo. Luego, reduciendo el número de participantes entre los cuales se deba enfrentar el Cargo FET (o créditos acumulados a retiros hasta su total extinción). Este escenario resultaría en un **efecto en cascada** en que una cada vez mayor carga sobre los agentes participantes supondría aún mayores incentivos para que estos se retiraran del mecanismo de estabilización de precios, poniendo un fin práctico al mecanismo.
- Por otro lado, respecto al **impacto sobre retiros**, si el cargo se trata como un pago lateral a prorrata de retiros, este podrá o no ser traspasado a consumidores finales dependiendo de contratos de suministro libre o regulados. De ser traspasado a clientes comerciales finales, esto supondría un aumento en el IVA Bruto. No obstante, una mayor recaudación de IVA Neto asociado se encuentra sujeta a una serie de factores (e.g., elasticidad de otros bienes), así como el impacto en la recaudación por concepto del Impuesto de Primera Categoría.
- En línea con el punto anterior, es de esperar un **impacto en la reducción del pago del Impuesto de Primera Categoría producto de la reducción en ingresos por parte del segmento PMGD asociado**.

Respecto a la medida de **Precio Preferente Pyme**:

- Se destaca la **ineficiencia de la medida en el traspaso de costos desde contratos regulados afectados a beneficios para consumidores finales**, con una eficiencia **en torno al 15%**, lo que supone un **impacto directo mayor al del resto de medidas propuestas por el Ejecutivo**, planteando serias interrogantes respecto a la conveniencia de un mecanismo como el propuesto, en contraste con otras medidas planteadas.
- La medida implica la disminución de hasta 500 GWh/año a la demanda que suministran generadores a compañías distribuidoras para abastecer a clientes regulados en el horizonte 2025 a 2034, lo que se traduciría en un **perjuicio estimado** para los generadores afectados **en torno a 660 MM USD** para el horizonte 2025 a 2034. Mientras, los clientes afectados verían un **beneficio total estimado en tan solo 100 MM USD** para el mismo horizonte de 2025 a 2034.
- La **medida impactará directamente** a generadores asociados a contratos de suministro regulado correspondientes, **debilitando aún más el mecanismo de licitaciones reguladas**.
- La medida genera una **distorsión relevante en las licitaciones de suministro de clientes regulados**. En la práctica, se reasigna energía debidamente contratada en procesos de licitación regulados a un mecanismo equivalente a la contratación de un grupo particular de consumidores finales en un proceso no competitivo, al que se ve forzado a participar el segmento PMGD sujeto a compensaciones por PE.

- Luego, es de esperar que la medida genere un **impacto en futuras licitaciones de suministro regulado** (e.g., mediante el aumento de primas de riesgo asociadas, el desincentivo a la participación de agentes, etc.).
- La medida supone **impactos colaterales adicionales** asociados a la reasignación de costos/beneficios producto del balance de costos sistémicos.
- Existe **incertidumbre respecto a la implementación efectiva de dicha medida y la escala de aplicación del mecanismo**. La propuesta del Ejecutivo no da cuenta del tratamiento de cargos a retiros que no serían asumidos por PMGD al realizar retiros del sistema para su comercialización. No se menciona la relación de esta propuesta con el mecanismo de compensación por PE vigente y Cargo FET.
- El mecanismo no supone un impacto en la cuantificación de la recaudación adicional de IVA Neto por concepto del aumento de tarifas⁹¹.

Finalmente, respecto a la medida de **revisión de precios de contratos de suministro eléctrico**, ésta supone una serie de interrogantes respecto a su implementación práctica, así como el riesgo al que podrían verse sujetos consumidores regulados frente a la falta de acuerdo entre las partes. Mientras que respecto al **perfeccionamiento de facultades de la SEC**, destacar que un aumento en multas y compensaciones no necesariamente logrará incentivar el desarrollo de redes de distribución más resilientes y eficientes, siendo necesario para ello una revisión integral de la regulación de la distribución.

Con todo lo anterior, aún cuando medidas adicionales al primer pilar podrían resultar en una mayor recaudación destinada a cubrir el subsidio eléctrico propuesto, estimaciones dan cuenta de la **incertidumbre asociada a dichas fuentes de recaudación**, así como la **potencial sobrestimación de dichas cifras por parte del Ejecutivo**. Esto, en términos del universo de personas y/u hogares beneficiados. Más aún, el análisis crítico de medidas propuestas da cuenta de los **potenciales riesgos regulatorios** con impactos en inversiones presentes y futuras que podrían generar en el corto y mediano plazo. Esto, al suponer un impacto en la confianza de inversionistas y entidades financieras. Lo anterior, **resultando en mayores costos de operación y desarrollo del sistema**.

⁹¹ Estimaciones del Ejecutivo indican que el PE es 34,5 CLP/kWh más barato que el PNP traspasado a los clientes, con una reducción tarifaria entre 20,7-24,15 CLP/kWh (considerando esta componente como 60 y 70% de la tarifa respectivamente). Considerando el techo de 500 GWh anual de esta medida, variaciones de IVA Bruto asociadas estarían entre 2 y 2,5 MM USD, pero en efectos de IVA Neto este margen queda en 0 (IVA débito e IVA crédito). En términos de recaudación de impuesto de Primera Categoría, podría existir una recaudación adicional de hasta 2,8 y 3,3 MM USD, considerando la tasa de 25% asociada al régimen ProPyme General. De todas formas, este monto podría disminuir en función de la aplicación del régimen Pro Pyme Transparente o de otros beneficios tributarios asociados a las MiPymes.

9. Conclusiones

El presente estudio se enfoca en realizar un análisis detallado de los impactos de las medidas propuestas por el Ejecutivo, particularmente en el caso de aquellas destinadas a la recaudación con propósito del FET. Análisis realizados por el equipo consultor dan cuenta no tan solo de la **incertidumbre respecto a montos requeridos y posibles montos de recaudar** mediante cada pilar propuesto, sino que también de sus **desafíos de implementación e impactos asociados** sobre los diferentes agentes del sistema.

Se destaca la **relevancia de contar con medidas mediante las cuales sea el Ejecutivo, mediante recursos fiscales, el que costee el financiamiento del subsidio** propuesto. Esto, sin afectar el funcionamiento de mercados eléctricos asociados. Lo anterior no se contradice con la necesidad de modificaciones regulatorias en línea con la visión de largo plazo de desarrollo del sistema, el perfeccionamiento de mercados eléctricos asociados, y el resguardo y fomento de las inversiones actuales y futuras requeridas para garantizar la transición energética segura y eficiente del sistema. No obstante, medidas de corto plazo con foco recaudatorio, que generen impactos regulatorios, es contraproducente con cambios que mantengan la estabilidad regulatoria.

En este contexto, resulta deseable abrir el abanico de **alternativas de financiamiento** del subsidio propuesto, **más allá de propuestas autocontenidas en el sector eléctrico**, y que por tanto corren el riesgo de impactar en el mediano y largo plazo el desarrollo del mismo. Entre otras, potenciales redistribuciones de royalty minero, bonos soberanos, incentivos (exenciones) tributarias (transitorios o permanentes) a agentes particulares, la redefinición de tasas de IVA a la que se encuentran sujetos bienes y servicios, así como la redefinición o re-propósito de recursos de otros mecanismos con los que cuenta el Ejecutivo para la estabilización de precios a consumidores finales (e.g., MEPCO). Estas medidas cumplen con un atributo importante de no distorsionar los incentivos de mercados eléctricos asociados, a la vez que permitirían amortiguar el impacto de costos asociados a la recaudación del subsidio en el largo plazo.

Anexos

A. Modelo de Predespacho

La simulación detallada de la operación del sistema eléctrico utiliza una herramienta desarrollada por el equipo consultor, validada a través de diversas publicaciones científicas y estudios. La plataforma permite la formulación de problemas de optimización utilizados para determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras bajo diferentes escenarios de variación de demanda, generación renovable variable y otras restricciones operacionales. La herramienta presenta una arquitectura modular y versátil desarrollada en base a herramientas de optimización y modelación matemática avanzada que permiten un apoyo efectivo a la toma de decisiones y diseños de política pública. En general, la herramienta permite:

- Optimizar el problema de comisionamiento de las unidades de corto plazo, el despacho de unidades, la asignación de reservas y las decisiones de gestión de almacenamiento, a partir de lo cual se pueden obtener precios de energía y SSCC.
- Capturar las dinámicas operacionales diarias del sistema con un alto nivel de detalle.
- Adaptar el modelo a las necesidades específicas de proyectos y clientes en términos de nuevas tecnologías, restricciones operacionales, y políticas energéticas.

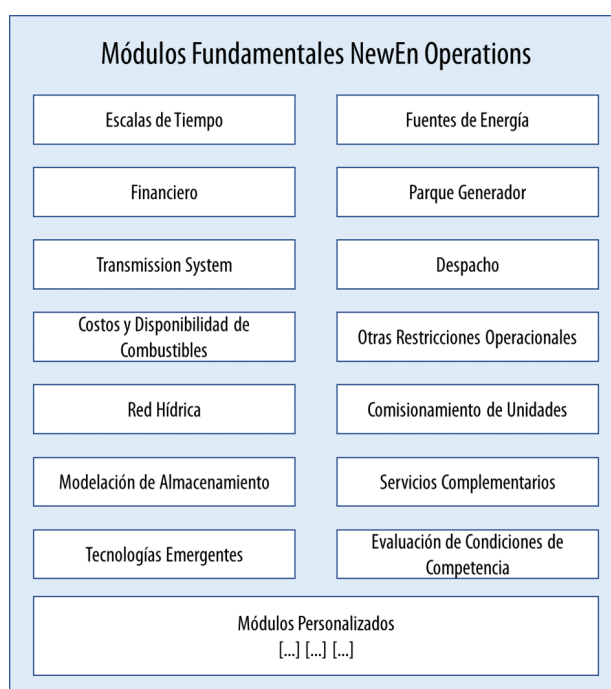


Figura A.1. Formulación modular de la herramienta.

La plataforma considera una estructura de módulos independientes ilustrados en la Figura A.1, los que permiten un uso selectivo de estos de forma tal de capturar y comprender de forma aislada diferentes fenómenos emergentes en el SEN. Algunos módulos actualmente incluidos dentro de la herramienta de simulación incluyen:

- Modelo de comisionamiento de unidades con resolución horaria.
- Modelamiento de dinámicas y elementos de la red hídrica.

- Modelación detallada de SSCC.
- Modelación de restricciones operacionales específicas para el comportamiento de las unidades, tales como capacidad de rampa, mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido y apagado, consideración de múltiples configuraciones, etc.
- Modelación de disponibilidad y uso limitado de GNL.
- Modelación de unidades de almacenamiento de energía.

La plataforma fue desarrollada y validada en el marco de diferentes proyectos llevados a cabo por Vinken para organismos públicos y privados a nivel nacional e internacional. Se destacan:

- *“Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas”* para la CNE en 2024.
- *“Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias”* para la GIZ GmbH Chile en 2023.
- *“Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”* para la CNE en 2021.
- *“Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”* para el Banco Mundial en 2021.
- *“Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el SEN”* para la GIZ GmbH Chile en 2020.
- *“Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de SSCC”* para la CNE en 2019.
- *“Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de SSCC - Parte 1: Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”* para el CEN en 2019.
- *“Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de SSCC - Parte 2: Análisis Técnico-económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones”* para el CEN en 2019.

Adicionalmente, su desarrollo consideró la formulación del modelo y la misma base de datos comprensiva del SEN utilizada por el CEN en sus procesos diarios. De esta manera, la herramienta utilizada es capaz de hacer uso de la misma información y con el mismo nivel de detalle utilizado por el CEN para la programación de la operación, tales como indisponibilidad de líneas y centrales, precios de combustibles, perfiles de generación renovables, condiciones de agua embalsada, costo de agua embalsada, capacidad de provisión de SSCC, requerimientos de SSCC, condiciones iniciales y consumo máximo de GNL, etc. Entre otros aspectos, la plataforma considera:

- Alta granularidad temporal y espacial.
- Información detallada del parque generador y red de transmisión.
- Representación detallada de la red hídrica nacional.
- Representación de limitaciones de disponibilidad y restricciones inter horarias.
- Co-optimización de energía y reservas.
- Flexibilidad para la incorporación de nuevos módulos.

B. Antecedentes de Cálculo del Impuesto a las Emisiones

En la Ley N°20.780 en el Artículo 8⁹² se establece un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2), producidas por establecimientos cuyas fuentes emisoras, individualmente o en su conjunto, emitan 100 o más toneladas anuales de material particulado (MP), o 25.000 o más toneladas anuales de dióxido de carbono (CO2).

En el caso de las emisiones al aire de MP, NOx y SO2, el impuesto es equivalente a 0,1 por cada tonelada emitida, o la proporción que corresponda, de dichos contaminantes, multiplicado por la cantidad que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$T_{ij} = CSCpc_i \cdot Pob_j$$

Donde:

- T_{ij} = Tasa del impuesto por tonelada del contaminante "i" emitido en la comuna "j" medido en USD/Ton.
- $CSCpc_i$ = Costo social de contaminación per cápita del contaminante "i".
- Pob_j = Población de la comuna "j". La población de cada comuna, según la ley, se determinará para cada año de acuerdo a la proyección oficial del INE.

Existen algunas distinciones en la aplicación de esta fórmula, particularmente para establecimientos ubicados dentro de una comuna que forma parte de una zona declarada como saturada o latente por la concentración de MP, NOx o SO2 en el aire, según la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente. En estos casos, se aplica un factor adicional conocido como el coeficiente de calidad del aire a la tasa de impuesto por tonelada de contaminante, cuya fórmula de cálculo es:

$$T_{ij} = CCA_{ji} \cdot CSCpc_i \cdot Pob_j$$

Donde:

- CCA_{ji} = Es el coeficiente de calidad del aire en la comuna "j" para el contaminante "i". El coeficiente de calidad del aire tiene dos valores diferenciados dependiendo si la comuna "j" ha sido declarada zona saturada o latente por concentración del respectivo contaminante:
 - Zona Saturada: 1,2
 - Zona Latente: 1,1

Para la aplicación del coeficiente de calidad del aire, si una zona saturada o latente incluye parte de una comuna, ésta se considera en su totalidad como zona saturada o latente, respectivamente. Si una comuna es parte de distintas zonas, el coeficiente aplicable a la zona saturada predomina. El MMA publica anualmente un listado de las comunas que han sido declaradas como saturadas o latentes para efectos de determinar el impuesto correspondiente al año siguiente.

⁹² Ley N°20.780 Artículo 8. Disponible en: <https://bcn.cl/2fa17>

El Costo Social de Contaminación per cápita (*CSCpc*) asociado a cada contaminante local es:

- MP: USD 0,9
- SO₂: USD 0,01
- NO_x: USD 0,025

En el caso de las emisiones de CO₂, el impuesto es equivalente a 5 USD por cada tonelada emitida y no aplica para fuentes emisoras que operen en base a medios de generación renovable no convencional cuya fuente de energía primaria sea la energía biomasa, definida como aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entiende incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios (DFL 4).

Respecto al pago del impuesto, este se efectúa al Servicio de Tesorerías en el mes de abril del año calendario siguiente a la generación de las emisiones, en moneda nacional, de acuerdo al tipo de cambio vigente a la fecha del pago, previo giro efectuado por el SII.

Un elemento relevante sobre el impuesto que establece el artículo es que este no deberá ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, cuando éste afecte a la unidad de generación marginal del sistema. No obstante, para las unidades cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, es mayor o igual al costo marginal, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a costo marginal y a dicho costo total unitario, debe ser pagado por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros, debiendo el CEN, adoptar todas las medidas pertinentes para realizar la reliquidación correspondiente. El SII enviará en el mes de abril de cada año al CEN y a la CNE, un informe con el cálculo del impuesto por cada contribuyente. La CNE, mediante RE, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación del mecanismo señalado en este inciso.

Otro aspecto importante es que hasta el 2022, esta compensación tenía dos componentes, A y B, pero la [RE 149/2023](#) dejó sin validez la [RE 52/2018](#) en donde se agregaba un mecanismo de compensación en relación a aquellas unidades que por instrucción forzosa de parte del CEN hayan inyectado energía al sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal, denominado Compensación B, lo que dejó vigente a nivel de compensaciones únicamente la compensación tipo A.

En particular la compensación tipo A se calcula según la fórmula definida a continuación⁹³:

$$Compensación_i = Compensación_{Ai} = \text{Max}\{CTU_i - \overline{CMg}_i, 0\} \cdot \sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_h^i$$

Con:

$$CTU_i = \overline{CV}_i + VUI_i \quad \overline{CV}_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CV_h^i \cdot GNeta_h^i)}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_h^i} \quad VUI_i = \frac{\sum_{k=1}^4 IA_k^i}{\sum_{h=1}^{NTH1} GNeta_h^i}, \forall \text{ No Autoproduccion}$$

$$\overline{CMg}_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CMg_h^i \cdot GNeta_h^i)}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_h^i}, CMg_h^i = \text{Max}\{CV_h^i, CMgR_h^i\}$$

Donde:

- CTU_i = Costo Total Unitario, definido como la suma del Costo Variable Promedio Anual y el Valor Unitario del Impuesto Anual de la central o unidad generadora 'i'.
- $\overline{CMg}_i$ = Corresponde al promedio ponderado de la central o unidad generadora 'i' para el año calendario en su respectiva barra de inyección, medido en pesos por kilowatt-hora.
- $GNeta_h^i$ = Energía neta generada por la central o unidad de generación 'i', inyectada al sistema eléctrico en la hora h, medido en kilowatt-hora.
- $NTH2$ = Número de horas en que la central no operó en modo de pruebas ni exportó energía eléctrica.
- VUI_i = Valor unitario del impuesto a las emisiones de la central o unidad de generación 'i', medido en pesos por kilowatt-hora. Corresponde a la suma de los impuestos anuales de los distintos contaminantes de la central o unidad generadora del año respectivo, dividido por la energía neta generada por la central o unidad generadora durante el mismo año.
- IA_k^i = Impuesto anual calculado por el SII, en pesos, para la central o unidad de generación 'i' por concepto de emisiones al aire del contaminante 'k'. Los contaminantes {C1, C2, C3, C4} corresponden a {MP, NO_x, SO₂, CO₂}.
- $NTH1$ = Número total de horas del correspondiente año.
- $\overline{CV}_i$ = Costo Variable Promedio Anual. Corresponde al promedio ponderado de los costos variables de la central o unidad generadora 'i' y su generación neta de energía para el año en cuestión. Medido en pesos por kilowatt-hora.
- CV_h^i = Costo Variable de operación considerado por el CEN para el despacho de la central o unidad de generación 'i' en la hora 'h', medido en pesos por kilowatt-hora.
- CMg_h^i = Costo marginal asociado a la central 'i' en la hora 'h' a considerar en la determinación del Costo Marginal Promedio.
- $CMgR_h^i$ = Costo marginal de la hora 'h' asociado a la barra de inyección de la central 'i'.

⁹³ Fórmulas extraídas del último [Informe de Balance Definitivo de Compensaciones del CEN](https://www.vinken.cl/)

Por otro lado, y a modo de complemento para el análisis, se presenta la fórmula de cálculo de la compensación tipo B:

$$Compensación_{Bi} = VUI_i \cdot \sum_{h=1}^{NTH3} GNeta_h^i$$

Donde:

- $NTH3$ = Número de Horas en que la central operó por instrucción del CEN con un Costo Variable de operación (CV_h^i) superior al Costo Marginal del sistema ($CMgR_h^i$).

En los años donde ambos componentes estaban vigentes, la Compensación asignada a cada generador correspondía a:

$$Compensación_i = \text{Max}\{Compensación_{Ai}, Compensación_{Bi}\}$$

C. Supuestos de Escenarios Simulados

A continuación se describen los supuestos considerados en los escenarios simulados en la Sección 4. En particular, se describe el escenario Base y las sensibilidades generadas a partir de este.

Para las simulaciones definitivas de esta actividad, se utiliza un **modelo de optimización detallado de la operación del SEN con resolución horaria (8760 horas)**, iniciando en 2024. Este resuelve el **problema de pre-despacho de unidades del sistema**, permitiendo determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras. En particular, optimiza el problema de comisionamiento de las unidades de corto plazo, el despacho de unidades, la asignación de reservas y las decisiones de gestión de almacenamiento, a partir de lo cual se obtienen los precios de energía, los costos variables de los generadores y la generación horaria. Este modelo permite capturar las **dinámicas operacionales diarias del sistema con un alto nivel de detalle**.

El modelo **usa la misma información que utiliza el CEN para la Programación de la Operación**, utilizando una representación idéntica del SEN en base al software PLEXOS. Dentro de los parámetros que considera está la indisponibilidad de líneas y centrales, precios de combustibles, perfiles de generación renovables, condiciones de agua embalsada, capacidad de provisión de SSCC, requerimientos de SSCC, condiciones iniciales y consumo máximo de GNL, entre otros.

Las **restricciones consideradas en el modelo** están asociadas al comisionamiento de unidades con resolución horaria, modelamiento de dinámicas de la red hídrica, modelación detallada de SSCC, restricciones operacionales específicas para el comportamiento de las unidades, tales como capacidad de rampa, mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido y apagado, consideración de múltiples configuraciones. Además se considera la modelación de disponibilidad y uso limitado de GNL y la modelación de unidades de almacenamiento de energía.

El **Escenario Base** de simulación considera la evolución del sistema de acuerdo con la información actualizada a agosto de 2024 respecto de obras de generación y transmisión declaradas en construcción en el Plan de Obras publicado por la CNE, así como obras de generación comprometidas con motivo de licitaciones de suministro a clientes regulados y plan de descarbonización. Perfiles de demanda, disponibilidad renovable variable, información de afluentes, valores del agua y requerimientos de SSCC se basan en los dispuestos por el CEN respecto de la programación de la operación durante el año 2023. El calendario de desconexión de centrales considerado corresponde al extraído del plan de descarbonización contenido en el ITD de PNCP de julio 2024.

Tabla C.1. Calendario de desconexión de unidades a carbón.

Unidad	Fecha de Desconexión
NTO 1	Abril, 2024
NTO 2	Abril, 2024
CTM 1	Diciembre, 2025
CTM 2	Diciembre, 2025
IEM	Diciembre, 2025 (Reconversión GN)
CT. Andina	Abril, 2026
CT. Hornitos	Abril, 2026
Nueva Ventanas	Abril, 2029
Angamos 1	Abril, 2029
Angamos 2	Abril, 2029
Campiche	Abril, 2029

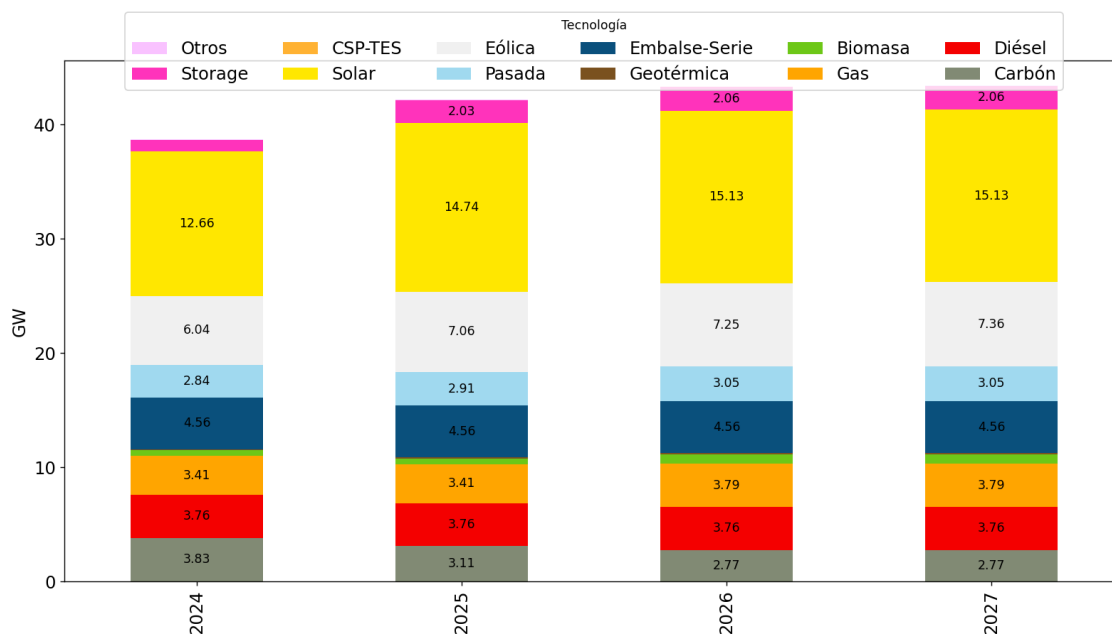


Figura C.1. Capacidad instalada acumulada durante el periodo 2024-2027.

La proyección de demanda utilizada corresponde a aquella contenida en el Informe de Previsión de Demanda 2023-2043⁹⁴ publicado por la CNE, la figura C.2 ilustra los perfiles promedio por región así como su crecimiento.

⁹⁴ Disponible en: [Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043](https://www.vinken.cl/)

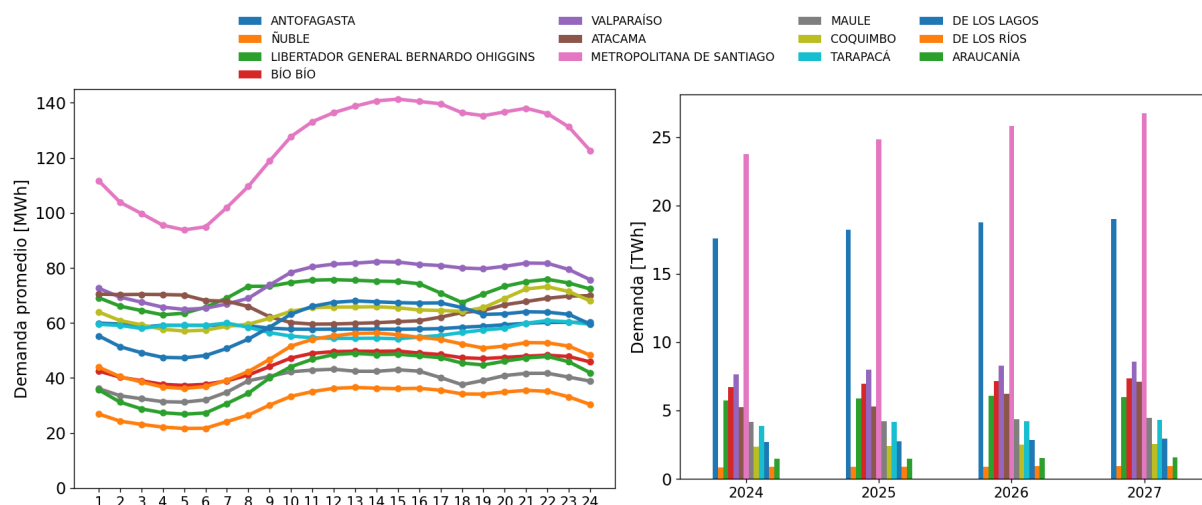


Figura C.2. Perfil promedio horario de demanda y crecimiento por región.

Los costos de combustibles iniciales considerados corresponden a los informados por el CEN durante el mes de agosto de 2024, mientras que su proyección se obtiene del Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044⁹⁵ publicado por la CNE.

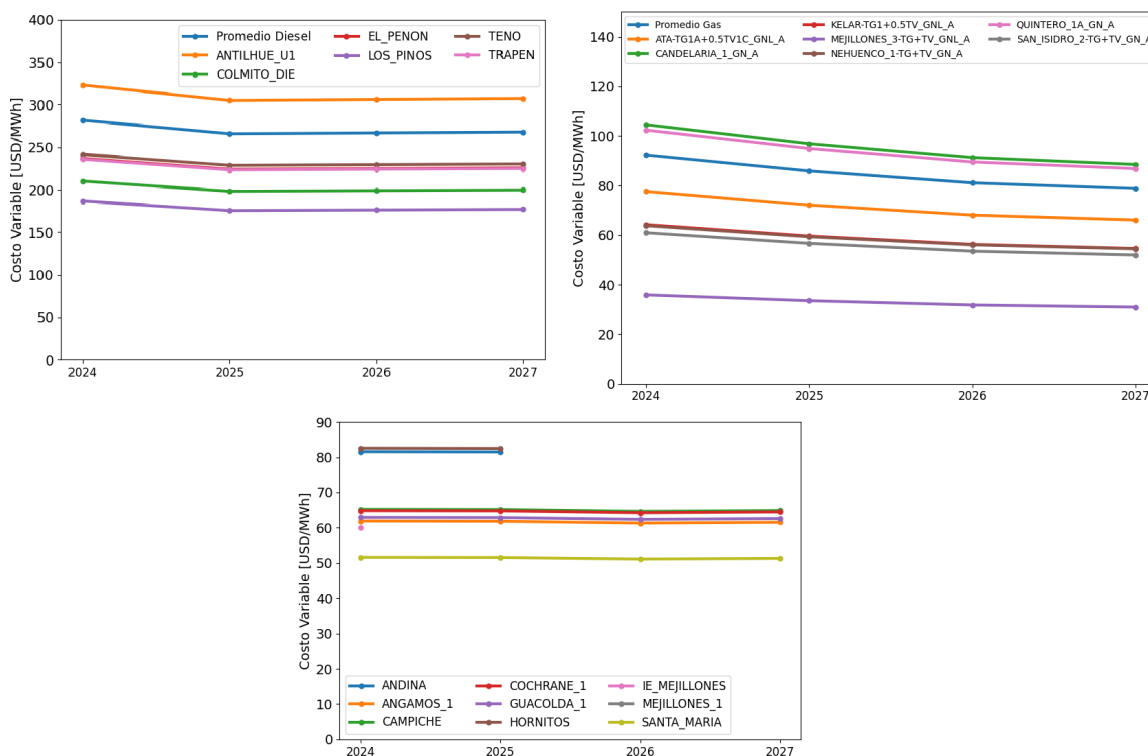


Figura C.3. Evolución de costos variables por tipo de combustible.

⁹⁵ [Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044](#)

Para el resto de las sensibilidades se mantienen los mismos supuestos mencionados anteriormente, modificándose únicamente ciertos parámetros para cada caso, según se describe a continuación:

- **Escenario Húmedo:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a la del año hidrológico 2002, la cual corresponde a una probabilidad de excedencia de un 6%.
- **Escenario Seco:** Considera la misma información que el Escenario base, pero se utiliza una afluencia similar a la del año hidrológico 1998, la cual corresponde a una probabilidad de excedencia de un 97%.
- **Escenario Húmedo con mayores costos de Combustible:** Considera la misma información que el Escenario Base, pero se utiliza una afluencia similar a las del año hidrológico 2002 y los costos de los combustibles se incrementan en un 50%.

D. Resultados de Escenarios Simulados y Cálculo de PNCP

De acuerdo con los supuestos descritos en el Anexo C, se realiza la simulación de la operación del SEN durante el horizonte de interés, la cual permite obtener perfiles de operación, costos marginales, uso de almacenamiento, asignación de SSCC, etc.

Así, de acuerdo con el objetivo del estudio, se utilizan los costos marginales y perfiles de operación de unidades para realizar la estimación de la recaudación por Impuesto a las Emisiones, Compensaciones asociadas a dicho impuesto y Compensaciones asociadas a inyección de PMGD y PMG adscritas a PE según el DS 244/2006.

D.1. Escenarios de Simulación

D.1.1 Escenario Base

El escenario base de proyección de costos marginales determina que estos se mantengan entre 40 y 80 USD/MWh con excepción de barras del sur como Puerto Montt o Ciruelos, las cuales se desacoplan producto de restricciones de transmisión. A medida que avanza el horizonte existe una tendencia a la baja principalmente en barras del sur, las cuales comienzan a acoplarse al resto del sistema.

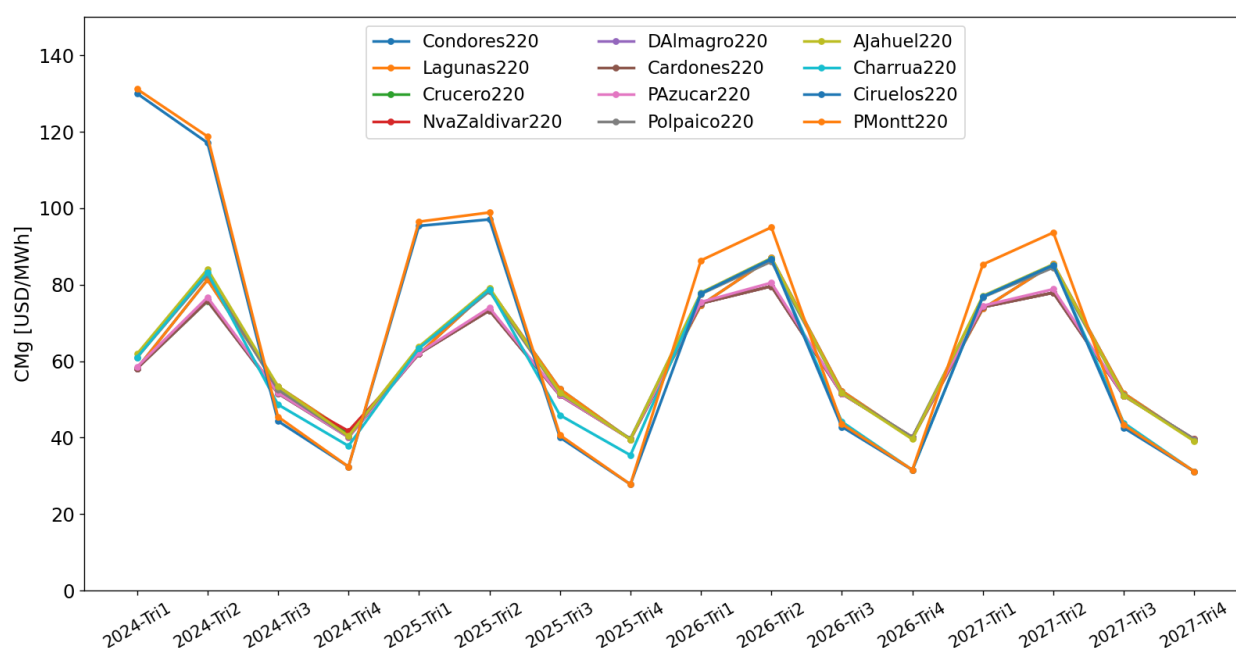


Figura D.1. Costos marginales proyectados por trimestre para el horizonte de análisis.

Tabla D.1. Costos marginales por trimestre en USD/MWh.

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2024-1	58,1	58,1	58,1	58,5	61,0	61,9	61,0	131,2
2024-2	81,3	75,7	75,8	76,7	82,7	84,0	83,2	118,8
2024-3	53,4	51,9	51,6	51,7	52,6	53,4	48,7	45,5
2024-4	41,2	41,2	40,1	40,2	40,3	40,4	37,8	32,4
2025-1	61,9	62,0	62,0	62,2	63,4	63,8	63,4	96,5
2025-2	78,9	73,3	73,3	74,0	78,3	79,2	78,8	98,9

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2025-3	52,7	51,1	51,0	51,1	51,6	51,8	45,9	40,7
2025-4	39,5	39,7	39,6	39,6	39,7	39,6	35,4	27,8
2026-1	74,7	75,1	75,1	75,5	77,6	77,9	77,7	86,4
2026-2	87,0	79,6	79,6	80,5	86,1	87,0	86,8	95,0
2026-3	52,2	51,5	51,5	51,5	51,7	51,7	44,2	43,6
2026-4	39,9	40,1	40,1	40,1	40,1	39,6	31,6	31,6
2027-1	73,7	74,2	74,2	74,5	76,7	77,1	76,9	85,3
2027-2	85,4	77,9	77,9	78,8	84,5	85,4	85,2	93,7
2027-3	51,6	51,0	51,0	51,0	51,1	51,0	43,9	43,3
2027-4	39,3	39,6	39,6	39,6	39,6	39,1	31,2	31,2

La distribución de la generación por tecnología refleja el ingreso de capacidad solar, eólica y almacenamiento durante el horizonte, las cuales reemplazan generación a carbón y gas.

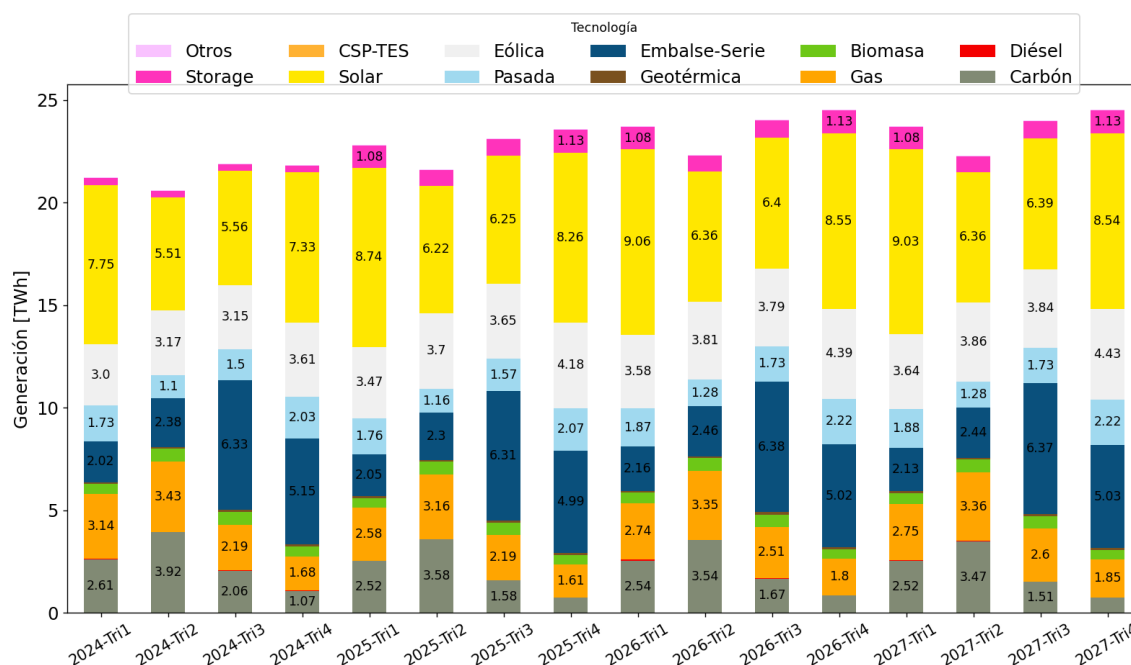


Figura D,2, Generación por tecnología y trimestre para el horizonte de interés.

Tabla D.2. Generación por trimestre y tecnología en TWh.

Año	Carbón	Diésel	Gas	Biomasa	Geo	Embalse	Pasada	Eólica	Solar	Storage
2024-1	2,61	0,03	3,14	0,49	0,09	2,02	1,73	3,00	7,75	0,35
2024-2	3,92	0,03	3,43	0,63	0,09	2,38	1,10	3,17	5,51	0,33
2024-3	2,06	0,03	2,19	0,62	0,11	6,33	1,50	3,15	5,56	0,32
2024-4	1,07	0,00	1,68	0,48	0,10	5,15	2,03	3,61	7,33	0,33
2025-1	2,52	0,03	2,58	0,47	0,09	2,05	1,76	3,47	8,74	1,08
2025-2	3,58	0,02	3,16	0,62	0,09	2,30	1,16	3,70	6,22	0,76
2025-3	1,58	0,02	2,19	0,61	0,11	6,31	1,57	3,65	6,25	0,83
2025-4	0,74	0,00	1,61	0,47	0,10	4,99	2,07	4,18	8,26	1,13
2026-1	2,54	0,06	2,74	0,52	0,09	2,16	1,87	3,58	9,06	1,08
2026-2	3,54	0,02	3,35	0,63	0,09	2,46	1,28	3,81	6,36	0,77
2026-3	1,67	0,02	2,51	0,60	0,11	6,38	1,73	3,79	6,40	0,83
2026-4	0,85	0,00	1,80	0,45	0,10	5,02	2,22	4,39	8,55	1,13

Año	Carbón	Diésel	Gas	Biomasa	Geo	Embalse	Pasada	Eólica	Solar	Storage
2027-1	2,52	0,05	2,75	0,51	0,09	2,13	1,88	3,64	9,03	1,08
2027-2	3,47	0,02	3,36	0,63	0,09	2,44	1,28	3,86	6,36	0,77
2027-3	1,51	0,02	2,60	0,59	0,11	6,37	1,73	3,84	6,39	0,83
2027-4	0,76	0,00	1,85	0,45	0,10	5,03	2,22	4,43	8,54	1,13

D.1.2. Escenario Húmedo

El Escenario Húmedo de proyección contempla la misma información que el Caso Base en lo que respecta a demanda, costos de combustibles, etc., mientras que información de afluentes y valores del agua consideran sus mismos perfiles incrementados de forma que representen una situación similar a los afluentes del año 2002, lo que representa una probabilidad de excedencia de un 6% aproximadamente.

El incremento de disponibilidad hídrica produce una disminución en los costos marginales sistémicos con respecto al caso base, principalmente en barras del sur como Puerto Montt y Ciruelos, producto del desplazamiento de generación diésel, carbón y gas.

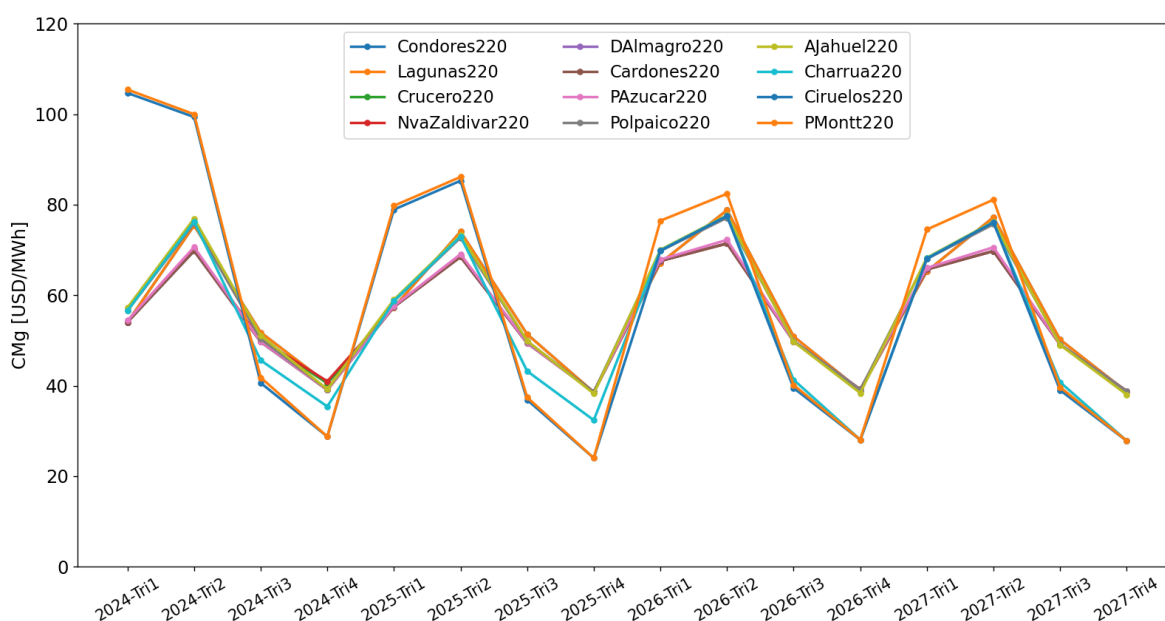


Figura D.3. Costos marginales escenario húmedo para el horizonte de análisis.

Tabla D.3. Porcentaje de variación de costos marginales escenario húmedo respecto al caso base.

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2024-1	-7,1%	-6,9%	-6,9%	-7,0%	-7,4%	-7,4%	-7,2%	-19,7%
2024-2	-7,3%	-7,8%	-7,9%	-8,0%	-8,2%	-8,3%	-8,3%	-15,8%
2024-3	-3,0%	-3,3%	-3,7%	-3,7%	-4,4%	-4,3%	-6,4%	-8,1%
2024-4	-1,7%	-1,7%	-2,5%	-2,7%	-2,7%	-3,0%	-6,3%	-11,1%
2025-1	-7,4%	-7,4%	-7,4%	-7,4%	-7,4%	-7,5%	-7,4%	-17,3%
2025-2	-6,2%	-6,5%	-6,5%	-6,6%	-7,2%	-7,4%	-7,4%	-12,9%
2025-3	-2,5%	-3,3%	-3,1%	-3,1%	-3,5%	-3,7%	-5,9%	-8,1%
2025-4	-2,3%	-2,5%	-2,8%	-2,8%	-3,0%	-3,5%	-8,5%	-13,7%
2026-1	-10,2%	-10,0%	-10,0%	-10,1%	-10,1%	-10,0%	-10,0%	-11,5%

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2026-2	-9,4%	-10,3%	-10,3%	-10,3%	-10,5%	-10,7%	-10,7%	-13,3%
2026-3	-2,5%	-3,3%	-3,3%	-3,3%	-3,5%	-3,9%	-6,6%	-7,8%
2026-4	-2,3%	-2,2%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-3,0%	-11,1%	-11,1%
2027-1	-11,4%	-11,5%	-11,5%	-11,4%	-11,3%	-11,4%	-11,4%	-12,7%
2027-2	-9,6%	-10,5%	-10,4%	-10,4%	-10,4%	-10,7%	-10,7%	-13,4%
2027-3	-2,7%	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-3,7%	-3,9%	-7,1%	-8,3%
2027-4	-1,8%	-1,8%	-2,0%	-2,0%	-2,3%	-2,8%	-10,9%	-10,9%

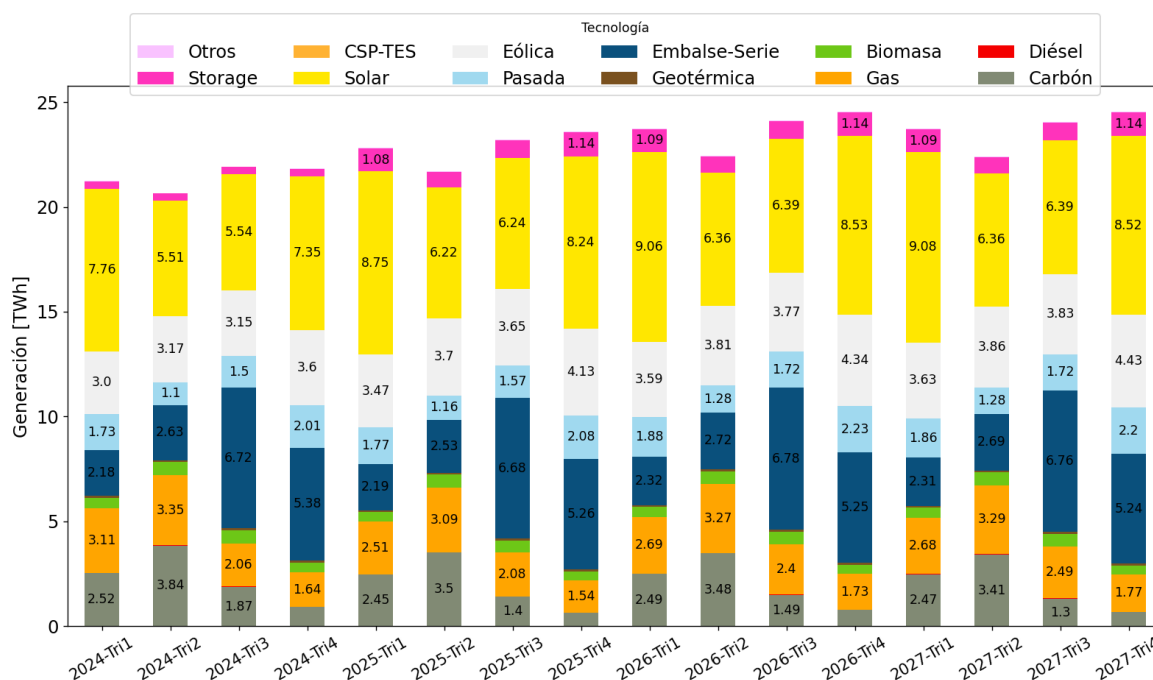


Figura D.4. Generación por tecnología y trimestre escenario húmedo.

Tabla D.4. Porcentaje de variación de generación escenario húmedo con respecto al caso base.

Año	Carbón	Diésel	Gas	Biomasa	Geo	Embalse	Pasada	Eólica	Solar	Storage
2024-1	-3,4%	-66,7%	-1,0%	-2,0%	0,0%	7,9%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
2024-2	-2,0%	-33,3%	-2,3%	-1,6%	0,0%	10,5%	0,0%	0,0%	0,0%	-3,0%
2024-3	-9,2%	0,0%	-5,9%	-3,2%	0,0%	6,2%	0,0%	0,0%	-0,4%	3,1%
2024-4	-14,0%	0,0%	-2,4%	-2,1%	0,0%	4,5%	-1,0%	-0,3%	0,3%	0,0%
2025-1	-2,8%	-66,7%	-2,7%	0,0%	0,0%	6,8%	0,6%	0,0%	0,1%	0,0%
2025-2	-2,2%	0,0%	-2,2%	-1,6%	0,0%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,6%
2025-3	-11,4%	0,0%	-5,0%	-3,3%	0,0%	5,9%	0,0%	0,0%	-0,2%	1,2%
2025-4	-14,9%	0,0%	-4,3%	-4,3%	0,0%	5,4%	0,5%	-1,2%	-0,2%	0,9%
2026-1	-2,0%	-66,7%	-1,8%	-7,7%	0,0%	7,4%	0,5%	0,3%	0,0%	0,9%
2026-2	-1,7%	0,0%	-2,4%	-1,6%	0,0%	10,6%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,6%
2026-3	-10,8%	0,0%	-4,4%	-3,3%	0,0%	6,3%	-0,6%	-0,5%	-0,2%	2,4%
2026-4	-10,6%	0,0%	-3,9%	-4,4%	0,0%	4,6%	0,5%	-1,1%	-0,2%	0,9%
2027-1	-2,0%	-60,0%	-2,5%	-5,9%	0,0%	8,5%	-1,1%	-0,3%	0,6%	0,9%
2027-2	-1,7%	0,0%	-2,1%	-1,6%	0,0%	10,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,3%
2027-3	-13,9%	0,0%	-4,2%	-1,7%	0,0%	6,1%	-0,6%	-0,3%	0,0%	2,4%
2027-4	-10,5%	0,0%	-4,3%	-6,7%	0,0%	4,2%	-0,9%	0,0%	-0,2%	0,9%

D.1.3. Escenario Seco

El Escenario Seco de proyección contempla la misma información que el Caso Base en lo que respecta a demanda, costos de combustibles, etc., mientras que información de afluentes y valores del agua consideran sus mismos perfiles disminuidos de forma que representen una situación similar a los afluentes del año 1998, lo que representa una probabilidad de excedencia de un 97% aproximadamente.

La disminución de disponibilidad hídrica produce un aumento en los costos marginales sistémicos con respecto al caso base, principalmente en barras del sur como Puerto Montt y Ciruelos, producto de la generación diésel.

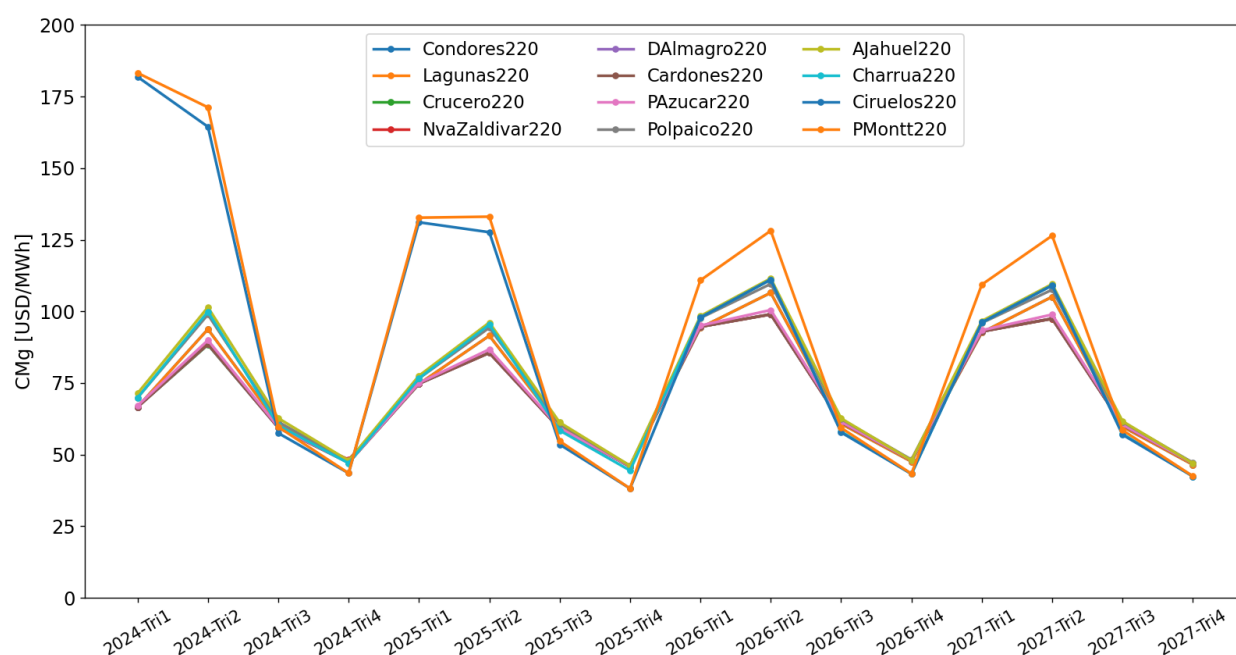


Figura D.5. Costos marginales escenario seco para el horizonte de análisis.

Tabla D.5. Porcentaje de variación de costos marginales en escenario seco respecto al caso base.

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2024-1	14,6%	14,6%	14,8%	14,7%	14,6%	15,3%	14,4%	39,6%
2024-2	15,4%	16,6%	16,8%	17,2%	19,6%	20,8%	20,1%	44,1%
2024-3	13,7%	14,6%	15,1%	15,5%	16,7%	17,4%	23,6%	31,2%
2024-4	15,0%	15,0%	17,7%	17,7%	18,4%	18,6%	24,3%	34,3%
2025-1	20,7%	20,6%	20,6%	20,6%	20,8%	21,5%	20,8%	37,5%
2025-2	16,0%	16,6%	16,8%	17,3%	20,4%	21,3%	21,1%	34,6%
2025-3	13,7%	15,5%	15,7%	16,0%	17,4%	18,1%	27,2%	34,4%
2025-4	15,7%	15,9%	16,2%	16,2%	16,1%	16,7%	25,7%	37,4%
2026-1	26,2%	26,0%	26,1%	26,0%	25,9%	26,3%	26,0%	28,4%
2026-2	22,4%	24,2%	24,4%	24,8%	27,3%	28,2%	28,0%	34,9%
2026-3	16,5%	19,0%	19,0%	19,4%	20,7%	21,3%	31,4%	36,0%
2026-4	19,3%	19,7%	19,7%	19,7%	20,4%	21,2%	37,0%	37,0%
2027-1	25,6%	25,3%	25,3%	25,4%	25,2%	25,4%	25,0%	28,3%
2027-2	23,1%	25,0%	25,2%	25,5%	27,3%	28,2%	28,1%	34,9%

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2027-3	15,9%	18,2%	18,2%	18,6%	20,2%	21,0%	30,3%	35,1%
2027-4	18,3%	18,4%	18,4%	18,4%	19,2%	20,2%	35,9%	36,2%

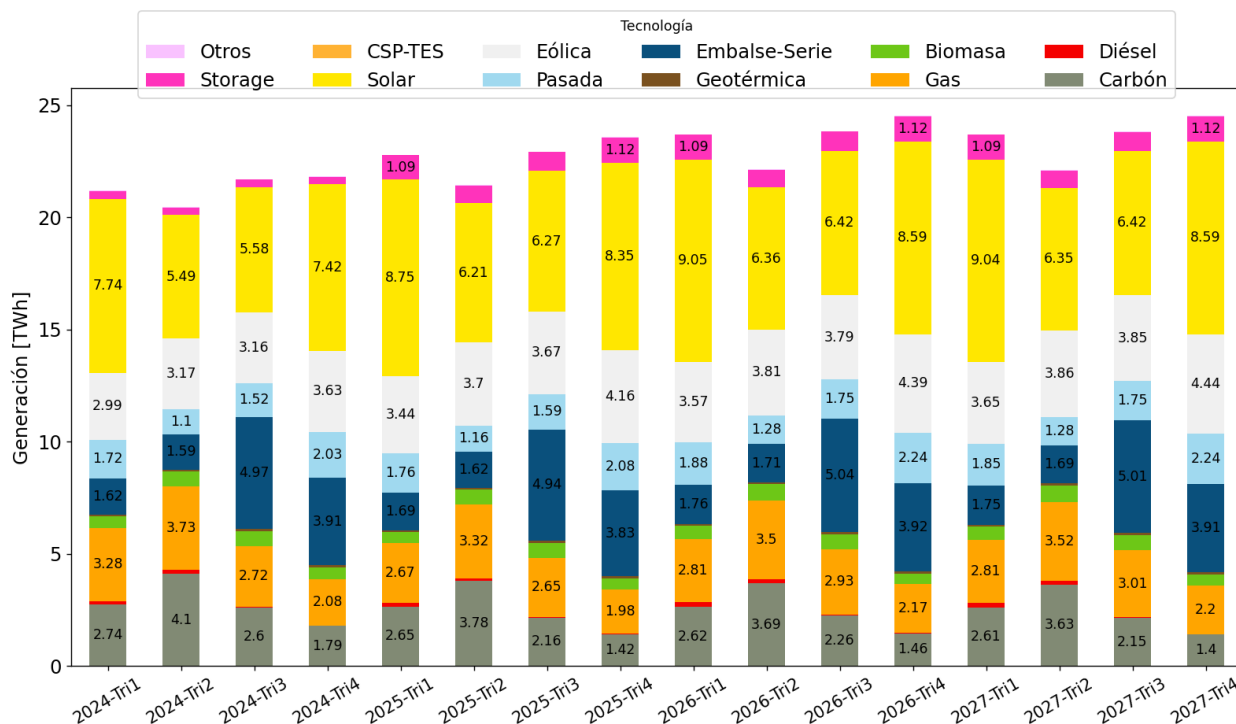


Figura D.6. Generación por tecnología y trimestre escenario seco.

Tabla D.6. Porcentaje de variación de generación escenario seco con respecto al caso base.

Año	Carbón	Diésel	Gas	Biomasa	Geo	Embalse	Pasada	Eólica	Solar	Storage
2024-1	5,0%	366,7%	4,5%	2,0%	0,0%	-19,8%	-0,6%	-0,3%	-0,1%	0,0%
2024-2	4,6%	466,7%	8,7%	4,8%	0,0%	-33,2%	0,0%	0,0%	-0,4%	0,0%
2024-3	26,2%	0,0%	24,2%	8,1%	0,0%	-21,5%	1,3%	0,3%	0,4%	3,1%
2024-4	67,3%	0,0%	23,8%	4,2%	0,0%	-24,1%	0,0%	0,6%	1,2%	0,0%
2025-1	5,2%	400,0%	3,5%	2,1%	0,0%	-17,6%	0,0%	-0,9%	0,1%	0,9%
2025-2	5,6%	450,0%	5,1%	4,8%	0,0%	-29,6%	0,0%	0,0%	-0,2%	1,3%
2025-3	36,7%	0,0%	21,0%	8,2%	0,0%	-21,7%	1,3%	0,5%	0,3%	1,2%
2025-4	91,9%	0,0%	23,0%	4,3%	0,0%	-23,2%	0,5%	-0,5%	1,1%	-0,9%
2026-1	3,1%	266,7%	2,6%	13,5%	0,0%	-18,5%	0,5%	-0,3%	-0,1%	0,9%
2026-2	4,2%	750,0%	4,5%	17,5%	0,0%	-30,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2026-3	35,3%	0,0%	16,7%	8,3%	0,0%	-21,0%	1,2%	0,0%	0,3%	1,2%
2026-4	71,8%	0,0%	20,6%	8,9%	0,0%	-21,9%	0,9%	0,0%	0,5%	-0,9%
2027-1	3,6%	320,0%	2,2%	13,7%	0,0%	-17,8%	-1,6%	0,3%	0,1%	0,9%
2027-2	4,6%	700,0%	4,8%	15,9%	0,0%	-30,7%	0,0%	0,0%	-0,2%	1,3%
2027-3	42,4%	0,0%	15,8%	10,2%	0,0%	-21,4%	1,2%	0,3%	0,5%	1,2%
2027-4	84,2%	0,0%	18,9%	8,9%	0,0%	-22,3%	0,9%	0,2%	0,6%	-0,9%

D.1.4. Escenario Húmedo con Mayores Costos de Combustibles

El Escenario Húmedo con Mayor Costo de Combustibles de proyección contempla la misma información que el Caso Base en lo que respecta a demanda, costos de combustibles, etc., mientras que información de afluentes y valores del agua consideran sus mismos perfiles

disminuidos de forma que representen una situación similar a los afluentes del año 1998, lo que representa una probabilidad de excedencia de un 97% aproximadamente. Asimismo considera un incremento de un 50% en el costo de combustibles carbón, diésel y gas.

El incremento de disponibilidad hídrica en conjunto con el incremento el costo de combustibles resulta en el incremento de los costos marginales sistémicos al no ser capaz la generación hidráulica de desplazar gran capacidad térmica, sin embargo existe una disminución de costos marginales en Puerto Montt y Ciruelos al comienzo del horizonte, contribuyendo al acople de costos marginales.

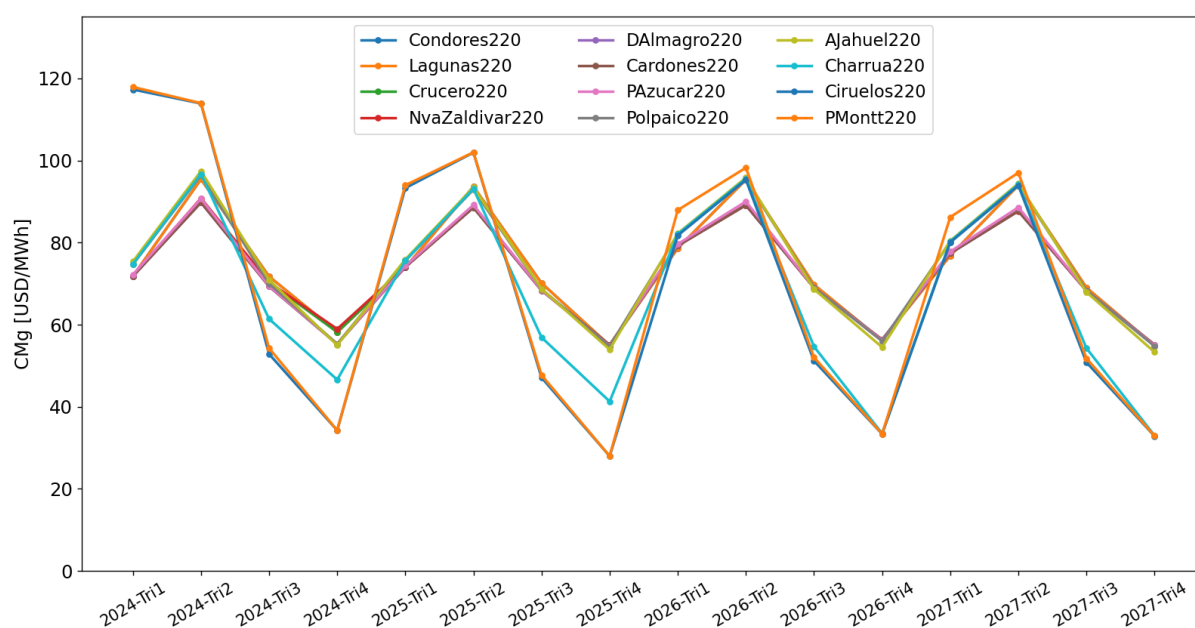


Figura D.7. Costos marginales escenario húmedo con incremento de combustibles para el horizonte de análisis.

Tabla D.7. Porcentaje de variación de costos marginales escenario húmedo con incremento de combustibles respecto al caso base.

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2024-1	23,6%	23,6%	23,6%	23,4%	22,5%	21,8%	22,5%	-10,1%
2024-2	17,3%	19,0%	18,5%	18,3%	16,6%	16,0%	16,2%	-4,0%
2024-3	34,3%	35,5%	34,3%	34,2%	33,1%	32,8%	26,1%	19,3%
2024-4	41,3%	41,3%	37,9%	37,6%	37,2%	36,1%	23,3%	5,9%
2025-1	19,4%	19,5%	19,5%	19,5%	19,2%	19,0%	19,2%	-2,6%
2025-2	18,6%	20,9%	20,9%	20,5%	18,6%	18,1%	18,1%	3,1%
2025-3	33,0%	33,9%	33,9%	33,9%	33,1%	32,6%	24,0%	17,2%
2025-4	39,0%	38,8%	38,6%	38,4%	37,8%	36,1%	16,7%	0,7%
2026-1	5,2%	5,5%	5,6%	5,4%	5,5%	5,5%	5,7%	1,7%
2026-2	9,5%	11,9%	12,1%	11,8%	10,7%	10,1%	10,0%	3,4%
2026-3	33,5%	34,0%	34,0%	34,0%	33,7%	32,7%	23,8%	19,3%
2026-4	40,6%	40,6%	40,4%	40,1%	39,7%	37,6%	6,0%	5,7%
2027-1	4,2%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%	4,3%	4,4%	1,1%
2027-2	10,1%	12,6%	12,6%	12,4%	11,1%	10,5%	10,6%	3,5%
2027-3	33,7%	33,9%	33,9%	33,9%	33,7%	33,1%	23,7%	19,6%
2027-4	39,7%	39,1%	38,9%	38,9%	38,1%	36,3%	5,8%	5,4%

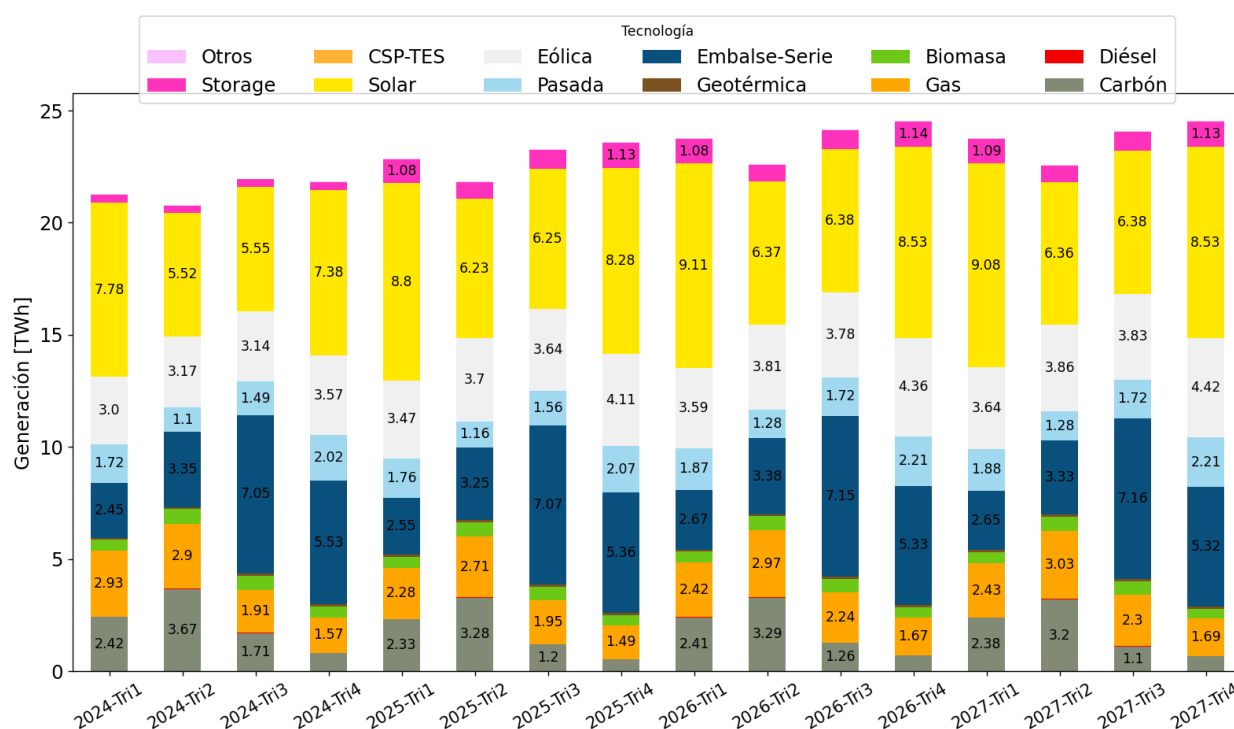


Figura D.8. Generación por tecnología y trimestre escenario húmedo con incremento de combustibles.

Tabla D.8. Porcentaje de variación de generación escenario húmedo con incremento de combustibles con respecto al caso base.

Año	Carbón	Diésel	Gas	Biomasa	Geo	Embalse	Pasada	Eólica	Solar	Storage
2024-1	-7,3%	-66,7%	-6,7%	2,0%	0,0%	21,3%	-0,6%	0,0%	0,4%	0,0%
2024-2	-6,4%	-33,3%	-15,5%	1,6%	0,0%	40,8%	0,0%	0,0%	0,2%	-6,1%
2024-3	-17,0%	0,0%	-12,8%	1,6%	0,0%	11,4%	-0,7%	-0,3%	-0,2%	3,1%
2024-4	-23,4%	0,0%	-6,5%	0,0%	0,0%	7,4%	-0,5%	-1,1%	0,7%	3,0%
2025-1	-7,5%	-66,7%	-11,6%	2,1%	0,0%	24,4%	0,0%	0,0%	0,7%	0,0%
2025-2	-8,4%	0,0%	-14,2%	1,6%	0,0%	41,3%	0,0%	0,0%	0,2%	-3,9%
2025-3	-24,1%	0,0%	-11,0%	-1,6%	0,0%	12,0%	-0,6%	-0,3%	0,0%	2,4%
2025-4	-25,7%	0,0%	-7,5%	-2,1%	0,0%	7,4%	0,0%	-1,7%	0,2%	0,0%
2026-1	-5,1%	-83,3%	-11,7%	-5,8%	0,0%	23,6%	0,0%	0,3%	0,6%	0,0%
2026-2	-7,1%	0,0%	-11,3%	1,6%	0,0%	37,4%	0,0%	0,0%	0,2%	-3,9%
2026-3	-24,6%	0,0%	-10,8%	1,7%	0,0%	12,1%	-0,6%	-0,3%	-0,3%	2,4%
2026-4	-15,3%	0,0%	-7,2%	-2,2%	0,0%	6,2%	-0,5%	-0,7%	-0,2%	0,9%
2027-1	-5,6%	-80,0%	-11,6%	-3,9%	0,0%	24,4%	0,0%	0,0%	0,6%	0,9%
2027-2	-7,8%	0,0%	-9,8%	1,6%	0,0%	36,5%	0,0%	0,0%	0,0%	-3,9%
2027-3	-27,2%	0,0%	-11,5%	1,7%	0,0%	12,4%	-0,6%	-0,3%	-0,2%	2,4%
2027-4	-13,2%	0,0%	-8,6%	-2,2%	0,0%	5,8%	-0,5%	-0,2%	-0,1%	0,0%

D.2. Metodología de Proyección de PNCP

El cálculo de compensaciones a PMGD y PMG sujetos a estabilización de precios según el DS 244/2006 supone la necesidad de proyectar el PNCP de la energía, cuya fijación se produce todos los años de forma semestral, entrando en vigencia en los meses de abril y octubre durante 6 meses.

La metodología de cálculo de PNCP se basa en la utilización de una proyección de costos marginales a 10 años, realizada por la CNE a través de un modelo OSE2000, de los cuales se utilizan los primeros 4 años para obtener un promedio ponderado del costo marginal para cada barra donde se define la fijación de PNCP. Para efectos de este estudio se utilizará la proyección de costos marginales realizada a través de la simulación de la operación del sistema utilizando la herramienta de modelación desarrollada por el equipo consultor.

El promedio ponderado de los costos marginales se denomina Precio Básico de la Energía, obtenido a través de la siguiente expresión.

$$\text{Precio básico energía}_n = \frac{\sum_i^N \frac{CMg_{i,n} \cdot E_{i,n}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_i^N \frac{E_{i,n}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde CMg representa el costo marginal, E representa la energía total consumida, el subíndice i hace referencia al mes (de 1 a $N = 48$) y n al nodo de cálculo. Además, r representa la tasa de descuento definida en 10%.

Los precios básicos de energía constituirán los PNCP si se cumplen ciertas condiciones; primero es necesario determinar la Banda de Precio de Mercado, la cual requiere a su vez de un Precio Medio Básico y el Precio Básico de la Potencia calculado para una barra de referencia (Polpaico).

Luego, se requiere el cálculo y/o indexación del Precio Básico de la Potencia para realizar el cálculo del PNCP de la energía. El cálculo del Precio Nudo de Potencia considera los resultados del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM” que tiene como objetivo determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la CNE.

De esta manera, el precio básico de potencia de punta se calcula considerando las siguientes componentes:

- Costo de infraestructura: considera el costo de inversión asociado al proyecto, considerando la unidad de generación de punta, junto con su respectiva subestación y línea de transmisión que conecta con el Sistema de Transmisión Nacional.
- Factor de recuperación de capital: factores que corresponden a la mensualidad de la inversión de la unidad generadora, subestación y línea de transmisión sobre su vida útil respectiva.
- Costos fijos de operación y mantenimiento asociados al proyecto.
- MRT: parámetro que pondera el precio de potencia en función del MRT del sistema, el cual depende del margen de potencia del sistema, calculado para cada año del horizonte de interés como la proporción entre la suma de la potencia inicial del sistema y la demanda de punta del sistema.
- Factor de pérdidas que pondera el precio de potencia.
- Factores de indexación: considera la proyección de indicadores asociados al proceso de cálculo con el fin de ajustar los precios de infraestructura durante el horizonte de interés.

La Tabla D.9 presenta los **costos de inversión** asociados a un proyecto de unidad de punta en barras relevantes del SEN, los cuales representan el costo asociado a un proyecto de unidad de punta de 70 MW a ser instalado en la barra correspondiente.

Tabla D.9. Costos de Inversión de proyecto de unidad de punta en barras del SEN⁹⁶.

Barra	Costo Inversión (USD/kW)	Costo Subestación (USD/kW)	Costo Transmisión (USD/kW)	Costo Fijo (USD/kW)
Los Vilos	546	72,84	11,92	1
Alto Jahuel	551,1	71,76	30,03	1
Itahue	551,1	71,76	30,03	1
Ancoa	551,1	71,76	30,03	1
Hualpén	563,12	68,23	7,51	1
Charrua	563,12	68,23	7,51	1
Temuco	534,22	71,28	12,56	1
Puerto Montt	523,88	67,85	7,72	1

La **proyección de indicadores** se basa en información histórica para determinar su potencial evolución durante el horizonte de interés.

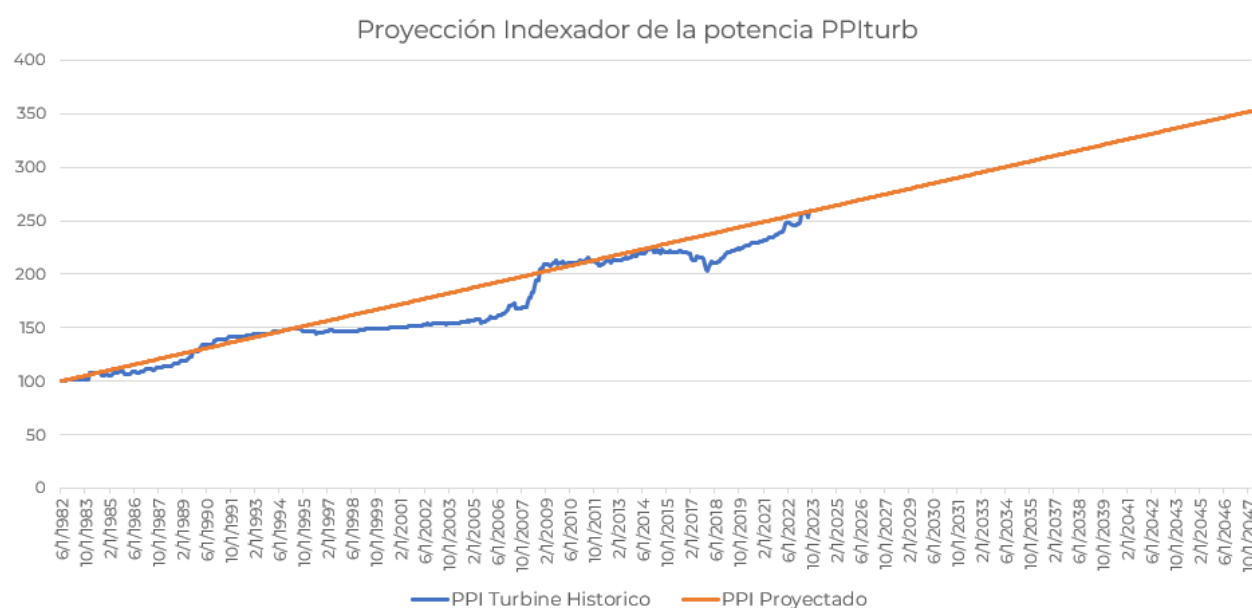


Figura D.9. Proyección del indicador PPI_{turb} en función de datos históricos⁹⁷.

⁹⁶ Costos de inversión de una unidad de punta de 70 MW considerando los valores de las barras disponibles en las bases de datos asociadas al [Anexo 3](#) del respectivo informe [CNE: Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM](#)

⁹⁷ Bureau of Labor Statistics, PPI_{turb} series PCU333611333611. Disponible en: <https://www.bls.gov/>

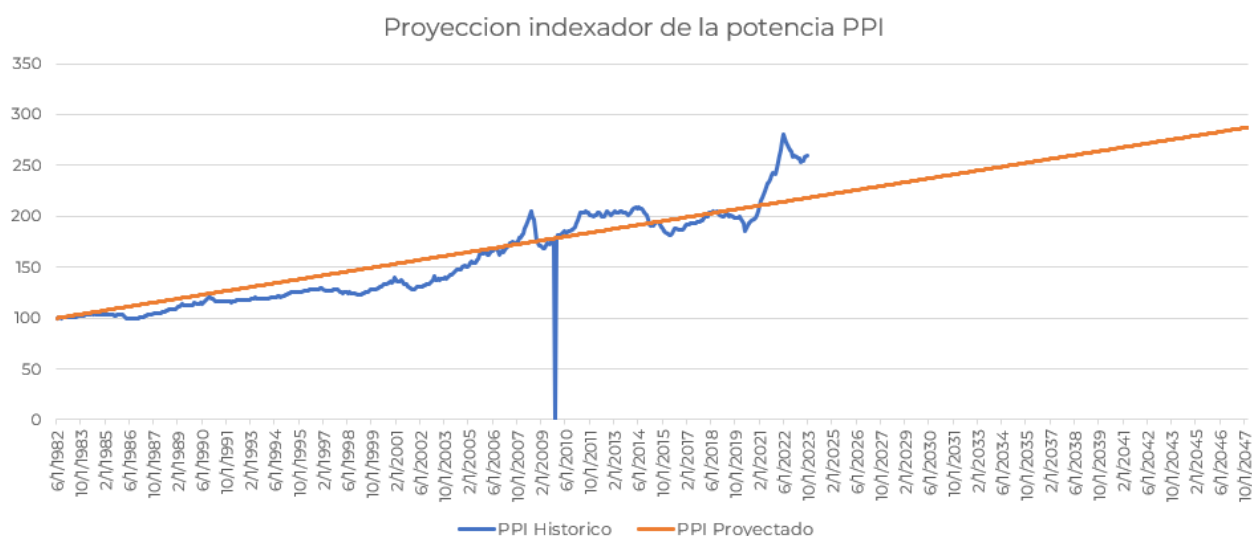


Figura D.10. Proyección del indicador PPI en función de datos históricos⁹⁸.

Respecto al cálculo de MRT, este depende del margen de potencia del sistema, el cual se calcula para cada año como la proporción entre la suma de la potencia inicial del sistema y la demanda de punta del sistema. Para efectos de este análisis se considera que el MRT es siempre igual a 0,1 (es decir, existe una sobre instalación).

Teniendo el Precio de Nudo de la Potencia, es posible calcular el Precio Medio Básico a través de la siguiente expresión.

$$PMB \left[\frac{\$}{kWh} \right] = PBEp \left[\frac{\$}{kWh} \right] + PBP \left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] \cdot \frac{12 [mes]}{8760 [h] \cdot fc}$$

Donde PBEp es el precio básico promedio de la energía, PBP el precio básico de la potencia y fc un factor de carga determinado por la CNE en base a antecedentes históricos, actualmente se utiliza 0,7802. En base al Precio Medio Básico, se determina la diferencia porcentual respecto del PMM mencionado previamente. Esta diferencia porcentual determina la Banda de Precio de Mercado según la función lineal a tramos.

$$BPM = \begin{cases} 5\%; si \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% - 2\%; si 30\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% \leq 80\% \\ 30\%; si 80\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \end{cases}$$

El ajuste de los precios básicos de la energía se realiza utilizando el PMT, correspondiente a la facturación teórica de valorizar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los Precios de Nudo de Energía y Potencia. La función de la Banda es ajustar los Precios Básicos de Energía en relación a los precios de licitaciones y contratos con clientes libres que determinan el PMM.

⁹⁸ Bureau of Labor Statistics, PPI series WPU00000000. Disponible en: <https://www.bls.gov/>

La existencia o no de este PMT dentro de la Banda de Precio de Mercado determina si los precios básicos de energía corresponden a los PNCP o si se requiere un ajuste. De forma que:

- Si el PMT se encuentra dentro de la Banda, los PNCP corresponderán a los Precios Básicos de la Energía.
- Si el PMT no se encuentra dentro de la Banda, se deberá multiplicar por un valor constante el componente de energía de los PNCP, de modo que el PMT Ajustado alcance uno de los límites, superior o inferior, de la Banda de Precio de Mercado. Luego los PNCP corresponderán a los Precios Básicos de Energía multiplicados por el valor constante.

Lo anterior supone que es necesario realizar una proyección del PMM, el cual se calcula utilizando los precios de licitaciones y contratos de clientes libres. Para determinar la componente del PMM asociada a contratos de suministro se utiliza la información de PNLP utilizada para la proyección de tarifas a clientes residenciales, mientras que la componente del PMM asociada a clientes libres se asocia al PMM calculado para agosto de 2024 por la CNE.

La metodología anteriormente descrita permite calcular el PNCP al cual están adscritos PMG y PMGD según se indica en la sección 5.

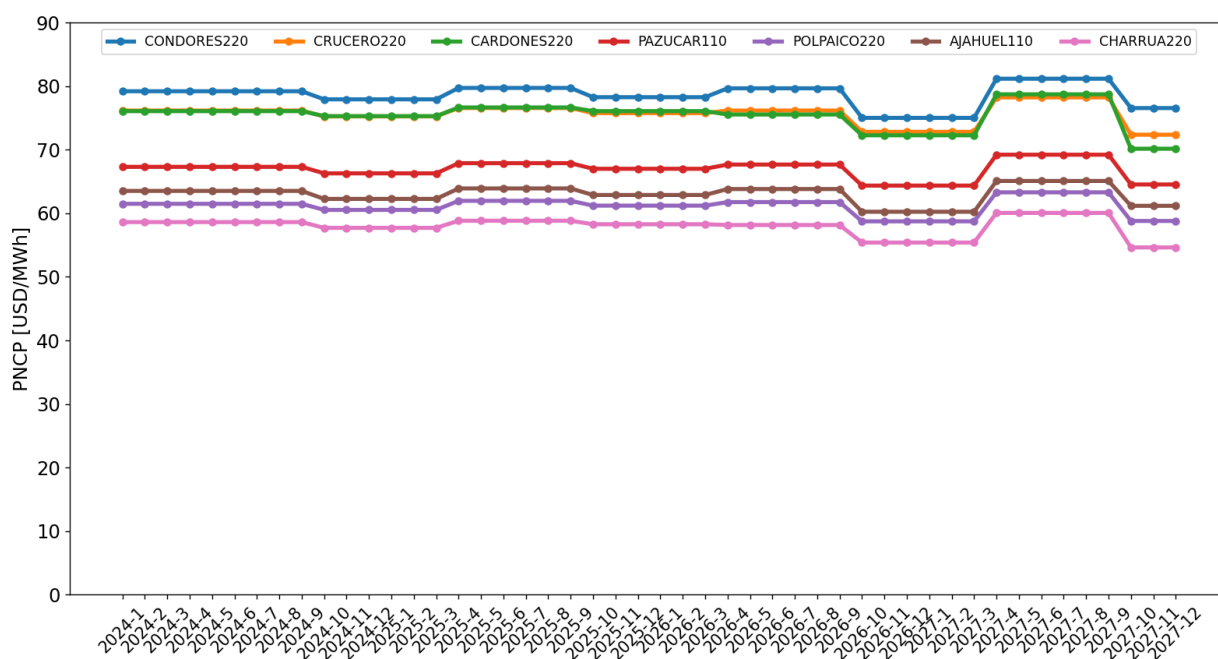


Figura D.11. PNCP de la energía proyectado para el horizonte de análisis en barras relevantes del SEN.

Tabla D.10. PNCP de la energía (USD/MWh).

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua
2024-1	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-2	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-3	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-4	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-5	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-6	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-7	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-8	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-9	79,2	76,2	76,1	67,3	61,5	63,5	58,6
2024-10	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2024-11	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2024-12	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2025-1	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2025-2	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2025-3	77,9	75,3	75,3	66,3	60,5	62,3	57,7
2025-4	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-5	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-6	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-7	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-8	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-9	79,7	76,6	76,7	67,9	62	63,9	58,8
2025-10	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2025-11	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2025-12	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2026-1	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2026-2	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2026-3	78,3	75,8	76,1	67	61,2	62,9	58,3
2026-4	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-5	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-6	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-7	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-8	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-9	79,7	76,2	75,6	67,7	61,8	63,8	58,2
2026-10	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2026-11	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2026-12	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2027-1	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2027-2	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2027-3	75	72,8	72,3	64,4	58,7	60,3	55,4
2027-4	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-5	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-6	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-7	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-8	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-9	81,2	78,3	78,7	69,2	63,3	65,1	60,1
2027-10	76,6	72,4	70,2	64,5	58,8	61,2	54,6
2027-11	76,6	72,4	70,2	64,5	58,8	61,2	54,6
2027-12	76,6	72,4	70,2	64,5	58,8	61,2	54,6

E. Desglose de Remuneraciones PMGD para Sensibilidades

A continuación se muestra el desglose de remuneraciones del segmento PMGD, según el tipo de central, para las dos sensibilidades realizadas: hidrología más seca y más húmeda de los últimos 30 años. Para estas, se mantuvieron los supuestos utilizados en el caso base de un cargo transitorio de 1,8 CLP/kWh, una tasa de cambio promedio correspondiente a agosto de 2024 de 929,9 CLP/USD y un balance anual de descuentos.

E.1. Escenario Húmedo

Tabla E.1. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2025 considerando una hidrología húmeda.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	12,33	67,04	54,75	-0,03	54,72	22,57	44,47	-33,7%
PMG HP	52,19	63,42	13,41	-2,18	11,23	4,88	58,55	-7,7%
PMG PE	56,38	58,34	10,14	-8,18	1,97	4,63	53,72	-7,9%
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	12,34	65,08	52,79	-0,05	52,74	20,71	44,37	-31,8%
PMGD HP	48,89	56,46	13,65	-6,09	7,56	6,57	49,89	-11,6%
PMGD PE	46,70	55,33	16,95	-8,32	8,63	7,08	48,25	-12,8%
PMGD TER	62,39	72,45	10,07	0,00	10,07	7,38	65,08	-10,2%
Total	14,29	64,89	50,93	-0,33	50,60	20,11	44,78	-31,0%
Total (MM USD)	112,09	508,83	399,33	-2,59	396,74	157,72	351,11	-31,0%

Tabla E.2. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2026 considerando una hidrología húmeda.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	13,38	66,12	52,77	-0,03	52,74	22,96	43,15	-34,7%
PMG HP	54,99	62,20	12,04	-4,83	7,20	5,07	57,13	-8,1%
PMG PE	58,66	57,40	12,68	-13,94	-1,26	6,41	50,99	-11,2%
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	13,86	63,88	50,05	-0,03	50,02	20,70	43,18	-32,4%
PMGD HP	51,93	55,44	11,13	-7,62	3,51	6,02	49,42	-10,9%
PMGD PE	55,39	53,62	11,59	-13,37	-1,78	5,36	48,25	-10,0%
PMGD TER	62,94	69,90	6,96	0,00	6,96	5,46	64,44	-7,8%
Total	15,90	63,71	48,26	-0,45	47,81	20,11	43,60	-31,6%
Total (MM USD)	129,23	517,77	392,19	-3,65	388,54	163,43	354,35	-31,6%

Tabla E.3. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2027 considerando una hidrología húmeda.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	13,22	65,89	52,68	-0,01	52,67	23,29	42,60	-35,3%
PMG HP	54,03	61,82	12,46	-4,67	7,79	5,20	56,62	-8,4%
PMG PE	57,39	57,09	13,19	-13,49	-0,30	6,72	50,37	-11,8%

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	13,61	63,66	50,07	-0,02	50,05	20,95	42,71	-32,9%
PMGD HP	51,07	55,93	11,85	-6,99	4,86	6,23	49,70	-11,1%
PMGD PE	54,25	53,38	12,13	-13,00	-0,87	5,48	47,90	-10,3%
PMGD TER	62,14	71,35	9,20	0,00	9,20	7,91	63,43	-11,1%
Total	15,61	63,51	48,31	-0,41	47,90	20,37	43,14	-32,1%
Total (MM USD)	127,51	518,83	394,65	-3,33	391,32	166,39	352,44	-32,1%

E.2. Escenario Seco

Tabla E.4. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2025 considerando una hidrología seca.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	15,91	67,04	51,68	-0,54	51,14	22,50	44,55	-33,6%
PMG HP	68,68	63,42	7,12	-12,38	-5,25	3,36	60,06	-5,3%
PMG PE	75,29	58,34	3,00	-19,95	-16,95	1,59	56,75	-2,7%
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	16,79	65,08	49,09	-0,80	48,28	20,83	44,24	-32,0%
PMGD HP	67,81	56,46	7,57	-18,92	-11,35	4,73	51,73	-8,4%
PMGD PE	69,13	55,33	8,00	-21,80	-13,80	4,33	51,00	-7,8%
PMGD TER	92,52	72,45	0,00	-20,07	-20,07	0,00	72,45	0,0%
Total	19,42	64,89	47,13	-1,66	45,47	20,11	44,78	-31,0%
Total (MM USD)	152,24	508,83	369,60	-13,01	356,59	157,72	351,11	-31,0%

Tabla E.5. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2026 considerando una hidrología seca.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	16,99	66,12	49,75	-0,62	49,13	22,79	43,33	-34,5%
PMG HP	77,12	62,20	6,06	-20,99	-14,93	3,58	58,62	-5,7%
PMG PE	87,76	57,40	3,40	-33,76	-30,36	2,21	55,19	-3,8%
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	18,51	63,88	46,25	-0,88	45,37	20,85	43,02	-32,6%
PMGD HP	73,93	55,44	4,97	-23,46	-18,49	3,64	51,79	-6,6%
PMGD PE	82,78	53,62	4,00	-33,17	-29,17	2,69	50,92	-5,0%
PMGD TER	96,78	69,90	0,00	-26,89	-26,89	0,00	69,90	0,0%
Total	21,42	63,71	44,39	-2,10	42,29	20,11	43,60	-31,6%
Total (MM USD)	174,09	517,77	360,76	-17,08	343,68	163,43	354,35	-31,6%

Tabla E.6. Desglose de remuneraciones segmento PMGD por tecnología para año 2027 considerando una hidrología seca.

Tecnología	Iny. Precio Spot	Rem. PE	Comp. Positiva PE	Comp. Negativa PE	Comp. "Neta" PE	Cargo Transitorio	Rem. Neta	Disminución Rem. (%)
PMG PFV	17,06	65,89	49,35	-0,52	48,82	23,13	42,76	-35,1%
PMG HP	75,79	61,82	6,63	-20,60	-13,97	3,78	58,04	-6,1%
PMG PE	86,17	57,09	3,63	-32,70	-29,07	2,29	54,80	-4,0%
PMG TER	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD PFV	18,20	63,66	46,15	-0,69	45,46	21,10	42,56	-33,1%
PMGD HP	72,68	55,93	5,60	-22,35	-16,75	4,01	51,92	-7,2%
PMGD PE	81,28	53,38	4,51	-32,41	-27,89	2,87	50,52	-5,4%
PMGD TER	95,90	71,35	0,00	-24,55	-24,55	0,00	71,35	0,0%
Total	21,08	63,51	44,31	-1,87	42,43	20,37	43,14	-32,1%
Total (MM USD)	172,20	518,83	361,94	-15,30	346,63	166,39	352,44	-32,1%

F. Sensibilidades respecto al alza del Impuesto a las Emisiones

F.1. Retiro de Centrales CTA y CTH

De acuerdo con el calendario de descarbonización indicado en el ITD de Fijación de PNCP correspondiente al segundo semestre del año 2024⁹⁹, se considera el retiro de las centrales generadoras Complejo Térmico Andina (CTA) y Complejo Térmico Hornitos (CTH) en el año 2026 (y no la reconversión a partir del mismo año como hubiera sido presentado en informes previos). Bajo esta consideración, la sensibilidad solo afecta los resultados a partir de dicho año 2026, manteniéndose los resultados para años 2024 y 2025 idénticos al Escenario Base. Como resultado, comparando con el Escenario Base, la recaudación adicional aumenta un 0,12% y las compensaciones aumentan un 2,1% aproximadamente.

Tabla F.1. Impuesto Emisiones en Escenario Retiro de Centrales CTA y CTH (MM USD).

Escenario Retiro de Centrales CTA y CTH (5 a 10 USD/tCO2)	Recaudación Base (Imp. Total)	Compensación Base (Imp. Total)	Recaudación Adicional (+5 USD/tCO2)	Compensación A-B (+5 USD/tCO2)
2020	167,21	41,61	-	-
2021	178,08	31,25	-	-
2022	147,21	48,40	-	-
2023	111,61	0,44	-	-
2024	93,00	0,62	84,44	0,29 (+46,9%)
2025	85,14	0,85	77,21	0,34 (+40,7%)
2026	90,18	0,99	81,71	0,42 (+42,7%)
2027	89,16	0,98	-	-

Asimismo, el costo marginal promedio por trimestre se ve afectado en un 2,1% al alza como máximo, siendo más evidente el impacto en el primer trimestre de los años 2026 y 2027 como indica la siguiente tabla.

Tabla F.2. Porcentaje de variación de costos marginales respecto al caso base.

Fecha	Cóndores	Crucero	Cardones	P Azúcar	Polpaico	A Jahuel	Charrua	P Montt
2026-1	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,9%	1,8%	1,9%
2026-2	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
2026-3	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
2026-4	-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
2027-1	1,4%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	2,1%
2027-2	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2027-3	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,2%
2027-4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

⁹⁹ Disponible en: [ITD PNCP 2024-2](#)

G. Medidas de Clientes Comerciales ante Alza Eléctrica y su Potencial Impacto en Recaudación Tributaria

Cabe destacar que las posibles medidas que podría adoptar un cliente comercial respecto al alza tarifaria podrían tener impacto no solo en la recaudación de IVA, sino que también puede existir un potencial impacto en la recaudación de impuesto de 1º categoría, asociado a la utilidad. Así, se distinguen los siguientes escenarios¹⁰⁰:

- **Sin traspaso de costo a los clientes:** Se mantienen precios para mantener el nivel de venta, costo es asumido por el cliente por lo que existe una disminución en la utilidad. Esto a su vez debiese provocar una menor recaudación por impuesto de 1º categoría.
- **Traspaso de costo a los clientes:** Se asume que el precio se aumenta para mantener la utilidad. Este aumento de precios debiese impactar en una menor cantidad de ventas según la elasticidad particular de cada negocio.
- **Disminución de costos:** A fin de mantener los precios y reducir el impacto en la utilidad, se podrían optar por medidas para disminuir los costos. a su vez, estas se pueden subdividir:
 - **Con impacto en ventas:** La medida provoca una disminución en las ventas, por ejemplo: disminuir el horario de funcionamiento.
 - **Sin impacto en ventas:** La medida no debiera impactar en las ventas, por ejemplo: disminuir uso de iluminación o de artefactos cuando no se están utilizando.
 - **Consumo más eficiente:** Se invierte en una medida que permite disminuir los consumos de manera general, usualmente conllevan un alto costo de inversión, por ejemplo: instalación de paneles solares.

La medida a adoptar será específica de cada cliente comercial, ya que incluso en el mismo rubro se pueden dar distintas formas de reaccionar ante el alza tarifaria. Asimismo, el efecto final en las ventas dependerá de la elasticidad particular de cada rubro y/o negocio.

A pesar de esto, mediante un ejemplo simple es posible ilustrar los posibles impactos de estas medidas. Se asume un negocio cuyos productos se venden a precio unitario de \$20 y costo unitario de \$10, dejando una utilidad de \$100. Luego, el alza tarifaria produce un aumento en el costo unitario a \$12, el negocio implementa las medidas previamente descritas para enfrentar el alza. Donde la diferencia de IVA pagado por la tarifa eléctrica es el 19% del producto entre la cantidad y la diferencia de costos (\$12-\$10), la diferencia de IVA que paga la empresa producto de su operación es el 19% de la diferencia en la utilidad y la diferencia de Impuesto de 1º categoría es el 27% de la diferencia en la utilidad.

¹⁰⁰ Escenarios construido a partir de la nota [Emol:"Tarifazo" eléctrico: Cómo negocios han adaptado sus operaciones para amortiguar golpe \(y evitar traspaso a precios\)](#)

Tabla G.1. Ilustración del impacto de medidas en respuesta a alza tarifaria.

Medidas	Impacto	Antes del alza				Luego de adoptar medida				Diferencia en recaudación			
		Costo	Precio	Q	Utilidad	Costo	Precio	Q	Utilidad	IVA Dx	IVA Empresa	Impuesto 1a cat.	Otros
Sin traspaso a clientes	Mantiene Precio y disminuye utilidad	10	20	10	100	12	20	10	80	3,8	-3,8	-5,4	
Traspaso costo a clientes	Aumenta Precio y disminuye venta	10	20	10	100	12	24,5	8	100	-0,76	0,0	0,0	
Disminuir costos	Con reducción en ventas	10	20	10	100	11	20	9	81	-0,19	-3,6	-5,1	
	Sin reducción en ventas	10	20	10	100	11	20	10	90	1,9	-1,9	-2,7	
	Consumo más eficiente	10	20	10	100	8	20	10	120	-3,8	3,8	5,4	-Inversión

- Se observa que en general estas medidas producen un efecto neto 0 en cuanto a recaudación de IVA, ya que se neutraliza el IVA débito y el IVA crédito asociado. Sin embargo, en algunos casos se refleja también una disminución en la recaudación de Impuesto de 1° categoría.
- Los casos en donde se modifican las ventas (ya sea por precio o por cantidad) muestran una disminución en el IVA recaudado por el alza de tarifas (IVA crédito) e incluso en el IVA asociado a la operación del negocio (IVA débito).
- Escenarios donde los clientes invierten para eficientar sus consumos entregaría una mayor recaudación, asociada a una mayor utilidad. Sin embargo, la disminución de consumo dependerá del nivel de inversión realizada, la cual dependerá del nivel de financiamiento con que cuente el cliente comercial.

En función de lo anterior, un **escenario conservador, e incluso relativamente optimista**, para este análisis considera que la recaudación neta de IVA por parte de clientes comerciales es nula. Escenarios con **recaudaciones netas incluso negativas** por este concepto no son escenarios que se puedan considerar descartables o de muy baja ocurrencia.

H. Metodología de Proyección del Impacto Precio Preferente Pyme en Contratos de Suministro Regulado

La medida de Precio Preferente Pyme propuesta por el Ejecutivo sugiere que, a contar de la publicación del PdL y hasta el fin del periodo transitorio que determina el DS 88/2019 que se extiende hasta 2034, un máximo de 500 GWh de energía inyectada por PMGD pueda ser comercializada directamente entre estos y consumidores finales reconocidos como Pymes.

En función de esto, se proyecta el impacto que tiene la sustitución del precio de la energía asociada a contratos de suministro (PNP) por el PNCP en tarifas reguladas, de acuerdo a lo propuesto en el PdL. Esto supone el cálculo de forma anual de la energía y el monto total en USD que empresas de generación ven sustraído de su contrato y el beneficio obtenido por clientes finales al observar un precio más bajo de la energía.

H.1. Periodo 2024-2027

Para el periodo 2024-2027, correspondiente al análisis realizado para el conjunto de medidas propuestas para la recaudación de recursos asociados al subsidio de la tarifa eléctrica, se utiliza la **proyección del PNP** que considera la indexación de contratos de suministro de acuerdo a indicadores macroeconómicos, realizada con motivo del **descongelamiento** de las tarifas eléctricas que indica la Ley N°21.667.

Asimismo, el **PNCP** utilizado para este periodo corresponde al considerado para el análisis de medidas de incremento del impuesto al carbón y cargo fijo a PMGD, que a su vez contempla la **simulación de la operación del SEN para los años 2024-2027** teniendo en cuenta la evolución futura del parque de transmisión y generación, en conjunto con la evolución de demanda y costos de combustibles.

H.2. Periodo 2028-2034

El periodo 2028-2034 supone la consideración de la indexación del precio de contratos de suministro que se extienden dentro del periodo, así como la consideración de un precio de **adjudicación de nuevos contratos de suministro** que cubran la energía faltante. De esta forma, para los años 2031, 2032, 2033 y 2034, donde la energía contratada hasta la licitación 2023/01 no alcanza a cubrir la proyección de energía regulada de acuerdo con el Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 de la CNE, se asume que nuevos contratos de suministro son adjudicados al **mismo precio promedio que la Licitación 2023/01**, esto es **56.7 USD/MWh** y los cuales se indexan solo de acuerdo al **CPI (USA Consumer Price Index)** considerando como base el año 2030.

Con respecto al PNCP considerado para este periodo, se consideran los niveles de **costos marginales calculados para el año 2027** con motivo de la proyección realizada para las medidas de incremento del impuesto al carbón y cargo fijo a PMGD. Solo se considera la evolución de la demanda y del PMM para el cálculo del PNCP.

H.3. Consideraciones Generales

Para evaluar de forma individual el impacto que tiene la medida de Precio Preferente Pyme en cada contrato de suministro se utiliza un **PNP sistémico**, calculado como el promedio ponderado de los PNP para todas las distribuidoras. Este PNP sistémico va a ser comparado con el **PNLP** de cada contrato de suministro indexado a su periodo de fijación

correspondiente y, de acuerdo con lo indicado en el PdL, cuando este resulte mayor, a prorrata de la diferencia que exista entre el precio indexado y el PNP, se indicará la energía a sustraer por contrato de suministro.

A partir de la energía sustraída por contrato es directo calcular el perjuicio a los mismos como la **multiplicación de la energía sustraída y el precio de adjudicación indexado** a la fijación correspondiente. De la misma forma que el cálculo del PNP considera un promedio ponderado del precio por la energía total adjudicada independiente de los bloques licitados (solar o no solar), la reducción de energía por contrato se realiza de acuerdo a la prorrata indicada en el PdL, sin mediar relación si el contrato corresponde a un bloque solar o no solar.¹⁰¹

Por otro lado, el cálculo del beneficio obtenido por consumidores finales adscritos al régimen de Precio Preferente Pyme es calculado reemplazando la componente de PNP por el PNCP calculado para cada fijación en la tarifa regulada.

Es importante hacer notar que, al sustraer una cantidad de energía a aquella suministrada por contratos acordados en licitaciones, el **PNP podría disminuir si este se considera como un promedio ponderado de los precios y energías**. El no modificar el PNP, disminuyendo la energía a ser suplida a este precio, supondría una recaudación adicional por concepto de PNP.

¹⁰¹ A contratos que han tenido problemas para dar cumplimiento al suministro de su energía licitada se les asigna una energía adjudicada de 0 GWh, por tanto no impactan al cálculo del PNP.