



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

ESTUDIO PROPUESTA ESTABILIZACIÓN TARIFARIA

Preparado para
Ministerio de Energía

Diciembre 2023

Propuesta Estabilización Tarifaria

Preparado para
Ministerio de Energía

Diciembre 2023

REV.	FECHA	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	DESCRIPCIÓN
0	19/12/23	P.L.C	A.R.C	R.G.A	Informe Final

EL PRESENTE INFORME HA SIDO ELABORADO POR **VALGESTA NUEVA ENERGÍA** PARA **MINISTERIO DE ENERGÍA**, QUIEN RECIBE Y ACEPTA PARA SU USO CONFIDENCIAL, NO PUDIENDO DIVULGARLO A TERCEROS.

PREPARADO PARA

Johanna Monteiro

Jefa División de Mercados Eléctricos



1. TABLA DE CONTENIDOS

1.	TABLA DE CONTENIDOS	3
1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	Definición del problema	7
2.1	Magnitud del problema.....	7
2.2	Tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro	8
2.3	Acumulación de Deuda	8
2.4	Tarifas vigentes elevadas para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.	10
2.5	Existe un incumplimiento grave del proceso legal establecido para determinar las tarifas reguladas.	12
2.6	La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.	12
3.	Objetivos	16
4.	Metodología	17
4.1	Diagnóstico del problema	17
4.2	Principios de la solución	17
4.3	Modelación.....	18
5.	Propuesta	19
5.1	Normalización tarifaria.....	19
5.2	Pago deuda.....	19
5.3	Cargo MPC.....	20
5.4	Bono Social Eléctrico (BSE).....	21
5.5	Mecanismo de estabilización	21
5.6	Análisis de Factibilidad	22
5.6.1	Normalización Tarifaria, Pago Deuda y Cargo MPC	22
5.6.2	Bono Social Eléctrico (BSE).....	23
5.6.3	Mecanismo de Estabilización	23
6.	Impactos.....	25

6.1	Impactos del Bono Social Eléctrico	25
6.2	Impactos de normalización tarifaria	26
7.	Insumos para Informe De Impacto Regulatorio	30
7.1	Introducción	30
7.2	Definición del problema	31
7.2.1	Magnitud del problema.....	31
7.2.2	Tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro	32
7.2.3	Acumulación de Deuda	32
7.2.4	Tarifas vigentes elevadas para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.	33
7.2.5	Existe un incumplimiento grave del proceso legal establecido para determinar las tarifas reguladas.....	35
7.2.6	La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.	36
7.3	Objetivos	39
7.4	Alternativas	40
7.4.1	Benchmark internacional para mecanismos de estabilización y subsidios.....	40
7.4.2	Emisión de instrumento financiero	61
7.4.3	Estabilización de tarifas eléctricas similar al MEPCO u otro mecanismo equivalente.....	66
7.5	Propuesta	72
7.5.1	Normalización tarifaria.....	72
7.5.2	Pago deuda.....	72
7.5.3	Cargo MPC.....	73
7.5.4	Bono Social Eléctrico (BSE).....	74
7.5.5	Mecanismo de estabilización	74
7.6	Impactos.....	75
7.6.1	Impactos del Bono Social Eléctrico.....	75
7.6.2	Impactos de normalización tarifaria	76

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Final del estudio denominado “Propuesta de Estabilización Tarifaria”, encargado por el Ministerio de Energía a Valgesta Nueva Energía, en adelante “el Consultor”.

Los mecanismos de estabilización de tarifas regulados en la Ley N° 21.185 de 2019 o “Ley PEC” y en la ley 21.472 o “Ley MPC”, de 2022, han mostrado debilidades desde el punto de vista de su sostenibilidad en el tiempo, ya que sus límites dependen fuertemente de la variación del tipo de cambio (CLP/USD) y de los precios internacionales de los combustibles, variables exógenas que no pueden ser controladas por la autoridad. Asimismo, la complejidad de su tratamiento regulatorio ha generado demoras en su implementación, lo que se ha traducido en una mayor acumulación de deuda en el corto plazo.

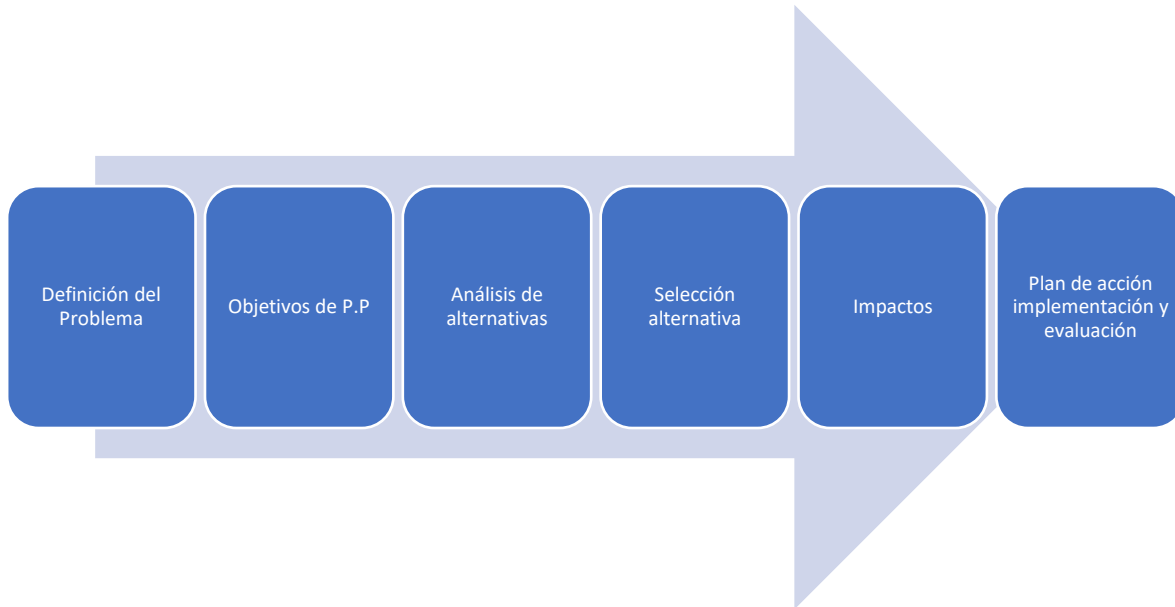
De esta manera, los mecanismos implementados han generado un esquema de congelamiento de tarifas, con la consiguiente acumulación de deuda y, finalmente, el traspaso de los límites máximos de endeudamiento, lo que hace insostenible su mantención en el tiempo.

Por otra parte, los efectos antes reseñados implicarían para la actualización de tarifas correspondiente al año 2023, alzas en las cuentas eléctricas de enorme magnitud, lo que se escapa de los fines para los cuales fueron diseñados ambos mecanismos.

De esta manera, el Ministerio de Energía ha determinado la necesidad de buscar una solución al problema planteado por lo que se requiere un nuevo diseño de mecanismo que permita enfocarse en proteger a las familias que requieren un soporte desde la política pública y que permita hacer una transición entre los esquemas vigentes al nuevo modelo.

Para ello, el Consultor se basó en el siguiente esquema de Marco Lógico con el objeto de proponer alternativas de solución al problema planteado.

Figura 1-1. Marco Lógico: Mejores prácticas para elaboración de Políticas Públicas



Fuente: Elaboración propia en base a recomendaciones para la elaboración de un Informe de Impacto Regulatorio del informe "Guía Chilena para una buena regulación" – Ministerio de Economía, 2019.

En lo que sigue del presente informe, se muestra la descripción del problema, se establecen los objetivos planteados para buscar una solución, la metodología utilizada y, finalmente, la propuesta realizada para dar cumplimiento a los objetivos planteados.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

A continuación, se describen los principales problemas identificados a los que apunta a resolver esta propuesta:

- Las tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro, lo que genera una distorsión de mercado.
- La acumulación de deuda debido a los mecanismos de estabilización ha alcanzado niveles insostenibles para un mercado de generación sano.
- El nivel de precio de las tarifas vigentes es elevado para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.
- Existe una extemporaneidad en la publicación de los Decretos Tarifarios.
- La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.

2.1 Magnitud del problema

Para establecer la magnitud del problema es necesario cuantificar el número de afectados por los mecanismos de estabilización.

Los afectados podemos definirlos como los clientes regulados que, habiendo sido protegidos por los mecanismos de estabilización, han acumulado una deuda con las empresas suministradoras afectas a las leyes 21.185 y 21.472.

De esta forma, se presenta la siguiente tabla que contiene la población asociada a hogares según Tramos CSE simulada por el Ministerio de Energía y tramos establecidos en el mecanismo MPC.

Tabla 2-1. Tramos calificación socioeconómica y tramos Ley 21.472

TRAMOS LEY 21.472	TRAMOS CALIFICACIÓN SOCIOECONÓMICA SIMULADA POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA							Total
	1 (0-40%)	2 (41-50%)	3 (51-60%)	4 (61-70%)	5 (71-80%)	6 (81-90%)	7 (91-100%)	
1 (0-350 kWh)	6.707.666	1.808.134	1.768.750	1.670.862	1.613.139	1.493.623	1.102.302	16.164.476
2 (350 - 500 kWh)	208.419	83.406	119.700	116.794	122.304	159.166	272.337	1.082.126
3 (500- 1000 kWh)	27.606	12.679	10.186	15.743	11.683	20.270	79.764	177.931
4 (1000 - 5000 kWh)	81.996	28.060	30.890	32.934	24.596	26.824	19.721	245.021
Total	7.025.687	1.932.279	1.929.526	1.836.333	1.771.722	1.699.883	1.474.124	17.669.554

Fuente: Ministerio de Energía

2.2 Tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro

Hasta 2019, en el mercado de energía de clientes regulados del sistema eléctrico chileno los precios de energía y potencia reflejaban los costos de proveer el suministro, los que corresponden al precio medio ponderado de los contratos de suministro de clientes regulados que se han suscrito entre empresas generadoras (suministradores) y empresas distribuidoras, que se encuentren vigentes (en términos legales, esto se conoce como el Precio de Nudo Promedio, PNP).

Los mecanismos de estabilización modificaron transitoriamente esta regla, determinando que el precio por energía y potencia correspondería a los niveles determinados en la regulación, constituyéndose la diferencia en una deuda a favor del suministrador, con diferentes características según ésta se hubiese generado bajo la ley 21.185 o la ley 21.472.

En efecto, el PNP actual se encuentra aproximadamente en **66,6** CLP/kWh para los clientes regulados que poseen un consumo promedio mensual inferior a 350 kWh/mes; para los clientes regulados con un consumo promedio mensual superior a 350 kWh/mes e inferior a 500 kWh/mes el precio que pagan actualmente es de **71,8** CLP/kWh aproximadamente y, para aquellos clientes que poseen un consumo promedio mensual superior a 500 kWh/mes, el precio que se les traspasa actualmente corresponde a **78,7** CLP/kWh aproximadamente¹.

Por otro lado, si nos encontrásemos en un régimen sin mecanismos de estabilización y si los Decretos de precio de nudo promedio se hubiesen publicado en las fechas que estipula la Ley General de Servicios Eléctricos, el precio de nudo promedio que se estaría traspasando a clientes regulados sería de **104** CLP/kWh² aproximadamente.

2.3 Acumulación de Deuda

Desde el mes de octubre de 2019, los suministradores han recibido menos recursos que los que deberían haber recibido de haberse traspasado los precios reales (PNP), lo que ha generado problemas de flujo de caja previstos por los suministradores. El primer mecanismo de estabilización de precios (PEC) alcanzó su límite de acumulación de deuda a principios de 2022, el cual corresponde a USD 1.350 millones. Adicionalmente, mientras se tramitaba el segundo mecanismo de estabilización de precios (MPC), se siguieron acumulando saldos por el PEC, los cuales son

¹ Los precios calculados para cada tramo se obtienen del promedio ponderado entre los precios de la energía publicados en el Decreto 16T de 2022 para cada empresa distribuidoras y su demanda proyectada para el segundo semestre de 2023.

² Este precio corresponde a una estimación del precio de nudo promedio para el segundo semestre de 2023 obtenida mediante el promedio ponderado del precio de la energía de cada empresa distribuidora y su demanda proyectada utilizando el tipo de cambio tarifario correspondiente (862 CLP/USD). Este precio no considera reliquidaciones por diferencias de facturación.

catalogados como “Exceso de Saldos” y equivalen a USD 416 millones³ a junio de 2022. Estos “Excesos de Saldos” son contabilizados en el saldo del MPC según estipula la Ley 21.472.

Producto de la aplicación del MPC y del atraso en la publicación de Decretos causado por la compleja tramitación de la Ley, este mecanismo de estabilización ha continuado generando deuda a las empresas suministradoras de energía. Adicionalmente, las empresas distribuidoras deben informar los montos no recaudados para la emisión de Documentos de Pago, mediante los cuales se reconoce el saldo por pagar a cada empresa suministradora de energía. Las empresas distribuidoras han tenido problemas para contabilizar los montos mencionados, debido a la nueva mecánica de reconocimiento de deuda que impuso la Ley, por lo que se han generado atrasos considerables en la emisión de los mencionados Documentos de Pago.

La deuda total a empresas generadoras está compuesta por el Beneficio al Cliente Final. Se estima que a diciembre de 2023 la deuda acumulada debido a la aplicación del MPC sea de aproximadamente USD 2.650 millones⁴ (considerando los intereses que aplican a los saldos del MPC).

En conclusión, se estima que la deuda que se habrá acumulado a diciembre de 2023 por los mecanismos de estabilización de precios y que debe solventarse a las empresas suministradoras de energía de clientes regulados corresponderá aproximadamente a **USD 4.000 millones** (USD 1.350 PEC millones + USD 2.650 millones MPC).

³ Exceso Saldos contabilizados SEN entre octubre 2021 y junio 2022 + Sistemas Medianos entre septiembre 2021 y junio 2022. Valor publicado en Tabla 3 del Decreto 16T de 2022.

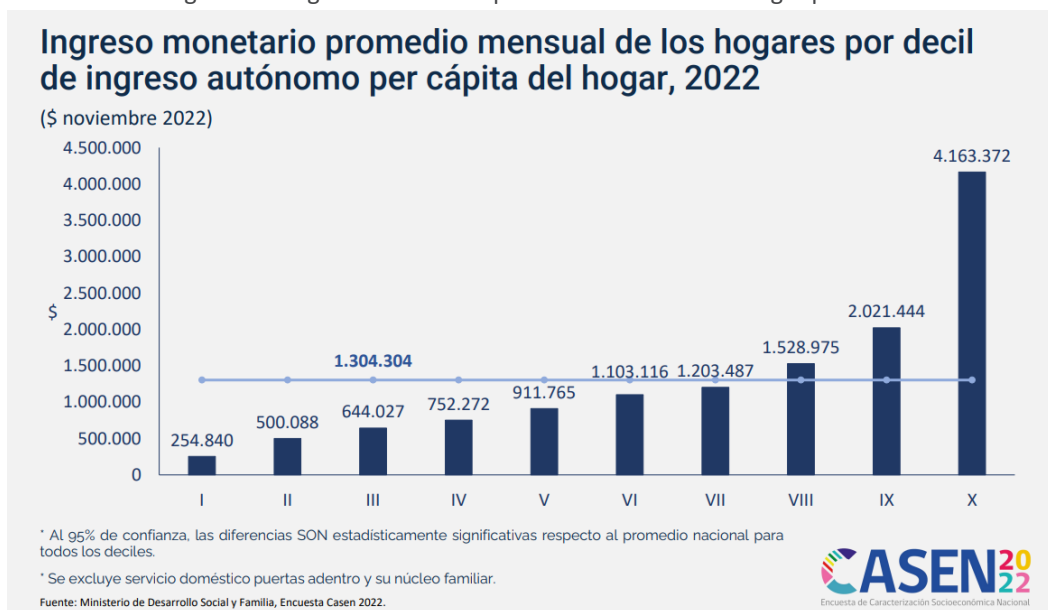
⁴ Este monto considera las diferencias de facturación, diferencias por atraso de Decretos y diferencias por compras. Las diferencias de facturación y atraso de decretos fueron calculadas utilizando el modelo MPC con el que cuenta la consultora. Las diferencias por compra fueron obtenidas de los Balances de Transferencias Económicas de Empresas Distribuidoras de las bases del Coordinador Eléctrico Nacional.

2.4 Tarifas vigentes elevadas para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.

El nivel de precios de la energía que se observa actualmente es elevado para un conjunto de familias vulnerables del país. Para algunos países de la OCDE, se ha declarado que el **gasto en energía** admisible para una familia no debiese superar un **10% de su ingreso monetario promedio**. Esta sección permite demostrar que el gasto en electricidad de los hogares en Chile se encuentra en niveles preocupantes para las personas más pobres del país.

La encuesta CASEN 2022 muestra el ingreso monetario promedio mensual de los hogares por decil de ingreso autónomo per cápita del hogar.

Figura 2-1. Ingreso monetario promedio mensual del hogar por decil

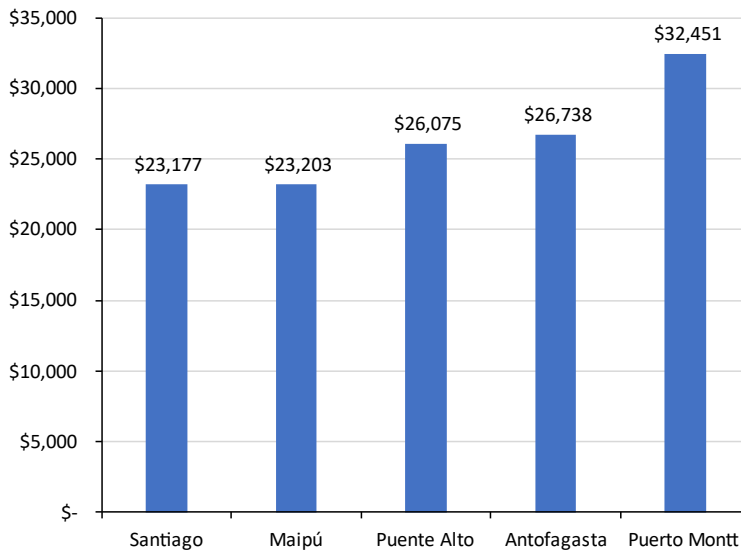


Fuente: CASEN 2022

La cuenta final que pagan las familias actualmente es elevada, la siguiente figura muestra el precio que debe pagar por el suministro de energía una familia con un consumo de energía promedio, el cual equivale a 180 kWh/mes⁵.

⁵ Estos valores fueron calculados en función de los pliegos tarifarios publicados por las empresas distribuidoras Enel, CGE, ELECDA y Saesa para el mes de julio de 2023.

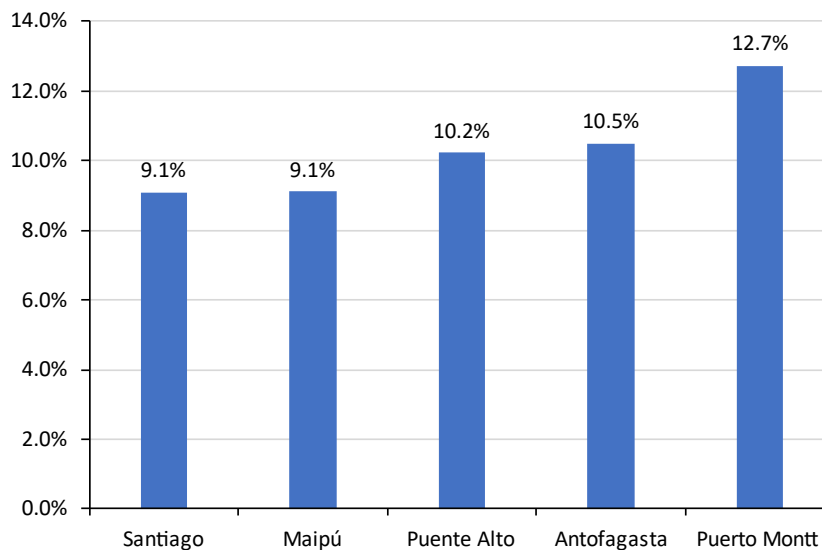
Figura 2-2. Tarifa final para familia con consumo mensual de 180 kWh.



Fuente: VNE

De esta forma, se obtiene la proporción del gasto en electricidad de una familia perteneciente al primer decil sobre su ingreso monetario promedio.

Figura 2-3. Proporción de gasto eléctrico sobre ingreso monetario promedio para el primer decil



Fuente: VNE

Es posible observar que el gasto en electricidad para una familia correspondiente al primer decil en Chile se encuentra en valores cercanos al **10%** de su ingreso monetario promedio. Por consiguiente, la situación actual en Chile es preocupante, las tarifas vigentes implican un gasto superior a los

niveles que declaran países de la OCDE como aceptados, al considerar que el gasto en energía cercano al 10% incluye también costos no cubiertos por la electricidad, tales como la calefacción a leña o gas.

2.5 Existe una extemporaneidad en la publicación de los Decretos Tarifarios

El artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que los Decretos de precio de nudo promedio tendrán una vigencia semestral. Durante la vigencia del Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente se ha incurrido en constantes retrasos en la publicación de estos Decretos, alcanzando retrasos superiores a 9 meses respecto a su fecha correspondiente. A continuación, se resumen los retrasos observados:

- **Decreto 9T correspondiente a la fijación del primer semestre de 2022:** Este Decreto fue publicado en el Diario Oficial el 17 de junio de 2022, 6 meses después de su fecha correspondiente.
- **Decreto 16T correspondiente a la fijación del segundo semestre de 2022:** Este Decreto fue publicado en el Diario Oficial el 12 de abril de 2023, 9 meses después de su fecha correspondiente.
- **Decreto correspondiente a la fijación del primer semestre de 2023:** Este Decreto aún no ha sido publicado y su Informe Técnico Preliminar fue publicado en agosto de 2023.

La falta de regularidad en la actualización de las tarifas ha incrementado la acumulación de saldos, generando mayores complejidades de la actualización del proceso tarifario.

Adicionalmente, estos retrasos introducen riesgos a los inversionistas que se internalizarán en los procesos futuros de licitaciones, por lo que podrán generar mayores precios que serán traspasados a los clientes regulados.

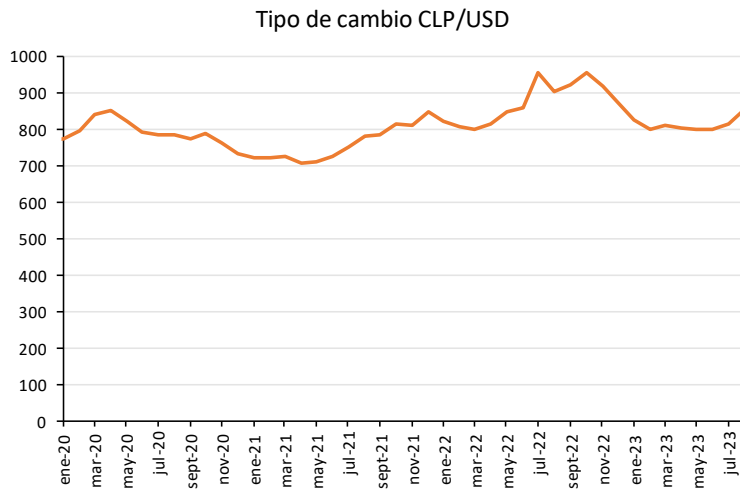
2.6 La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.

La regulación vigente establece que los precios a traspasar a clientes regulados dependen de contratos de largo plazo que son pactados en las licitaciones de suministro, las cuales son diseñadas, coordinadas y dirigidas por la Comisión Nacional de Energía. Estos contratos son acordados con un precio en dólares, y deben ser actualizados en cada fijación tarifaria por la variación del índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI) y, en algunos casos, por la variación de precios de combustibles.

Debido a esto, el precio final a traspasar a clientes regulados posee una gran dependencia de la variación de variables exógenas que no pueden ser controlables por el regulador. Estas variables

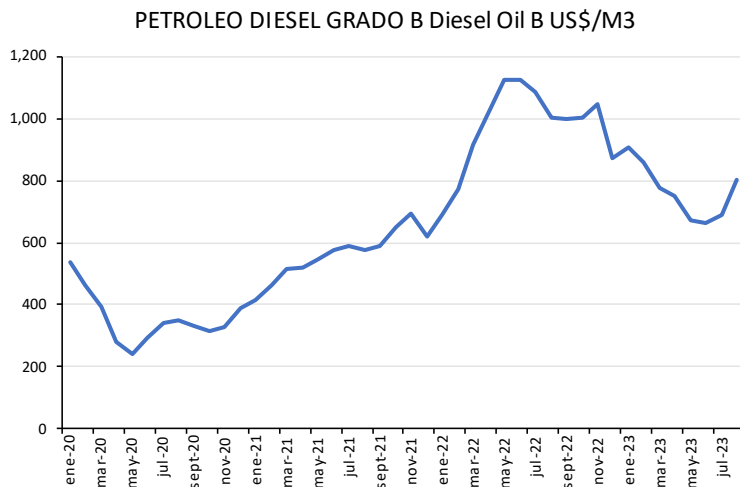
han presentado fuertes variaciones en los últimos años, generando grandes fluctuaciones en el precio real que debe traspasarse a clientes regulados en un régimen sin mecanismos de estabilización, lo que se ha traducido en una mayor acumulación de deuda para estos mecanismos. Las siguientes figuras demuestran la variación de estas variables exógenas desde el comienzo de los mecanismos de estabilización:

Figura 2-4. Variación del tipo de cambio.



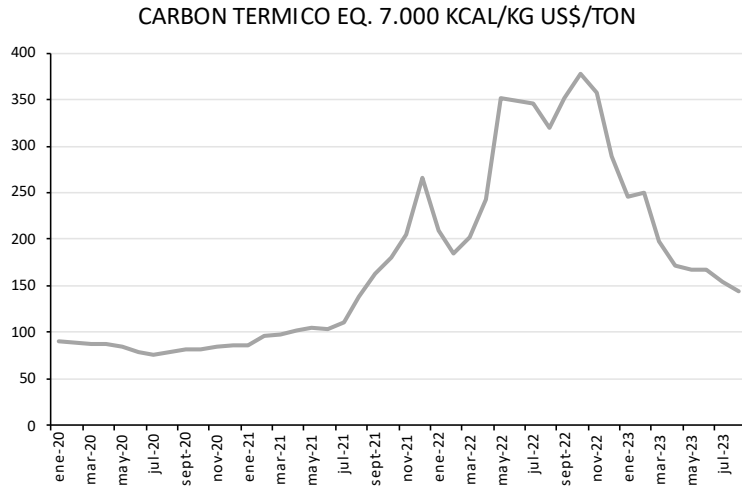
Fuente: Dólar observado INE

Figura 2-5. Variación precio diésel.



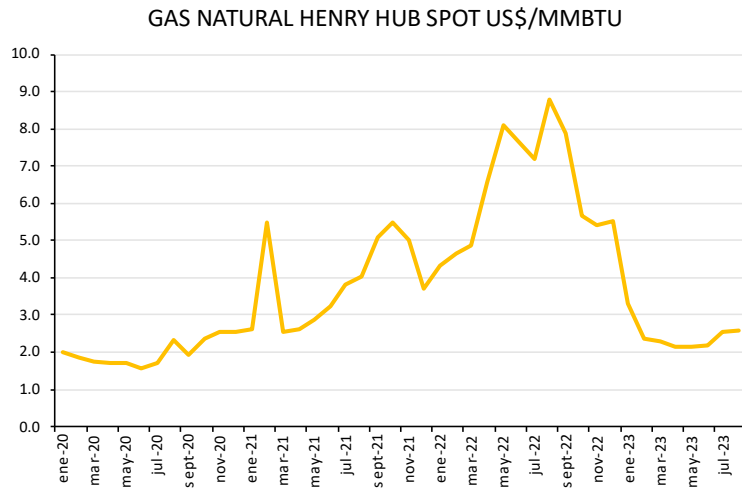
Fuente: CNE

Figura 2-6. Variación precio carbón.



Fuente: CNE

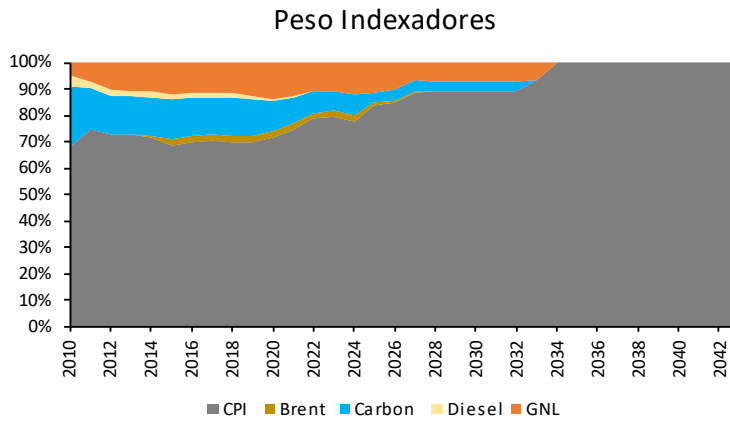
Figura 2-7. Variación precio GNL.



Fuente: CNE

Adicionalmente, el siguiente gráfico muestra la evolución de la dependencia de los contratos regulados sobre cada tipo de combustible⁶:

Figura 2-8. Dependencia de contratos regulados de cada indexador.



Fuente: VNE

El problema radica en que la regulación actual no contempla un mecanismo que permita a la autoridad tomar decisiones políticas que permitan aminorar el impacto de fluctuaciones de corto plazo del tipo de cambio y precios internacionales de combustibles.

⁶ Este gráfico se formula en base a los contratos regulados adjudicados en las licitaciones de suministro elaboradas por la CNE y asume que en las próximas licitaciones todos los contratos adjudicados serán indexados por CPI.

3. OBJETIVOS

Los principios identificados para dar solución al problema son:

- 1) Se requiere volver a una **normalización del proceso tarifario** en el más breve plazo y de manera simple.
- 2) La tarifa debe reflejar los **costos reales de suministro**.
- 3) Se debe **resolver de manera simple y rápida el problema de liquidez** de las empresas suministradoras que han soportado los mecanismos PEC y MPC.
- 4) Existe un segmento de la población que, dados sus ingresos y el costo del kWh, **requiere de un precio protegido** al menos para el consumo base de una familia, el cual debe ser financiado total o parcialmente por el Estado y por los clientes finales.
- 5) **Las fluctuaciones debiesen ser tratadas con un instrumento que le permita al Gobierno tener flexibilidad** para tomar decisiones de carácter político, con financiamiento total o parcial del Estado, el cual pueda ser neutro fiscalmente en el largo plazo.

4. METODOLOGÍA

En esta sección se presenta la metodología utilizada para crear una propuesta de Estabilización Tarifaria.

4.1 Diagnóstico del problema

El diagnóstico del problema fue realizado identificando los principales problemas a los que debe apuntar resolver la propuesta, describiendo cada uno las causas que dan origen a cada uno de ellos:

- Las tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro, lo que genera una distorsión de mercado.
- La acumulación de deuda debido a los mecanismos de estabilización ha alcanzado niveles insostenibles para un mercado de generación sano.
- El nivel de precio de las tarifas vigentes es elevado para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.
- Existe un incumplimiento grave del proceso legal establecido para determinar las tarifas reguladas.
- La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.

4.2 Principios de la solución

Luego, se determinan los principios que debe poseer la solución a los problemas identificados en la sección anterior:

- 1) Se requiere volver a una **normalización del proceso tarifario** en el más breve plazo y de manera simple.
- 2) La tarifa debe reflejar los **costos reales de suministro**.
- 3) **Resolver de manera simple y rápida el problema de liquidez** de las empresas suministradoras que han soportado los mecanismos PEC y MPC.
- 4) Existe un segmento de la población que, dados sus ingresos y el costo del kWh, **requiere de un precio protegido** al menos para el consumo base de una familia, el cual debe ser financiado total o parcialmente por el Estado y por los clientes finales.
- 5) **Las fluctuaciones debiesen ser tratadas con un instrumento que le permita al Gobierno tener flexibilidad** para tomar decisiones de carácter político, con financiamiento total o parcial del Estado, el cual pueda ser neutro fiscalmente en el largo plazo.

4.3 Modelación

La modelación consiste en proyectar los precios de energía y potencia para clientes regulados, utilizando los siguientes inputs:

- **Demanda Regulada:** Se utiliza el Informe Técnico Definitivo de Previsión de Demanda 2022-2042.
- **Precio de Combustibles:** Índices de Precios de Combustibles publicados por la CNE, más actualizados a la fecha de elaboración de las proyecciones. Se mantienen estos precios ajustados por CPI hasta diciembre de 2024. A partir de 2025, se utilizan las proyecciones del Annual Energy Outlook 2023 para proyectar los precios de combustibles.
- **IPC:** La proyección de IPC se obtuvo de la Encuesta de Expectativas Económicas del Banco Central más actualizada a la fecha de elaboración de las proyecciones.
- **CPI:** La proyección de CPI se obtuvo de los informes “*World Economic Outlook*” más actualizados a la fecha del *International Monetary Fund* (IMF).
- **Tasa aplicable a deuda MPC:** Se aplica una tasa de interés de 7.21% anual a los documentos de pago emitidos hasta noviembre de 2023, conforme a lo informado por la Dirección de Presupuestos. Se asume una tasa de 5.8% anual para el resto de la deuda.
- **Segmentación de la Demanda:** Para proyectar la distribución de la demanda regulada en cada tramo definido en la Ley 21.472 se utiliza la información enviada por la Comisión Nacional de Energía, la cual fue obtenida por la Superintendencia Electricidad y Combustibles.

Se procedió a calcular la deuda total acumulada por efecto de la ley MPC originada ya sea por beneficio a cliente final; diferencias de facturación; atraso de publicación de decretos; diferencias por compra y acumulación de intereses. Para esto se utilizó el modelo del MPC con que cuenta la consultora, a excepción de las diferencias por compras las cuales fueron obtenidas los Balances de Transferencias Económicas de Empresas Distribuidoras de las bases del Coordinador Eléctrico Nacional.

La recaudación del cargo adicional al Cargo por Servicio Público fue proyectada utilizando los supuestos presentes en los anexos del Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo Promedio correspondiente al primer semestre de 2023 de la Comisión Nacional de Energía. Se utilizan los supuestos de pérdidas en alta y baja tensión, pérdidas en sistemas de transmisión zonal y distribución de la demanda de clientes libres.

Se realizaron escenarios de sensibilidades variando el tipo de cambio desde 800 a 1.100 (CLP/USD), obteniendo los Cargos MPC que permiten solventar la deuda para distintos escenarios de fecha de término del mecanismo (2032 a 2035). Finalmente, se proyectan los precios de la energía a traspasar a clientes regulados en función del Cargo MPC obtenido.

5. PROPUESTA

5.1 Normalización tarifaria

En función del cumplimiento del primer objetivo, se formula el siguiente mecanismo transitorio de actualización de tarifas, el cual contempla reducir los impactos en los clientes más vulnerables, los cuales están ubicados en el segmento de menor consumo de la Ley MPC, es decir, aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual es inferior a 350 kWh.

- Se mantendrá el nivel tarifario vigente hasta el 31 de diciembre de 2023 para todos los clientes regulados.
- A partir de la primera fijación tarifaria de 2024, la tarifa a traspasar a todos los clientes regulados con un consumo promedio mensual superior a 350 kWh corresponderá al PNP real más un Cargo MPC que permitirá solventar la deuda.
- En la primera fijación tarifaria de 2024, el nivel tarifario de los clientes con consumo promedio mensual inferior a 350 kWh corresponderá a la tarifa actual reajustada por la variación de índice de precios del consumidor acumulada (IPC).
- En la segunda fijación tarifaria de 2024, el nivel tarifario de los clientes con consumo promedio mensual inferior a 350 kWh corresponderá a PNP.
- A partir de la primera fijación tarifaria de 2025, el nivel tarifario para todos los clientes corresponderá a PNP más Cargo MPC.

Esta propuesta permite realizar un traspaso progresivo a la tarifa real, logrando que se reflejen los costos reales de suministro en el mercado eléctrico regulado. A su vez, al traspasar la tarifa real a los clientes regulados, se elimina la afectación monetaria de los contratos de suministro.

5.2 Pago deuda

Para poder pagar la deuda en las fechas estipuladas en las leyes de estabilización se propone el siguiente mecanismo, el cual se atiene a las restricciones de pagar la deuda del mecanismo PEC de manera prioritaria y cumplir con las fechas de pago de los documentos de pago ya emitidos por el mecanismo MPC.

- La deuda PEC se pagará en hasta 8 cuotas semestrales en el periodo comprendido por los años 2024 a 2027 conforme a la proyección de la recaudación.
- La deuda total acumulada por efecto de la ley MPC hasta diciembre de 2023 originada ya sea por beneficio a cliente final; diferencias de facturación; atraso de publicación de decretos; diferencias por compra y acumulación de intereses será transformada en documentos de pago con garantía estatal y se pagarán en 8 años a partir de 2028.

Los recursos para el pago de ambas deudas provendrán de:

- Cargo MPC de \$10 por kWh reajustados por IPC semestralmente durante 12 años (su vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2035).
- Hasta el 31 de diciembre de 2027, se utilizará la recaudación total del cargo adicional al CSP descontando USD 100 millones anuales para financiar un Bono Social Eléctrico (BSE). (El descuento en 2024 será de USD 50 millones).

Adicionalmente, el límite de acumulación de deuda del mecanismo MPC debe modificarse de USD 1.800 millones a USD 3.000 millones.

Por último, en caso de que la recaudación total semestral no alcance a pagar lo que corresponda, el Estado deberá pagar la diferencia, pudiendo recuperar los recursos inyectados en la medida que existan excedentes en los semestres siguientes o al final del período.

De esta manera, el mecanismo contará con financiamiento público y de los propios clientes.

5.3 Cargo MPC

El Cargo MPC tiene por objetivo pagar parte de la deuda total acumulada por la aplicación de los mecanismos PEC y MPC. Para estimar el valor de este cargo se realizaron simulaciones con distintos tipos de cambio y para distintas fechas del pago total de la deuda, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4-1. Escenarios de pago deuda con sensibilidades de tipo de cambio y fecha de pago total

Tipo cambio / Pago Deuda	2032	2033	2034	2035
800	11,15	9,85	8,78	7,89
850	12,05	10,65	9,49	8,52
900	12,96	11,44	10,19	9,15
950	13,86	12,23	10,90	9,78
1000	14,76	13,03	11,60	10,41

Fuente: VNE

A partir de este análisis se determinó que para asegurar el pago de la deuda con la mayor holgura posible se asignará un Cargo MPC equivalente a \$10 por kWh el cual será aplicado hasta el 31 de diciembre de 2035.

Independiente de lo anterior, se realizará un ajuste al Cargo MPC en caso de que el tipo de cambio, en un periodo de 12 meses anteriores al de la respectiva fijación tarifaria, presente variaciones superiores al 20% de aumento o reducción respecto del valor promedio del mes de octubre de 2023.

5.4 Bono Social Eléctrico (BSE)

En vista de que existe un segmento de la población más vulnerable que posee problemas para cubrir sus gastos en electricidad dados los niveles actuales y proyectados de las tarifas eléctricas, se establece en la ley un **bono social eléctrico anual de USD 200 millones**, el cual se implementará a partir del segundo semestre de 2024 y hasta el 31 de diciembre de 2035. Este mecanismo será financiado de la siguiente manera:

- USD 100 millones provenientes del cargo adicional del cargo de servicio público (USD 50 millones en 2024).
- USD 100 millones entregados por el fisco. Este monto podrá ser modificado en la ley de presupuestos de la Nación.

Para efectos de entregar los montos correspondientes del BSE a los beneficiarios se utilizará el mecanismo de financiamiento conocido como billetera electrónica.

Se propone que el BSE posea una **focalización** triple, orientada a:

- Familias (Beneficio solo aplicable a clientes con opción tarifaria BT1). En caso de existir más de una familia beneficiaria en un mismo domicilio se podrá adicional el beneficio con un tope.
- Segmentos del Registro Social de Hogares que se desee proteger (quintiles de ingreso y/o características adicionales). Los criterios serán establecidos por ley.
- Consumo eléctrico básico para una familia, a modo de ejemplo se estima que será equivalente a 145 kWh/mes.

5.5 Mecanismo de estabilización

Se crea un Mecanismo permanente de estabilización del alza y reducciones de tarifas para clientes residenciales, cuyo objetivo es atenuar los cambios abruptos en los precios de las tarifas eléctricas.

El mecanismo se financiará a través de:

- A partir de 2028, se utilizarán los recursos del cargo adicional del cargo de servicio público descontando USD 100 millones del BSE.
- Recursos fiscales.
- Cargos de neutralidad fiscal.

El Mecanismo podrá lograr su objetivo de estabilización mediante distintos mecanismos (Instrumentos de cobertura, como contratos de derivados o de opción, determinación de un tope de alza financiando la diferencia, otros instrumentos financieros o seguros).

En caso de que se inyecten recursos fiscales, para que exista neutralidad fiscal en el largo plazo, se podrá incorporar cargos de neutralidad fiscal en los siguientes semestres, determinados de manera conjunta por el Ministerio de Energía y el Ministerio de Hacienda.

5.6 Análisis de Factibilidad

En esta sección se realiza un análisis de la factibilidad económica, política y técnica de cada uno de los mecanismos propuestos en las secciones 5.1 a 5.5.

5.6.1 Normalización Tarifaria, Pago Deuda y Cargo MPC

Factibilidad Política de Aprobación: La propuesta permite finalizar la acumulación de deuda a empresas generadoras al traspasar la tarifa real y reconocer los costos reales de suministro. Por otro lado, el financiamiento de este mecanismo proviene del Cargo Adicional al Cargo por Servicio Público (aprobado por la Ley 21.472), de un Cargo MPC de 10 CLP / kWh que no significa un aumento sustancial de las tarifas y de préstamos fiscales, los cuales serán recuperados en los semestres siguientes a medida que exista una situación excedentaria de fondos o al final del período. Por último, la Comisión de Minería y Energía del Senado ha manifestado que desea encontrar una solución al problema de estabilización tarifaria con urgencia. De esta forma, la propuesta se evalúa con la mayor calificación de factibilidad política de aprobación.

Factibilidad Económica de Implementación: La propuesta permite pagar los saldos originados por la ejecución de ambos mecanismos de estabilización dentro de los plazos estipulados, proyectando que a final del periodo se podrá realizar los pagos restantes de la deuda MPC con holgura. Adicionalmente, se opta por la fijación de cargo MPC más alto dentro de las sensibilidades realizadas y se diseña un mecanismo que permite ajustar el cargo en caso de que se generen cambios abruptos en el tipo de cambio. De esta forma, la propuesta se evalúa con la mayor calificación de factibilidad económica de implementación.

Factibilidad Técnica de Implementación: La propuesta resuelve los problemas de implementación observados en la ejecución del mecanismo MPC. Se define previamente la mecánica de actualización de precios en cada fijación tarifaria y se establece un Cargo MPC fijo para pagar la deuda, lo cual facilita la publicación de los próximos Decretos PNP, los cuales fueron retrasados durante la vigencia del MPC debido a la decisión política de traspasar o no las alzas a clientes regulados presupuestadas. Asimismo, la implementación de la propuesta se realiza mediante modificaciones a la Ley 21.472 y al reglamento MPC, no requiriéndose generar nuevos procesos que pudiesen retrasar el inicio del mecanismo.

5.6.2 Bono Social Eléctrico (BSE)

Factibilidad Política de Aprobación: El diseño de una solución al problema de estabilización tarifaria debe hacerse cargo de un segmento de la población que requiere de un precio protegido para al menos el consumo básico de una familia. La propuesta de BSE posee una focalización triple en la que se beneficia a clientes con tarifa BT1, inscritos en el Registro Social de Hogares y con un límite de consumo eléctrico básico, otorgando una solución al objetivo de política pública planteado en la sección 2. Este mecanismo es un requisito para la aprobación de la propuesta de la sección 5.6.1, por lo que se evalúa con la mayor calificación de factibilidad política de aprobación.

Factibilidad Económica de Implementación: El BSE es financiado en partes igual por el Cargo Adicional al Cargo por Servicio Público y por inyecciones fiscales. Se proyecta que la recaudación del cargo logre acumular los 100 millones de dólares para financiar el mecanismo con holgura. Por otro lado, en base a conversaciones entre el Ministerio de Energía y Ministerio de Hacienda, se visualiza como poco probable que el fisco facilite los recursos necesarios presentes en la propuesta. En consiguiente, la factibilidad económica de implementación de este mecanismo es media.

Factibilidad Técnica de Implementación: La aplicación del Bono Social Eléctrico se realizará mediante la billetera electrónica, un mecanismo que ha sido utilizado por el Estado para prestar servicios similares con bastante éxito. A su vez, la focalización de clientes se realizará utilizando las bases de datos del Registro Social de Hogares, las cuales son actualizadas regularmente. La ejecución del BSE está sujeta a la creación de un Decreto conjunto del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, del Ministerio de Energía y del Ministerio de Hacienda, lo que podría retrasar su implementación. En conclusión, la factibilidad técnica de implementación de este mecanismo es alta.

5.6.3 Mecanismo de Estabilización

Factibilidad Política de Aprobación: Es crucial para la implementación de este mecanismo que exista un acuerdo entre el Ministerio de Energía y el Ministerio de Hacienda para proveer de fondos fiscales. Debido a que actualmente los recursos fiscales se encuentran exigidos y no existen holguras para financiar nuevos mecanismos, se dificulta que exista un consenso político para proceder con la implementación de un mecanismo de estabilización. En consiguiente, la factibilidad política de implementación de este mecanismo es media.

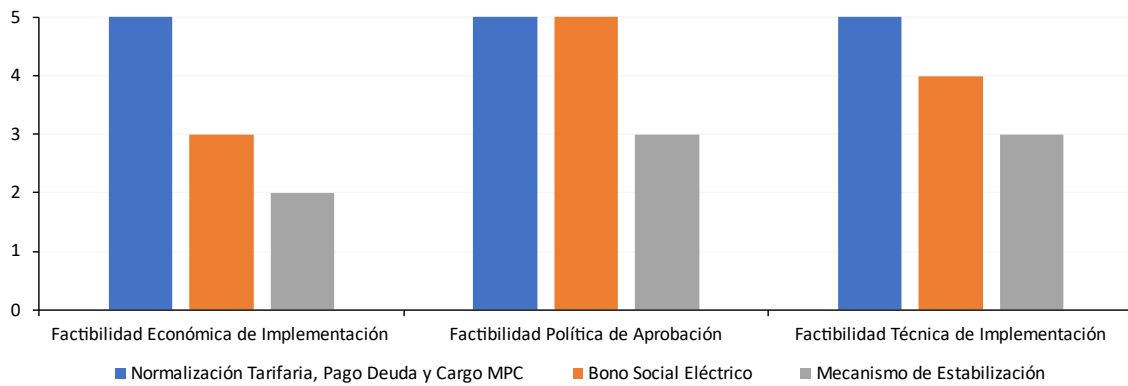
Factibilidad Económica de Implementación: Este mecanismo, al igual que el BSE, fue diseñado para ser financiado utilizando 100 millones de dólares del Cargo Adicional al Cargo por Servicio Público y por inyecciones fiscales, pero los 100 millones del Cargo comenzarán a estar disponibles a partir de 2028, una vez finalice el pago de la deuda del PEC. Dado que este mecanismo posee menor prioridad que la implementación del Bono Social Eléctrico, se estima que será menos probable disponer de

los recursos fiscales necesarios para su correcta implementación. De esta forma, la factibilidad económica de implementación de este mecanismo es baja.

Factibilidad Técnica de Implementación: La implementación del mecanismo de estabilización de tarifas se realizará mediante distintos mecanismos de cobertura, como contratos de opción; topes de alzas tarifarias; seguros; etc. Aún no se encuentra definida la estrategia que se utilizará para implementar este mecanismo y requiere de la creación de reglamentos que regulen su funcionamiento, lo que afecta su factibilidad técnica de implementación. De esta forma, la factibilidad técnica de implementación de este mecanismo es media.

Por último, se presenta un gráfico que resume los análisis de factibilidad de las propuestas en los ámbitos económico, político y técnico.

Figura 4-1. Análisis de Factibilidad de las Propuestas



Fuente: VNE

6. IMPACTOS

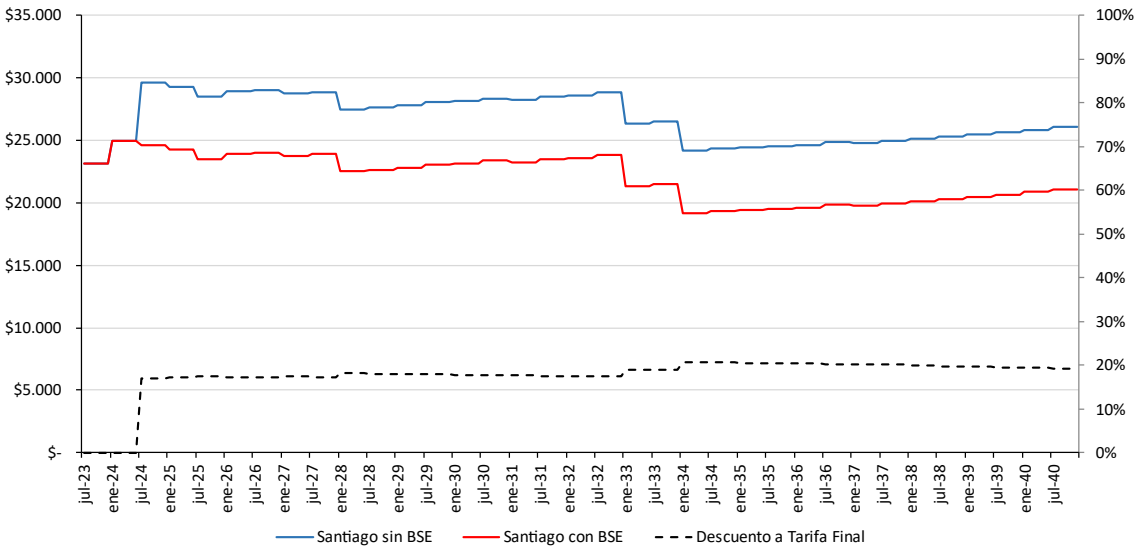
En la siguiente sección se presentan los impactos proyectados de la aplicación del BSE y de la propuesta de normalización tarifaria y pago de la deuda de los mecanismos de estabilización.

6.1 Impactos del Bono Social Eléctrico

En esta sección se presentan los impactos de la aplicación de un ejemplo del Bono Social Eléctrico. El ejemplo consiste en que la regulación utilice USD 200 millones, financiados por el cargo adicional de cargo por servicio público y recursos fiscales en partes iguales, para apoyar a un total de 3.000.000 de beneficiarios. Este escenario fue simulado para una cuenta tipo de 180 kWh/mes en la comuna de Santiago, en el cual el BSE cubre los primeros 145 kWh de la familia beneficiaria y proyectando un tipo de cambio de 900 CLP/USD.

Figura 5-1. Ejemplo de impacto sobre tarifa tipo del BSE

Tarifa Final - Caso 3 Millones de Beneficiarios - Tipo de cambio 900



Fuente: VNE

Adicionalmente, la siguiente tabla resume el porcentaje de descuento de la cuenta final para un consumo de 180 kWh/mes en Santiago considerando distintos escenarios de proyección de tipo de cambio y cantidad de beneficiarios alcanzados por el BSE.

Tabla 5-1. Descuento sobre tarifa final por BSE para cuenta tipo de 180 kWh/mes en Santiago

N° Beneficiarios	200 MM USD		
	Tipo de Cambio		
	800	850	900
1.000.000	13.333	14.167	15.000
2.000.000	6.667	7.083	7.500
3.000.000	4.444	4.722	5.000
4.000.000	3.333	3.542	3.750
N° Beneficiarios	800	850	900
1.000.000	-51%	-51%	-51%
2.000.000	-25%	-25%	-25%
3.000.000	-17%	-17%	-17%
4.000.000	-13%	-13%	-13%

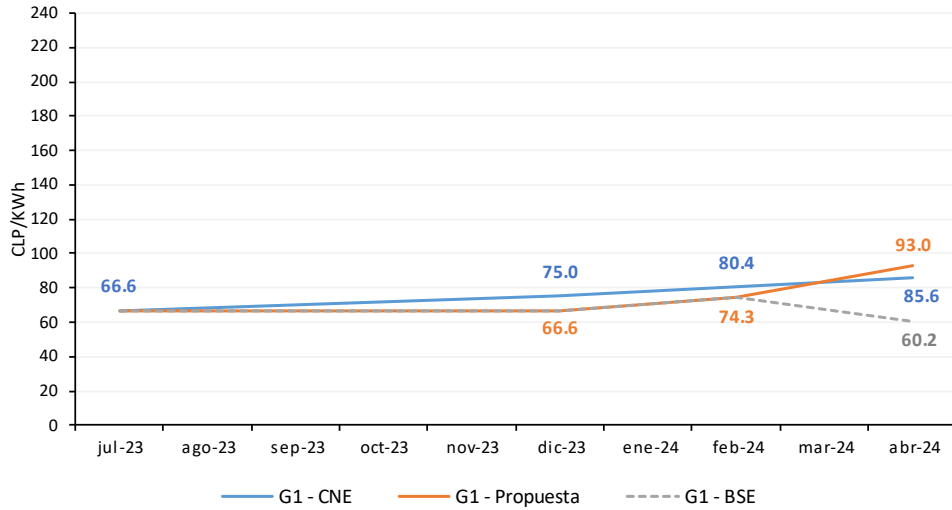
Fuente: VNE

6.2 Impactos de normalización tarifaria

En esta sección se muestran los impactos de la propuesta de normalización tarifaria para cada tramo de clientes definidos en la ley 21.472 y se realiza una comparación con la proyección de precios que publicó la CNE en su informe técnico preliminar de PNP en agosto de 2023.

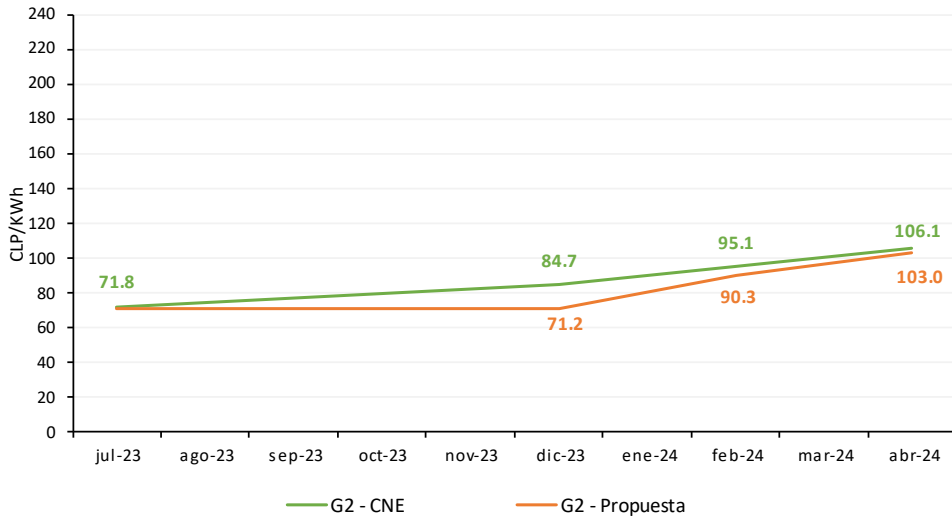
En primer lugar, se muestra el efecto de la propuesta para clientes cuyo consumo promedio mensual es inferior a 350 kWh/mes. Este tramo incluye a los beneficiarios del BSE, por lo que, se incluye el precio de la energía traspasable a este grupo de clientes luego de aplicar el descuento del BSE. Este escenario de BSE es equivalente al mostrado en la sección anterior, donde se considera que el BSE es utilizado para alcanzar a 3.000.000 de beneficiarios y se simula una cuenta tipo de 180 kWh/mes con un tipo de cambio de 900 CLP/USD. Luego, se muestra el efecto para los clientes con un consumo medio ubicado entre 350 y 500 kWh/mes y, por último, se visualizan los precios proyectados para los clientes regulados con consumos superiores a 500 kWh/mes. Estas proyecciones fueron realizadas con un tipo de cambio de 900 CLP/USD.

Figura 5-2. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo inferior a 350 kWh/mes.



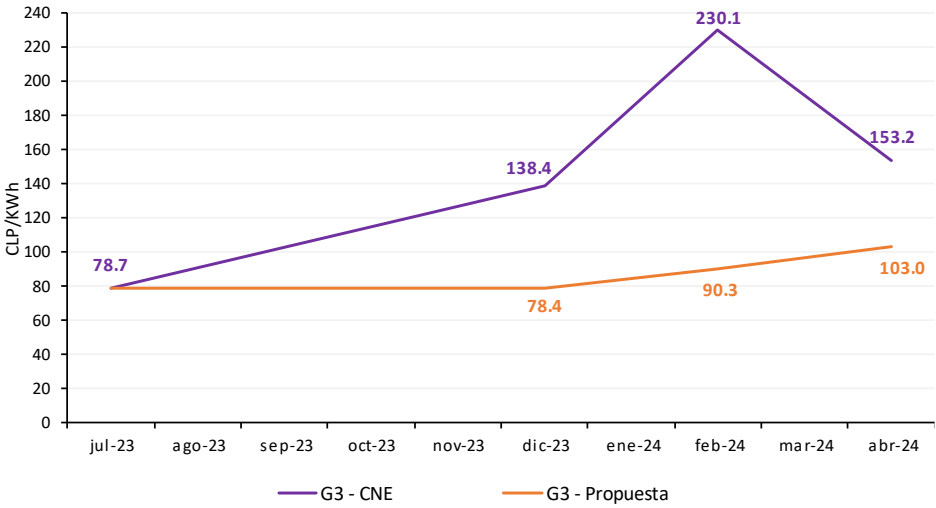
Fuente: VNE

Figura 5-3. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo entre 350 kWh/mes y 500 kWh/mes.



Fuente: VNE

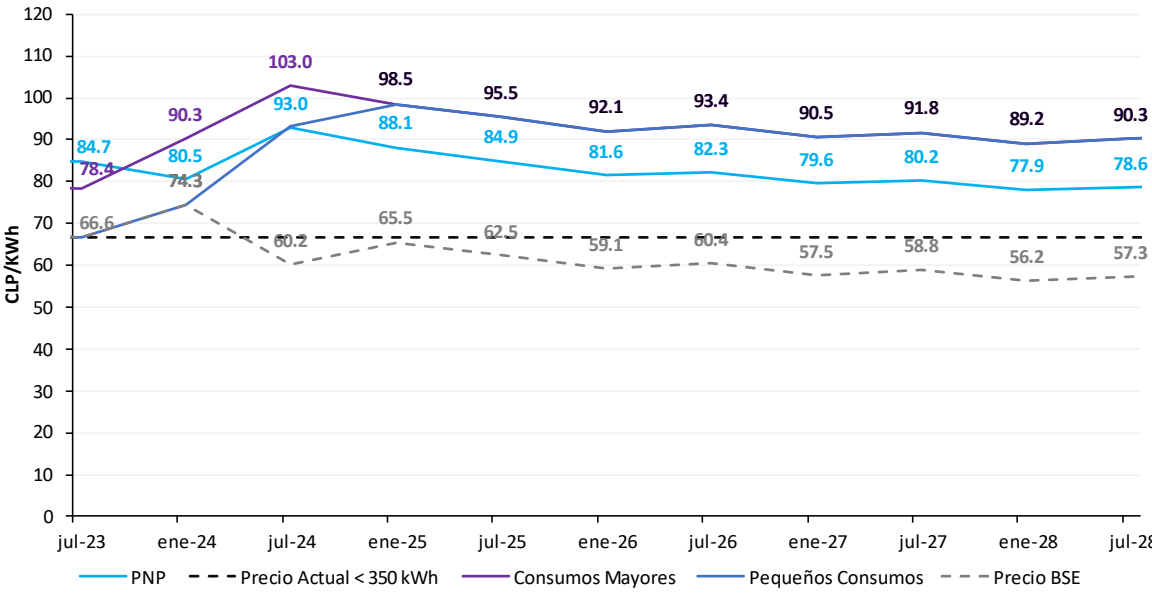
Figura 5-4. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo superior a 500 kWh/mes.



Fuente: VNE

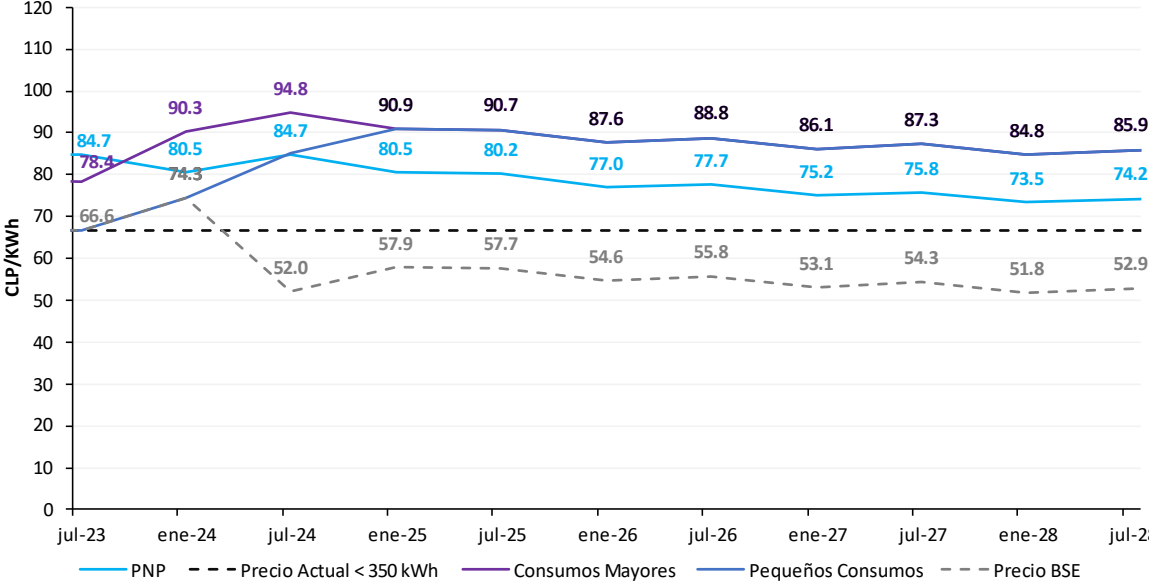
Para finalizar, se proyectan los precios a traspasar a cada tramo de clientes regulados y a los beneficiarios del BSE en el largo plazo, asumiendo un tipo de cambio de 900 CLP/USD. Además, se incluye el mismo gráfico variando el tipo de cambio, mostrando las proyecciones para los tipos de cambio de 850 y 800 CLP/USD.

Figura 5-5. Proyección de precios de clientes regulados en el largo plazo (TC: 900 CLP/USD).



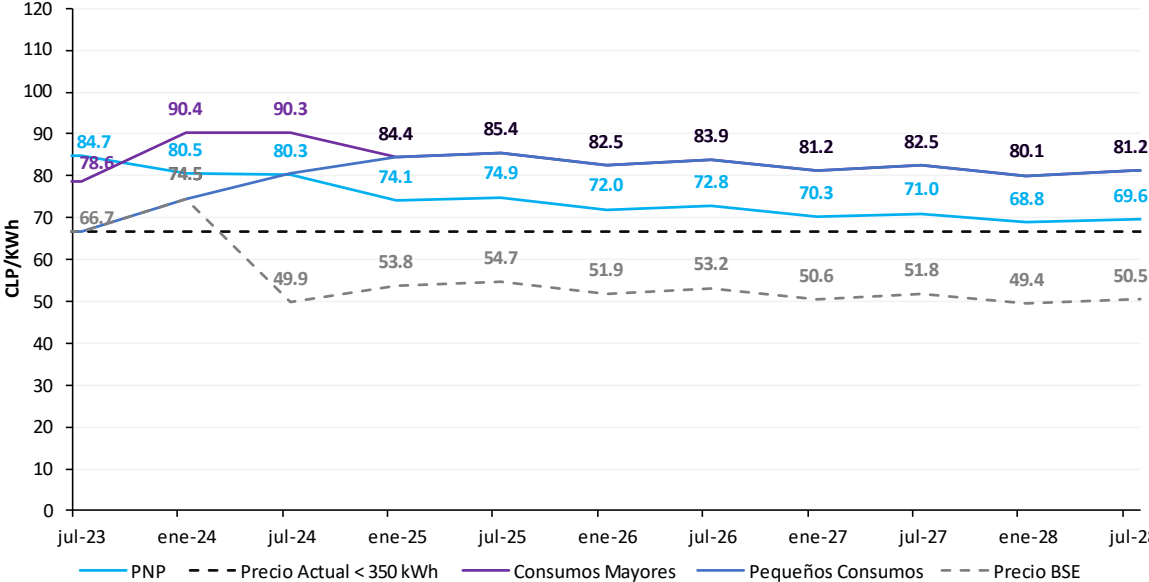
Fuente: VNE

Figura 5-6. Proyección de precios de clientes regulados en el largo plazo (TC: 850 CLP/USD).



Fuente: VNE

Figura 5-7. Proyección de precios de clientes regulados en el largo plazo (TC: 800 CLP/USD).



Fuente: VNE

7. INSUMOS PARA INFORME DE IMPACTO REGULATORIO

7.1 Introducción

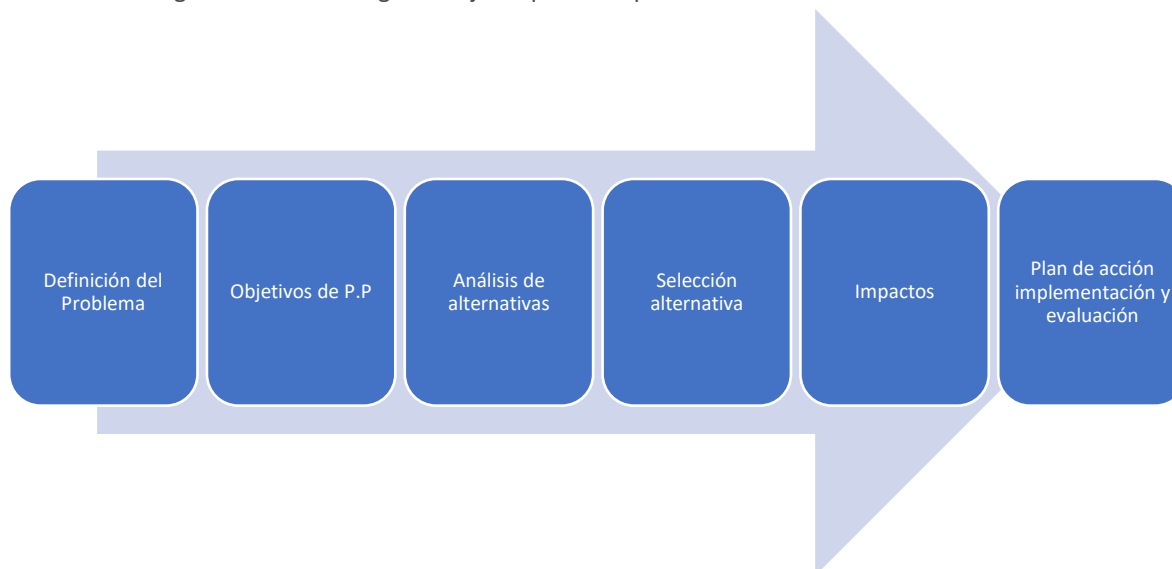
Los mecanismos de estabilización de tarifas regulados en la Ley N° 21.185 de 2019 o “Ley PEC” y en la ley 21.472 o “Ley MPC”, de 2022, han mostrado debilidades desde el punto de vista de su sostenibilidad en el tiempo, ya que sus límites dependen fuertemente de la variación del tipo de cambio (CLP/USD) y de los precios internacionales de los combustibles, variables exógenas que no pueden ser controladas por la autoridad. Asimismo, la complejidad de su tratamiento regulatorio ha generado demoras en su implementación, lo que se ha traducido en una mayor acumulación de deuda en el corto plazo.

De esta manera, los mecanismos implementados han generado un esquema de congelamiento de tarifas, con la consiguiente acumulación de deuda y, finalmente, el traspaso de los límites máximos de endeudamiento, lo que hace insostenible su mantención en el tiempo.

Por otra parte, los efectos antes reseñados implicarían para la actualización de tarifas correspondiente al año 2023, alzas en las cuentas eléctricas de enorme magnitud, lo que se escapa de los fines para los cuales fueron diseñados ambos mecanismos.

Así pues, se requiere un nuevo diseño de mecanismo que permita enfocarse en proteger a las familias que requieren un soporte desde la política pública y que permita hacer una transición entre los esquemas vigentes al nuevo modelo.

Figura 7-1. Marco Lógico: Mejores prácticas para elaboración de Políticas Públicas



Fuente: Elaboración propia en base a recomendaciones para la elaboración de un Informe de Impacto Regulatorio del informe “Guía Chilena para una buena regulación” – Ministerio de Economía, 2019.

7.2 Definición del problema

A continuación, se describen los principales problemas identificados a los que apunta a resolver esta propuesta:

- Tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro, lo que genera una distorsión de mercado.
- La acumulación de deuda debido a los mecanismos de estabilización ha alcanzado niveles insostenibles para un mercado de generación sano.
- El nivel de precio de las tarifas vigentes es elevado para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.
- Existe una extemporaneidad en la publicación de los Decretos Tarifarios.
- La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.

7.2.1 Magnitud del problema

Para establecer la magnitud del problema es necesario cuantificar el número de afectados por los mecanismos de estabilización.

Los afectados podemos definirlos como los clientes regulados que, habiendo sido protegidos por los mecanismos de estabilización, han acumulado una deuda con las empresas suministradoras afectas a las leyes 21.185 y 21.472.

De esta forma, se presenta la siguiente tabla que contiene la población asociada a hogares según Tramos CSE simulada por el Ministerio de Energía y tramos establecidos en el mecanismo MPC.

Tabla 7.2-1. Tramos calificación socioeconómica y tramos Ley 21.472

TRAMOS LEY 21.472	TRAMOS CALIFICACIÓN SOCIOECONÓMICA SIMULADA POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA							
	1 (0-40%)	2 (41-50%)	3 (51-60%)	4 (61-70%)	5 (71-80%)	6 (81-90%)	7 (91-100%)	Total
1 (0-350 kWh)	6.707.666	1.808.134	1.768.750	1.670.862	1.613.139	1.493.623	1.102.302	16.164.476
2 (350 - 500 kWh)	208.419	83.406	119.700	116.794	122.304	159.166	272.337	1.082.126
3 (500- 1000 kWh)	27.606	12.679	10.186	15.743	11.683	20.270	79.764	177.931
4 (1000 - 5000 kWh)	81.996	28.060	30.890	32.934	24.596	26.824	19.721	245.021
Total	7.025.687	1.932.279	1.929.526	1.836.333	1.771.722	1.699.883	1.474.124	17.669.554

Fuente: Ministerio de Energía

7.2.2 Tarifas vigentes de clientes regulados no reflejan el costo real del suministro

Hasta 2019, en el mercado de energía de clientes regulados del sistema eléctrico chileno los precios de energía y potencia reflejaban los costos de proveer el suministro, los que corresponden al precio medio ponderado de los contratos de suministro de clientes regulados que se han suscrito entre empresas generadoras (suministradores) y empresas distribuidoras, que se encuentren vigentes (en términos legales, esto se conoce como el Precio de Nudo Promedio, PNP).

Los mecanismos de estabilización modificaron transitoriamente esta regla, determinando que el precio por energía y potencia correspondería a los niveles determinados en la regulación, constituyéndose la diferencia en una deuda a favor del suministrador, con diferentes características según ésta se hubiese generado bajo la ley 21.185 o la ley 21.472.

En efecto, el PNP o actual se encuentra aproximadamente en **66,6** CLP/kWh para los clientes regulados que poseen un consumo promedio mensual inferior a 350 kWh/mes; para los clientes regulados con un consumo promedio mensual superior a 350 kWh/mes e inferior a 500 kWh/mes el precio que pagan actualmente es de **71,8** CLP/kWh aproximadamente y, para aquellos clientes que poseen un consumo promedio mensual superior a 500 kWh/mes, el precio que se les traspasa actualmente corresponde a **78,7** CLP/kWh aproximadamente⁷.

Por otro lado, si nos encontrásemos en un régimen sin mecanismos de estabilización y si los Decretos de precio de nudo promedio se hubiesen publicado en las fechas que estipula la Ley General de Servicios Eléctricos, el precio de nudo promedio que se estaría traspasando a clientes regulados sería de **104** CLP/kWh⁸ aproximadamente.

7.2.3 Acumulación de Deuda

Desde el mes de octubre de 2019, los suministradores han recibido menos recursos que los que deberían haber recibido de haberse traspasado los precios reales (PNP), lo que ha generado problemas de flujo de caja previstos por los suministradores. El primer mecanismo de estabilización de precios (PEC) alcanzó su límite de acumulación de deuda a principios de 2022, el cual corresponde a USD 1.350 millones. Adicionalmente, mientras se tramitaba el segundo mecanismo de estabilización de precios (MPC), se siguieron acumulando saldos por el PEC, los cuales son

⁷ Los precios calculados para cada tramo se obtienen del promedio ponderado entre los precios de la energía publicados en el Decreto 16T de 2022 para cada empresa distribuidoras y su demanda proyectada para el segundo semestre de 2023.

⁸ Este precio corresponde a una estimación del precio de nudo promedio para el segundo semestre de 2023 obtenida mediante el promedio ponderado del precio de la energía de cada empresa distribuidora y su demanda proyectada utilizando el tipo de cambio tarifario correspondiente (862 CLP/USD). Este precio no considera reliquidaciones por diferencias de facturación.

catalogados como “Exceso de Saldos” y equivalen a USD 416 millones⁹ a junio de 2022. Estos “Excesos de Saldos” son contabilizados en el saldo del MPC según estipula la Ley 21.472.

Producto de la aplicación del MPC y del atraso en la publicación de Decretos causado por la compleja tramitación de la Ley, este mecanismo de estabilización ha continuado generando deuda a las empresas suministradoras de energía. Adicionalmente, las empresas distribuidoras son aquellas que deben informar los montos no recaudados para la emisión de Documentos de Pago, mediante los cuales se reconoce el saldo por pagar a cada empresa suministradora de energía. Las empresas distribuidoras han tenido problemas para contabilizar los montos mencionados, debido a la nueva mecánica de reconocimiento de deuda que impuso la Ley, por lo que se han generado atrasos considerables en la emisión de los mencionados Documentos de Pago.

La deuda total a empresas generadoras está compuesta por el Beneficio al Cliente Final. Se estima que a diciembre de 2023 la deuda acumulada debido a la aplicación del MPC sea de aproximadamente USD 2.650 millones¹⁰ (considerando los intereses que aplican a los saldos del MPC).

En conclusión, se estima que la deuda que se habrá acumulado a diciembre de 2023 por los mecanismos de estabilización de precios y que debe solventarse a las empresas suministradoras de energía de clientes regulados corresponderá aproximadamente a **USD 4.000 millones** (USD 1.350 PEC millones + USD 2.650 millones MPC).

7.2.4 Tarifas vigentes elevadas para solventar un consumo eléctrico básico a un conjunto de familias vulnerables del país.

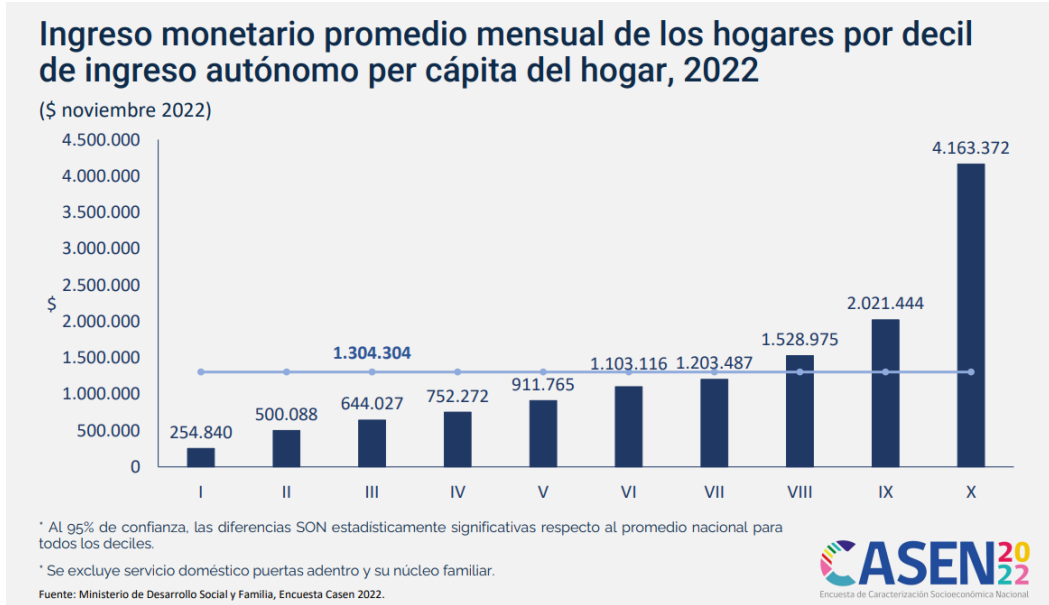
El nivel de precios de la energía que se observa actualmente es elevado para un conjunto de familias vulnerables del país. Para algunos países de la OCDE, se ha declarado que el **gasto en energía** admisible para una familia no debiese superar un **10% de su ingreso monetario promedio**. Esta sección permite demostrar que el gasto en electricidad de los hogares en Chile se encuentra en niveles preocupantes para las personas más pobres del país.

La encuesta CASEN 2022 muestra el ingreso monetario promedio mensual de los hogares por decil de ingreso autónomo per cápita del hogar.

⁹ Exceso Saldos contabilizados SEN entre octubre 2021 y junio 2022 + Sistemas Medianos entre septiembre 2021 y junio 2022. Valor publicado en Tabla 3 del Decreto 16T de 2022.

¹⁰ Este monto considera las diferencias de facturación, diferencias por atraso de Decretos y diferencias por compras. Las diferencias de facturación y atraso de decretos fueron calculadas utilizando el modelo MPC con el que cuenta la consultora. Las diferencias por compra fueron obtenidas de los Balances de Transferencias Económicas de Empresas Distribuidoras de las bases del Coordinador Eléctrico Nacional.

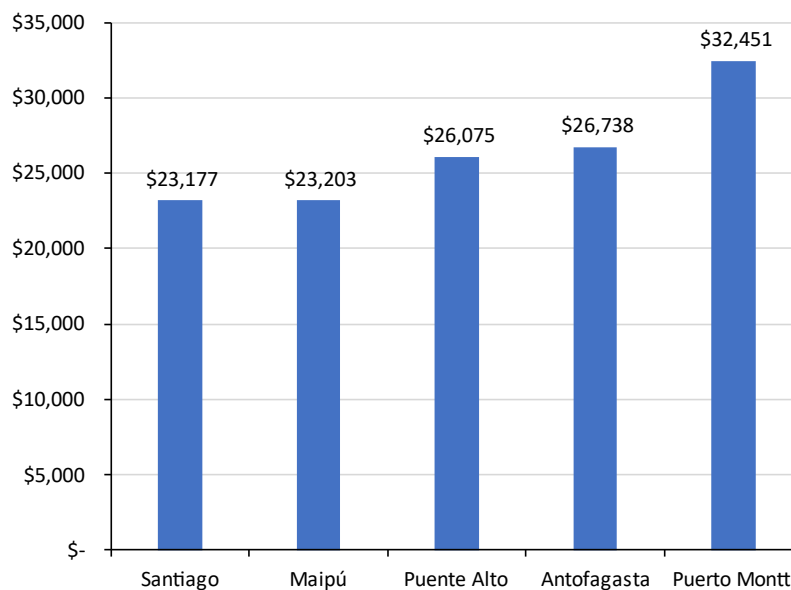
Figura 7.2-2. Ingreso monetario promedio mensual del hogar por decil



Fuente: CASEN 2022

La cuenta final que pagan las familias actualmente es elevada, la siguiente figura muestra el precio que debe pagar por el suministro de energía una familia con un consumo de energía promedio, el cual equivale a 180 kWh/mes

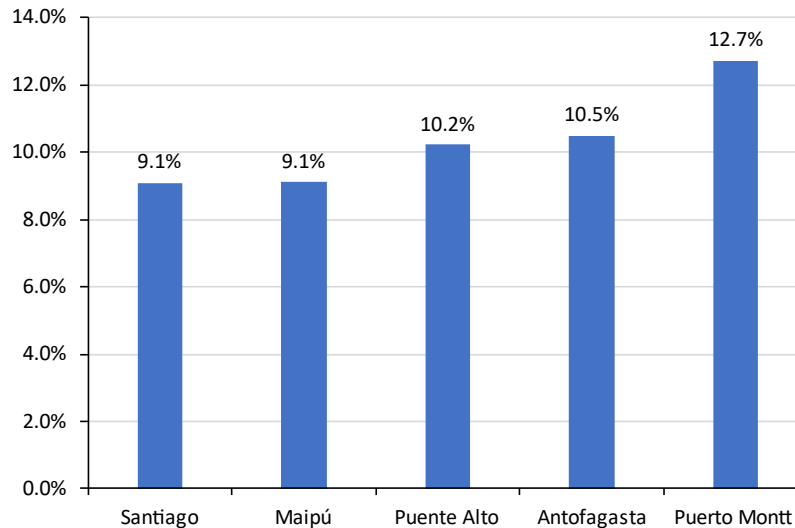
Figura 7.2-3. Tarifa final para familia con consumo mensual de 180 kWh.



Fuente: VNE

De esta forma, se obtiene la proporción del gasto en electricidad de una familia perteneciente al primer decil sobre su ingreso monetario promedio.

Figura 7.2-4. Proporción de gasto eléctrico sobre ingreso monetario promedio para el primer decil



Fuente: VNE

Es posible observar que el gasto en electricidad para una familia correspondiente al primer decil en Chile se encuentra en valores cercanos al **10%** de su ingreso monetario promedio. Por consiguiente, la situación actual en Chile es preocupante, las tarifas vigentes implican un gasto superior a los niveles que declaran países de la OCDE como aceptados, al considerar que el gasto en energía cercano al 10% incluye también costos no cubiertos por la electricidad, tales como la calefacción a leña o gas.

7.2.5 Existe un incumplimiento grave del proceso legal establecido para determinar las tarifas reguladas.

El artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que los Decretos de precio de nudo promedio tendrán una vigencia semestral. Durante la vigencia del Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente se ha incurrido en constantes retrasos en la publicación de estos Decretos, alcanzando retrasos superiores a 9 meses respecto a su fecha correspondiente. A continuación, se resumen los retrasos observados:

- **Decreto 9T correspondiente a la fijación del primer semestre de 2022:** Este Decreto fue publicado en el Diario Oficial el 17 de junio de 2022, 6 meses después de su fecha correspondiente.

- **Decreto 16T correspondiente a la fijación del segundo semestre de 2022:** Este Decreto fue publicado en el Diario Oficial el 12 de abril de 2023, 9 meses después de su fecha correspondiente.
- **Decreto correspondiente a la fijación del primer semestre de 2023:** Este Decreto aún no ha sido publicado y su Informe Técnico Preliminar fue publicado en agosto de 2023.

La falta de regularidad en la actualización de las tarifas ha incrementado la acumulación de saldos, generando mayores complejidades de la actualización del proceso tarifario.

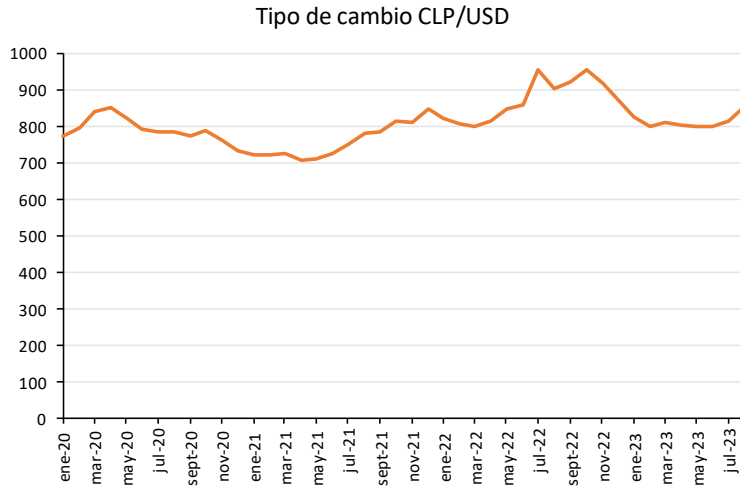
Adicionalmente, estos retrasos introducen riesgos a los inversionistas que se internalizarán en los procesos futuros de licitaciones, por lo que podrán generar mayores precios que serán traspasados a los clientes regulados.

7.2.6 La actualización de tarifas depende de variables exógenas no controlables por el regulador, lo cual genera problemas políticos periódicos.

La regulación vigente establece que los precios a traspasar a clientes regulados dependen de contratos de largo plazo que son pactados en las licitaciones de suministro, las cuales son diseñadas, coordinadas y dirigidas por la Comisión Nacional de Energía. Estos contratos son acordados con un precio en dólares, y deben ser actualizados en cada fijación tarifaria por la variación del índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI) y, en algunos casos, por la variación de precios de combustibles.

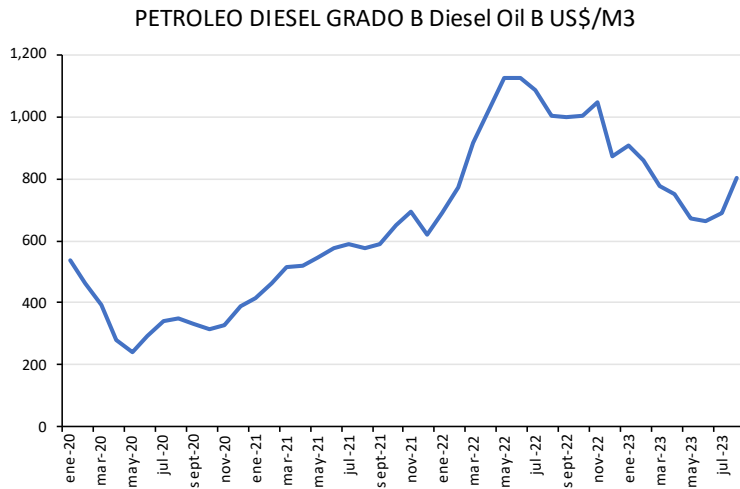
Debido a esto, el precio final a traspasar a clientes regulados posee una gran dependencia de la variación de variables exógenas que no pueden ser controlables por el regulador. Estas variables han presentado fuertes variaciones en los últimos años, generando grandes fluctuaciones en el precio real que debe traspasarse a clientes regulados en un régimen sin mecanismos de estabilización, lo que se ha traducido en una mayor acumulación de deuda para estos mecanismos. Las siguientes figuras demuestran la variación de estas variables exógenas desde el comienzo de los mecanismos de estabilización:

Figura 7.2-5. Variación del tipo de cambio.



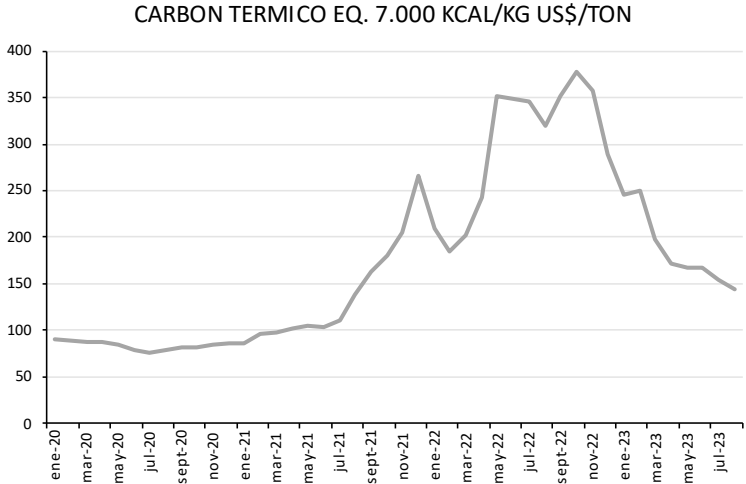
Fuente: Dólar observado INE

Figura 7.2-6. Variación precio diésel.



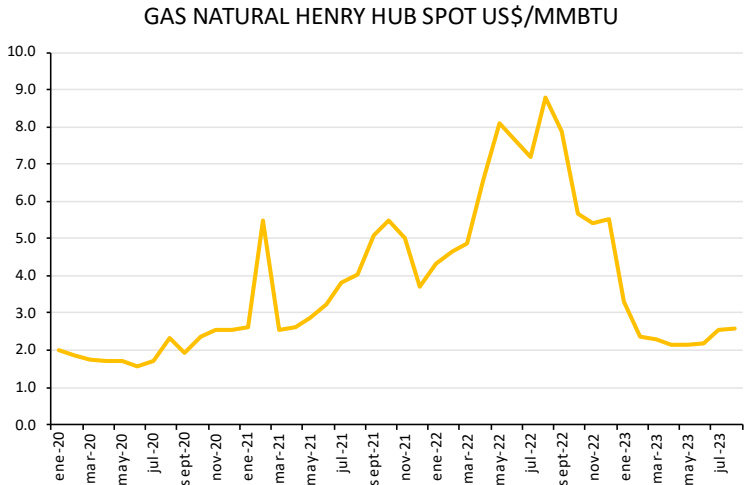
Fuente: CNE

Figura 7.2-7. Variación precio carbón.



Fuente: CNE

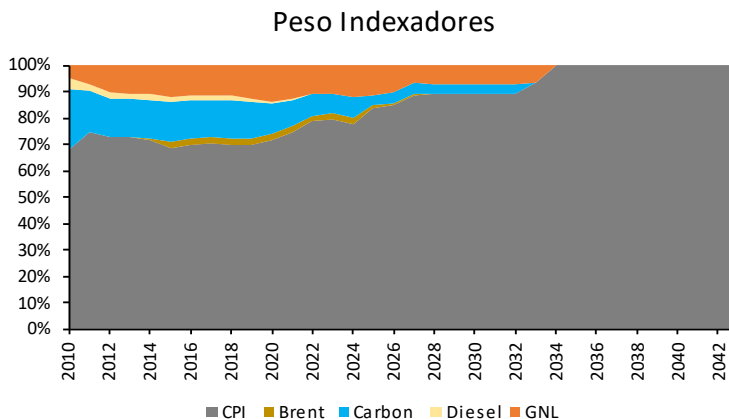
Figura 7.2-8. Variación precio GNL.



Fuente: CNE

Adicionalmente, el siguiente gráfico muestra la evolución de la dependencia de los contratos regulados sobre cada tipo de combustible:

Figura 7.2-9. Dependencia de contratos regulados de cada indexador.



Fuente: VNE

El problema radica en que la regulación actual no contempla un mecanismo que permita a la autoridad tomar decisiones políticas que permitan aminorar el impacto de fluctuaciones de corto plazo del tipo de cambio y precios internacionales de combustibles.

7.3 Objetivos

Los principios identificados para dar solución al problema son:

- 1) Se requiere volver a una **normalización del proceso tarifario** en el más breve plazo y de manera simple.
- 2) La tarifa debe reflejar los **costos reales de suministro**.
- 3) Se debe **resolver de manera simple y rápida el problema de liquidez** de las empresas suministradoras que han soportado los mecanismos PEC y MPC.
- 4) Existe un segmento de la población que, dados sus ingresos y el costo del kWh, **requiere de un precio protegido** al menos para el consumo base de una familia, el cual debe ser financiado total o parcialmente por el Estado y por los clientes finales.
- 5) **Las fluctuaciones debiesen ser tratadas con un instrumento que le permita al Gobierno tener flexibilidad** para tomar decisiones de carácter político, con financiamiento total o parcial del Estado, el cual pueda ser neutro fiscalmente en el largo plazo.

7.4 Alternativas

En esta sección se presentan las alternativas estudiadas para enfrentar el problema definido. En primer lugar, se presenta un análisis de las medidas que han tomado otros países para enfrentar problemas asociados a crisis energéticas. Luego, se entrega un análisis de mecanismos estudiados para estabilizar los precios de clientes regulados en Chile.

7.4.1 Benchmark internacional para mecanismos de estabilización y subsidios

En esta sección se describen los mecanismos de estabilización de precios de la energía eléctrica que han instaurado países de Latinoamérica en las últimas décadas. Luego, se estudian los subsidios que se han creado en países de Latinoamérica. Por último, se analizan las medidas impartidas por países de Europa para enfrentar la crisis energética originada por el conflicto de guerra entre Rusia y Ucrania.

7.4.1.1 Mecanismos de estabilización

7.4.1.1.1 Uruguay

Decreto 422/2011:

El decreto tiene en cuenta varios considerandos y puntos resultantes, y luego pasa a decretar los siguientes aspectos relacionados con el Fondo de Estabilización Energética:

1. Los aportes al Fondo se realizarán mediante transferencias de Rentas Generales, ya sea recaudadas directamente por el Gobierno o a través de versiones realizadas por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas con ese destino específico.
2. Define diferentes términos y conceptos utilizados en el cálculo del fondo, como generación hidráulica real, generación hidráulica esperada, límite inferior hidráulico, costo esperado de la energía prevista, entre otros.
3. Los aportes anuales al Fondo se calcularán en función de los valores de generación hidráulica real anual o trimestral y estarán sujetos a rangos determinados en relación con la generación hidráulica esperada.
4. Se establece la utilización del Fondo de Estabilización Energética por parte de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas si la generación hidráulica real trimestral es menor o igual al límite inferior hidráulico.
5. Se encomienda a la Corporación Nacional para el Desarrollo celebrar un contrato de fideicomiso con la Corporación Nacional Financiera de Fondos de Inversión para la administración del Fondo de Estabilización Energética, siendo beneficiaria la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.
6. Se establecen los plazos, moneda y procedimientos para los aportes y usos del Fondo.
7. Se determina que la fiduciaria, con el asesoramiento del Banco Central del Uruguay, invertirá los recursos del Fondo en valores de los activos externos de reserva.

8. Se otorgan facultades para que el Fideicomiso pueda convertirse en fideicomiso financiero para emitir Títulos Valores y contraer empréstitos, en caso de que los recursos del Fondo sean insuficientes para cubrir la deuda.
9. Se prevé la elaboración de informes anuales para evaluar el desempeño del Fondo de Estabilización Energética y asegurar el cumplimiento de sus objetivos.

En resumen, el decreto establece las condiciones y el funcionamiento del Fondo de Estabilización Energética en Uruguay, con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos en la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y en las finanzas públicas.

02/12/2014:

El Fondo de Estabilización Energética (FEE) es un mecanismo establecido por el Gobierno de Uruguay para reducir el impacto de la sequía en las finanzas del Gobierno y de la compañía eléctrica estatal (UTE). Uruguay depende en gran medida de la energía hidroeléctrica, y durante períodos de sequía, la generación de electricidad se vuelve más costosa, lo que afecta las finanzas tanto de UTE como del Gobierno.

Para mitigar este riesgo, el Gobierno ha establecido una estrategia de gestión de riesgos que incluye el Fondo de Estabilización Energética. El FEE acumula fondos en condiciones favorables y los transfiere a UTE cuando las condiciones climáticas son adversas. Esto ayuda a cubrir los gastos necesarios y limita los préstamos cuando los costos de generación de electricidad son altos debido a la sequía.

Para asegurarse de que el FEE tenga suficiente liquidez en todo momento, se implementó un mecanismo de financiamiento contingente que se activa cuando los fondos del FEE caen por debajo de un nivel específico debido a condiciones climáticas adversas. El Banco Mundial aprobó un préstamo de \$200 millones para apoyar esta iniciativa, con una opción de financiamiento contingente para cumplir con las necesidades del Gobierno.

Esta estructura híbrida de financiamiento es una forma innovadora de apoyar un fondo de estabilización y ayuda a mitigar el impacto de los altos costos de generación de electricidad en las finanzas de UTE y del Gobierno. También contribuye a reducir la volatilidad de las tarifas eléctricas. Esta iniciativa podría ser replicada en otros países como una herramienta adicional para apoyar fondos de estabilización.

21/03/2018:

El Gobierno de Uruguay envió un proyecto de ley al Parlamento para transferir los excedentes del Fondo de Estabilización Energética (FEE) a Rentas Generales. Argumentan que el resguardo del fondo ya no es necesario debido a la nueva matriz energética y la menor dependencia de la generación hidroeléctrica. El valor óptimo del fondo se establece en unos US\$ 120 millones, y como

actualmente tiene US\$ 297 millones, se propone transferir unos US\$ 177 millones a Rentas Generales.

La oposición planteó destinar ese dinero a rebajar la tarifa eléctrica de UTE, pero el Gobierno argumenta que el fondo no es suficiente para mantener una baja de tarifas a largo plazo. El FEE se formó con parte de las utilidades de UTE y se usaba para enfrentar sequías y no ajustar las tarifas. El proyecto fue aprobado por ocho senadores y pasó al plenario para su consideración final.

Tabla 7.4-1. Evolución del saldo del Fondo de Estabilidad Energética (2011 - 31/03/2023)

Año	Saldos Expresados en \$ uruguayos	Saldos expresados en USD
2011	\$ 3,164,620,062	\$ 159,002,164
2012	\$ 13,505	\$ 696
2013	\$ 3,234,580,112	\$ 150,979,281
2014	\$ 7,425,941,966	\$ 304,729,040
2015	\$ 8,904,039,999	\$ 297,316,682
2016	\$ 8,742,900,114	\$ 297,985,689
2017	\$ 8,598,150,625	\$ 298,474,351
2018	\$ 3,524,638,134	\$ 108,764,986
2019	\$ 4,157,965,407	\$ 111,449,699
2020	\$ 1,735,850,553	\$ 40,997,887
2021	\$ 22,515,408	\$ 503,757
2022	\$ 20,354,225	\$ 507,954
mar-23	\$ 19,342,562	\$ 500,480

Como se aprecia en la tabla anterior, el saldo del FEE ha ido variando según las necesidades de Uruguay. En este sentido, en el periodo comprendido entre 2019-2020, se aprecia una notoria baja, en torno a 70 MM USD, la cual responde a las dificultades dadas por la pandemia del COVID-19. De la misma forma, producto de los efectos de la pandemia, y el aumento en los precios de la energía, es posible notar que, en 2021, el fondo disminuyó de forma abrupta sus saldos, en torno a los 40.5 MMUSD durante dicho año.

Fortalezas:

- El fondo se crea a partir de un aporte inicial de 150 millones de dólares, por la Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas a Rentas Generales.
- FEE acumula fondos en condiciones favorables y los transfiere a UTE cuando las condiciones climáticas son adversas.

Debilidades:

- Debilitamiento del FEE debido a factores externos (pandemia).
- Fondo creado para enfrentar sequías, no para ajustar la tarifa eléctrica.

7.4.1.1.2 Panamá

FONDO DE ESTABILIZACIÓN TARIFARIA (FET)

Mediante la Resolución de Gabinete 6 de 28 de enero de 2004, el Ejecutivo autorizó la suscripción de un Contrato de Fideicomiso entre el Ministerio de Economía y Finanzas y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la constitución de un Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), con el propósito de mitigar el efecto del aumento de las tarifas a los clientes finales. La ASEP es la entidad responsable de fiscalizar su aplicación. El Fideicomiso tendría una duración de 4 años, que podría extinguirse antes de la fecha, o prorrogarse. Fue prorrogado en 2008 por 4 años adicionales y así sucesivamente, siendo febrero del 2020 la fecha más actual en la que se ha prorrogado con una duración de 4 años más (hasta 2024). El Fideicomiso se concibió de tal forma que los recursos del Fondo podrían recuperarse a través de la tarifa eléctrica, si esta llegara a bajar.

El FET fue establecido inicialmente como una medida transitoria, para cubrir los efectos del costo del petróleo en el precio de la electricidad, debido al fuerte componente de generación térmica en los costos de generación de la tarifa. Este fondo inició con subsidios a todos los clientes. A partir del año 2012, el Estado ha implementado un nuevo esquema en concepto de las tarifas de energía eléctrica a los clientes finales, el cual contempla un nuevo esquema de aporte al FET, focalizándolo inicialmente para los clientes que consumen hasta 500 kWh/mes, y se estableció un plan de reducción gradual para que del año 2017 en adelante sólo fuera para clientes que consumen hasta 300 kWh (tarifa BTS1).

Cada semestre el FET varía según la tarifa y el cargo Variación por Combustible. Los montos de los aportes se establecen a través de Resoluciones de Gabinete.

Para el primer semestre de 2020, el Gobierno Nacional, a fin de mitigar el impacto económico producido como consecuencia de los efectos generados por la enfermedad infecciosa “COVID-19”, a los clientes finales regulados del servicio de electricidad, aprobó una nueva modificación de la Resolución Gabinete 60 de 2015, por la Resolución de Gabinete 19 del 31 de marzo de 2020, para otorgar un descuento extraordinario en las facturas de los clientes en concepto de Aporte del Estado.

FONDO DE COMPENSACIÓN ENERGÉTICA (FACE)

Este fondo se crea con el propósito de mantener el precio de las tarifas y compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas.

La Resolución de Gabinete 175 de 2011 aprobó que en aquellos periodos en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificadas por la ASEP resultaran superiores a la tarifa del 1 de enero al 30 de junio de 2011, se utilizaría el Fondo de Compensación Energética (FACE) para compensar esos aumentos; y en caso de que las tarifas presentadas resultaran inferiores a la tarifa de referencia, la diferencia sería devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los periodos tarifarios anteriores.

A través de la Resolución de Gabinete 2 de 5 de enero de 2016 se declara la extinción del FACE.

FONDO TARIFARIO DE OCCIDENTE (FTO)

Mediante Resolución de Gabinete 59 de 23 de junio de 2015, el Consejo de Gabinete autorizó la suscripción de otro Contrato de Fideicomiso para la constitución del Fondo Tarifario de Occidente (FTO), con la finalidad de garantizar la estabilidad de las tarifas y compensar los costos de la prestación del servicio para mitigar que los mismos fueran asumidos por los clientes finales.

A través de la Resolución de Gabinete 60 del 23 de junio de 2015, se aprobó que la tarifa eléctrica a pagar por todos los clientes finales para el segundo semestre del 2015, serían las resultantes de la actualización tarifaria conforme lo establecido en el Régimen Tarifario. Sólo en el caso de los clientes de EDECHI se les aplicaría un crédito o descuento en la factura del cliente, de manera que no hubiera incremento con respecto a la factura del primer semestre de 2015, y los montos dejados de percibir por la empresa distribuidora a través de la actualización tarifaria semestral, serían compensados con aportes del FTO. Este fondo se ha extendido hasta el 31 de diciembre de 2023.

Tabla 7.4-2. Evolución del FTO

Aportes pagados a las Empresas (En millones de B/)																											
Empresas Distribuidoras	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		
	FET	Seguro CVC	FET	Seguro CVC	FET	FACE	FET	FACE	FET	FACE	FET	FACE	FTO	FET	FTO	FET	FTO	FET	FTO	FET	FTO	FET	FTO	FET	FTO	FET	FTO
EDEMET	14.3	0.8	98.9	15.3	15.1	86.8	13.0	62.6	12.8	127.1	8.6	0	0	6.2	0.0	9.6	0.0	47.8	0.0	79.0	0.0	110.8	0.0	96.6	0.0	64.6	
EDECHI	2.5	0.5	10.6	0	2	14.4	1.2	20.3	1.2	48.4	1.3	14.3	8.7	2.3	29.7	2.2	33.7	8.3	31.2	14.1	33.5	36.3	31.1	18.3	18.0	17.5	37.1
ENSA	49.3	2.4	91.6	8.1	47.2	56.8	42.4	-15.2	39.9	99.6	33.5	0	0	13.2	0.0	20.2	0.0	65.4	0.0	83.2	0.0	76.3	0.0	57.5	0.0	62.6	
Sub-Total	66.1	3.7	201.1	23.4	64.3	158.0	56.6	67.7	53.9	275.2	43.3	14.3	8.7	21.7	29.7	32.0	33.7	121.5	31.2	176.3	33.5	223.4	31.1	172.4	18.0	144.7	37.1
Aes Panamá, S.A.	0.0		28.4		16.3		0.0		28.8		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
Bahía Las Minas Corp.	0.0		0.0		0.0		23.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
Enel Fortuna, S.A.	0.0		0.0		0.0		0.0		19.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
Totales	69.8		252.9		238.6		147.3		376.9		66.2		51.3		65.7		152.7		209.8		254.5		190.4		181.8		

El aporte total del Gobierno, como subsidio a los clientes del sector eléctrico desde 2010 a 2022 ha sido de 2.257,9 millones de dólares, con un aporte promedio anual de 173,6 millones de dólares.

Si se compara con el PIB anual del país, los aportes promedio corresponden al 0,35% del total.

Fortalezas:

- Segmentación según consumo incentiva a clientes a consumir menor cantidad para así optar por el subsidio.
- Recursos del fondo pueden recuperarse a través de bajas en la tarifa eléctrica (depende directamente de esta).
- Ajuste semestral respecto a la tarifa y al cargo de variación por combustible.

Debilidades:

- No establece una fecha límite de duración, pudiendo extenderse más allá de lo requerido (cada 4 años se decide si continuar o no).

Beneficio financiado por el Estado en su totalidad.

7.4.1.1.3 República Dominicana

Se crea un Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica para suavizar las fluctuaciones en la tarifa eléctrica por las variaciones en los precios de los hidrocarburos, IPC y tasa de cambio.

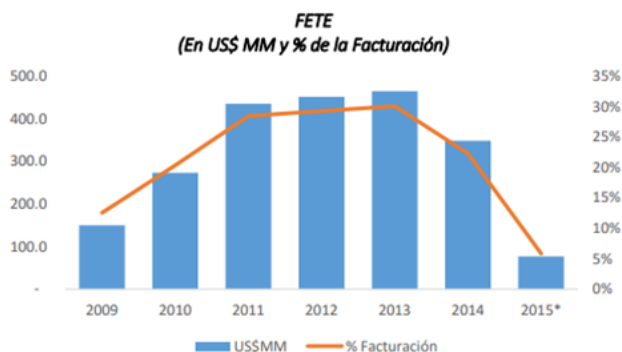
- El decreto establece que la compensación de la tarifa eléctrica se aplicará a clientes residenciales regulados con contrato en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y que tengan la categoría de tarifa BTS1.
- La compensación se aplicará a clientes residenciales que consuman menos de 300 kWh en un 100% y a aquellos cuyo consumo sea mayor de 300 kWh, hasta un 50%.
- Se creará un fondo reembolsable llamado "Estabilización de la Tarifa Eléctrica", financiado con fondos provenientes de los ingresos generales del gobierno a través de la Secretaría de Estado de Finanzas.
- Las distribuidoras de energía deberán enviar facturas a las autoridades que detallen información como el número de clientes en diferentes rangos de consumo, precios indexados y no indexados, y facturación total.
- La fórmula de compensación será la diferencia entre la facturación total indexada y no indexada, multiplicada por el porcentaje de cobro de las distribuidoras.
- El monto total de compensación será calculado y pagado a las Empresas Distribuidoras según la fórmula mencionada.
- La Superintendencia de Electricidad remitirá la información a la Secretaría de Estado de Finanzas para el pago de compensaciones.
- Una vez que se inicie la reducción de la tarifa por variación de precios de hidrocarburos o por la variación de la tasa de cambio, la Superintendencia de Electricidad no aplicará la totalidad del ajuste hacia la disminución, creando así un fondo cada mes hasta compensar la totalidad aportada con anterioridad por el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica.
- El decreto deroga cualquier otro decreto contradictorio.
- El texto será enviado a diversas entidades gubernamentales para su implementación.

En resumen, el decreto establece un sistema de compensación de tarifas eléctricas para clientes residenciales regulados, financiado mediante un fondo reembolsable, con reglas detalladas sobre cómo se calcula y paga la compensación. La fórmula de compensación se basa en la diferencia entre la facturación indexada y no indexada, multiplicada por el porcentaje de cobro de las distribuidoras.

Aunque el FETE es un subsidio concebido originalmente para amortiguar el impacto de las variaciones de los precios de los combustibles en las tarifas de los usuarios residenciales, su

beneficio se extendió a todos los usuarios, independientemente de su nivel de consumo, como resultado de la crisis económica nacional de los años 2003 y 2004, que devaluó la moneda en alrededor del 150 por 100

Figura 7.4-1. Evolución del FETE



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional de República Dominicana

Figura 7.4-2. Evolución del FETE

Distribuidora	2018	2019	2020
EDENORTE	174.70	204.90	182.50
EDESUR	130.90	148.10	79.80
EDEESTE	109.00	119.80	79.30
Total (MM US\$)	414.60	472.70	341.60
Total (MM RD\$)	20,526.00	24,246.00	19,309.00

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

Durante el período 2000-2010, los incrementos en los precios del petróleo y la falta de ajuste de las tarifas provocaron múltiples crisis en el sector eléctrico. Esto llevó a la creación de subsidios y al aumento de deudas con las generadoras, estableciendo una norma en la industria. En 2001 se introdujo el Programa de Reducción de Apagones (PRA), destinado a subsidiar el 70% de la energía en áreas con familias de bajos recursos. En 2003, se estableció el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE), que representó el subsidio del gobierno al sector eléctrico para cubrir la diferencia tarifaria o la falta de ajuste.

A pesar de un plan de reforma en 2005, desarrollado en colaboración con instituciones internacionales, el sector eléctrico dominicano continuó enfrentando desafíos como la calidad del servicio, exceso de subsidios y déficit continuo, además de problemas en la distribución y falta de inversión extranjera.

La significativa disminución en el precio del petróleo desde 2014 benefició al FETE, reduciéndolo considerablemente. La República Dominicana, un importador neto de petróleo, se benefició de esta situación con menores costos de generación y reducción de precios en la economía en general.

Aunque se implementaron reformas en el sector eléctrico en el marco de acuerdos con el Fondo Monetario Internacional, la deuda con las empresas generadoras persistió. Las pérdidas técnicas y no técnicas, junto con la falta de ajuste tarifario, continuaron siendo los principales factores del déficit eléctrico. A pesar de la disminución del petróleo, las deudas se mantuvieron debido a varios factores. La deuda afectó la capacidad de inversión y la liquidez del sector.

La reducción de pérdidas, la indexación de tarifas y la mejora en la matriz de generación podrían generar ganancias significativas en las empresas distribuidoras. La flexibilización de tarifas que reflejen costos reales y permitan inversiones en la reducción de pérdidas es crucial para garantizar un suministro eléctrico constante y eficiente.

En resumen, el período analizado mostró desafíos persistentes en el sector eléctrico dominicano debido a la falta de ajuste de tarifas, subsidios y deudas. Aunque la reducción del petróleo brindó alivio, las pérdidas y la deuda persistieron, destacando la necesidad de reformas más amplias y sostenibles en la industria.

Debilidades:

- Extensión del fondo a todos los clientes, independiente de su consumo.
- Falta de ajuste de tarifas y subsidios.
- Acumulación de deudas con empresas generadoras.
- Fondo financiado 100% por el Estado.

7.4.1.2 Mecanismos de Subsidios en Latinoamérica

7.4.1.2.1 Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

En el estudio “Más allá de la electricidad” realizado por el BID en 2020 se presenta la siguiente tabla que resume las tarifas sociales que se han creado en países de Latinoamérica.

Figura 7.4-3. Tarifas sociales Latinoamérica

	Monthly consumption limit for Social Tariff	Discount
Argentina	<150 kWh	100% for the first 150 kWh
	150kWh< <300 kWh Income < 2 Minimum wages, retired and beneficiaries of other social programs with the exception of owning more than one house or a car with less than 10 years	50%
Bolivia	<70 kWh for grid consumers; <30 kWh for off-grid	25%
Brazil	Free <50kWh if Indigenous or quilombas <30 kWh	65%
	31-100 kWh	40%
	101-220 kWh Families inscribed in Catastro Federal with Income pc =< ½ minimum salary or beneficiaries of Prestacao Continuada da Assistencia Social	10%
Colombia	<200 kWh	Stratum I: 50% Stratum II: 40% Stratum III: 15%
Ecuador	<110 kWh in the sierra	50%
	<130 kWh in the coast, east and insular regions	
	<120 kWh subsidy to the elder	
El Salvador	<100 kWh	86% in average
Guatemala	<50 kWh	fixed tariff 0,08 US\$/kWh
Honduras	<300 kWh	14 US\$ year approx.
	Other	25%
Jamaica	<100 kWh	62,44%
	<300 kWh	14,16%
Mexico	<75 kWh	72%
	76 - 140 kWh	65%
	<900 kWh in summer	65% or more
Nicaragua	<125 kWh	50%
	126 - 150 kWh	40%
Panama	<100 kWh	20%
	<600 kWh	25%
	Other	5%
Paraguay	<100 kWh	75%
	101-200 kWh	50%
	201-300 kWh	25%
Peru	<100 kWh	50% if rural 25% if urban
	<100 kWh + subsidized consumption	100% for the first 100 kWh
Dominican Republic	<200 kWh	60,4% in energy + fixed charges
	200-300 kWh	37,2% + fixed charges
	300 - 700 kWh	2,2% + fixed charges
	300 kWh	47,2 to 23,7%
Uruguay	<100 kWh	20% in consumption, 80% in fixed charge
	101 - 140 kWh	60%
Venezuela	<300 kWh	

Fuente: Sanin, (2019)

De esta figura se concluye que los subsidios que se han creado en estos países en todas las ocasiones han sido limitados por el nivel de consumo de los clientes y han presentado focalización por ingresos en algunos casos.

7.4.1.2.2 Costa Rica

CEPAL, 2020:

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en Costa Rica es responsable de regular diversos servicios públicos, incluyendo agua, energía, transporte y telecomunicaciones. Esto abarca subsectores como acueducto, alcantarillado, riego y avenamiento, así como hidrantes para bomberos. Los proveedores incluyen el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), Asociaciones y Comités Administradores de Acueductos y Alcantarillados (ASADAS/CAAR), municipalidades y otras modalidades, incluso cooperativas.

La política tarifaria busca equilibrar eficiencia económica, equidad social y sostenibilidad ambiental, cubriendo costos administrativos, operativos e inversiones. Se ha implementado un cargo adicional en las tarifas para un programa de pagos por servicios ambientales y compra de terrenos para proteger cuencas. Colabora con una organización no gubernamental para incorporar el costo ambiental en tarifas y mantener el programa.

El esquema actual presenta subsidios cruzados, donde categorías empresariales y gubernamentales subsidiaban usuarios domiciliarios de alto consumo y preferenciales. Subsidios alcanzan 100%, con \$32 millones anuales. Desafíos regulatorios incluyen la metodología para cálculo tarifario, control y seguimiento de inversiones, índices de productividad y participación ciudadana.

La financiación proviene de los usuarios que pagan tarifas, y en algunos casos, los gobiernos proporcionan subsidios para garantizar el acceso a servicios esenciales. Para avanzar hacia la universalidad, se deben corregir defectos legales, definir el papel del ente rector, generar un plan nacional de desarrollo y establecer políticas regulatorias y estructuras tarifarias.

7.4.1.2.3 Colombia

Pacto por la Justicia Tarifaria

Generadoras, transportadoras, distribuidoras y comercializadoras del sector eléctrico dieron este paso para iniciar un proceso de ajustes en las liquidaciones de cargos tarifarios y en las actualizaciones de las publicaciones de las tarifas mensuales.

Normativa Colombia

La tarifa de energía se define según el costo unitario de prestación del servicio (CU), que corresponde a la suma de los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización por kWh. A estos se le suman otros costos denominados pérdidas y restricciones.

Los usuarios de los estratos 1,2 y 3 son beneficiarios del subsidio (hasta 60%, 50% y 15% respectivamente), el cual disminuye el valor a pagar hasta el consumo básico de subsistencia, que varía de acuerdo con la altitud de la zona donde habitan. Este subsidio es retribuido, en parte, por la contribución que pagan en la factura los estratos 5 y 6, y los usuarios comerciales e industriales (cada uno un 20% sobre el CU), pero principalmente por recursos del Presupuesto General de la Nación, los cuales se canalizan a través del Ministerio de Minas y Energía. El estrato 4 no paga contribución ni recibe subsidio.

¿Por qué se crea este pacto?

Desde finales de 2021 los usuarios del servicio de electricidad han visto como el precio promedio del servicio ha subido a nivel nacional en un 26%; llegando, incluso, a niveles cercanos al 50% en regiones como la Costa Atlántica, donde un kilovatio cuesta 900 pesos frente a 600 que se paga en ciudades como Bogotá. Lo que ha puesto a muchos hogares de poblaciones marginadas en el dilema de pagar los servicios o comprar alimentos.

Una situación que es vieja en Colombia y que se comenzó a profundizar con la pandemia, cuando el Gobierno de Duque prohibió el alza de tarifas durante este tiempo de crisis, evitando la nivelación de precios; pero luego de esta norma prohibitiva se ha realizado un incremento sostenido de las tarifas que produce el aumento generalizado que ha tenido el precio en las tarifas de energía desde diciembre de 2020.

Además, desde diciembre de 2021 se viene presentando un incremento en los costos de producción de la energía, como consecuencia del aumento en el precio en los insumos que usan la generación de electricidad. Así, el Índice de Precios al Productor (IPP) ha tenido incrementos acumulados en 2022 de hasta 21,8%, y con ello un aumento de los precios de la energía.

Medidas implementadas

En el corto plazo se presentan dos grandes medidas. En primer lugar, un permiso para renegociar 953 contratos bilaterales entre generadores y comercializadores de energía –que representan el 69% de los acuerdos de compra y venta de energía y de los cuales el 54% se asocian al mercado regulado y el 46% al mercado no regulado– y que permite ajustes de pago y del indexador del servicio –según las resoluciones CREG 101 027 y 029 de 2022–.

En segundo lugar, un acuerdo para usar el indicador menor de precios o más favorable para indexar el costo de las tarifas de energía para el usuario –se usará el más bajo entre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios del Productor (IPP)–. Lo que permitiría controlar, en parte, la inflación en este servicio.

Adicionalmente, en el mediano y largo plazo, el acuerdo propone trabajar en la revisión de los diversos componentes de la estructura tarifaria, para que este no presente variaciones tan altas y tenga un indexador más estable que permita lograr la justicia tarifaria en el país. También, avanzar

en la transición energética justa y en un modelo de democratización de la energía, donde la justicia tarifaria es uno de los componentes.

7.4.1.2.4 Brasil

La Cuenta COVID (Conta-Covid) fue creada en 2020 como medida para minimizar los efectos económicos de la pandemia en el sector eléctrico, específicamente en las empresas distribuidoras, las que indican una pérdida del 6,3% en la recaudación promedio en el período.

El objetivo de la medida es mitigar los impactos de la crisis en las facturas eléctricas que pagan los consumidores y también preservar la liquidez de las empresas del sector, que vienen sufriendo una reducción de ingresos, debido a la caída del 14% de la demanda y al aumento de la morosidad a 10%.

Para esto, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) establece los criterios para préstamos a empresas en el monto de hasta R\$ 16,1 mil millones. Los recursos serán ofrecidos al sector por un grupo de bancos liderados por el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) y deberán pagarse en un plazo de 60 meses. Esto presenta un cambio respecto a lo que existía antes, pues sin esta medida los gastos estarían incluidos íntegramente en las facturas de la luz en los próximos reajustes, a pagar en 12 meses, en vez de 60 meses.

El préstamo será contratado y administrado por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).

Según Aneel, las transferencias de fondos a las distribuidoras se realizarán hasta enero de 2021, y todas deberán ser aprobadas por la Agencia.

A partir de 2021, Aneel asignará cuotas de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) a cada distribuidora para la amortización de las operaciones financieras. Estas cuotas serán proporcionales a los importes repercutidos por ContaCovid a los distribuidores. En la práctica, esta medida permite a la CCEE contraer préstamos para cubrir los costes que recaerán sobre los consumidores de electricidad. Los fondos necesarios para pagar el préstamo contraído por la CCEE se recaudarán de los consumidores de energía mediante un aumento de la parte de la tarifa relativa a la tasa CDE a partir de 2021.

Antes de la Cuenta Covid existía la Tarifa Social de Electricidad, la cual fue creada en el 2002 con el objetivo de otorgar descuentos en la tarifa de los sectores más vulnerables, beneficiando a clientes que consumen hasta 220 kWh mensual.

7.4.1.3 Mecanismos de protección de países Europeos para enfrentar la crisis energética

7.4.1.3.1 España

Cambios Propuestos en la Tarifa Regulada de Electricidad en España para Estabilizar Precios. 14/06/2023:

El gobierno español ha aprobado una reforma en la tarifa regulada de electricidad, conocida como el PVPC (Precio Voluntario del Pequeño Consumidor). Esta reforma tiene como objetivo abordar la volatilidad en los precios de la electricidad que ha causado incertidumbre en millones de hogares. Bajo el nuevo sistema, una parte del precio de la electricidad pagado por los clientes del PVPC se mantendrá estable, mitigando el impacto de los choques energéticos y las fluctuaciones en el mercado.

La reforma fue un compromiso adquirido ante la Comisión Europea tras su aprobación de la "excepción ibérica". La tarifa actualizada estará vinculada a los precios futuros, con un 25% del precio en 2024, un 40% en 2025 y un 55% en 2026. Esta implementación gradual a lo largo de tres años tiene como objetivo reducir la volatilidad actual del mercado. El gobierno reconoce que es probable que las tensiones en el mercado energético persistan durante la próxima década, atribuyéndolo a factores como la transición lejos de los combustibles fósiles y posibles crisis internacionales como el conflicto en Ucrania.

El nuevo recibo del PVPC reemplazará al existente sin requerir que los clientes cambien su facturación o proveedor comercial de referencia. El recibo mostrará el precio estable que se paga, que se actualizará mensualmente en función del porcentaje gradualmente creciente vinculado a los precios futuros. También se incluirán los costos variables que cambian a diario y por hora.

Si bien la nueva estructura tarifaria evitará aumentos de precios extremos, también evitará que los clientes se beneficien de las disminuciones en los precios del mercado. Con el tiempo, el PVPC se asemejará más a las tarifas fijas ofrecidas en el mercado abierto, las cuales están vinculadas a contratos de futuros.

Además, tener la nueva tarifa regulada será un requisito para seguir beneficiándose del bono social, un descuento que alrededor de 1.5 millones de usuarios reciben, ofreciendo reducciones de hasta un 80% según los ingresos y la situación económica familiar.

Medidas Adoptadas por España para Abordar el Aumento de Precios de Energía

Desde junio de 2021, el gobierno español ha implementado una serie de medidas fiscales y de mercado para hacer frente al aumento de los precios de la energía. Algunas de estas medidas incluyen:

- Reducción del IVA: Se redujo la tasa de IVA del 21% al 10% para los clientes con menos de 10 kW de potencia contratada hasta el 31 de diciembre de 2021.

- Suspensión temporal de impuestos: Se suspendió el impuesto a la generación del 7% hasta el 30 de septiembre de 2021.
- Impuesto al CO2: Se implementó un mecanismo para deducir las ganancias de mercado en relación con los precios de CO2 para la generación no emisora de CO2 instalada antes de 2003.
- Deducción temporal de ingresos de mercado: Se estableció una deducción de ingresos de mercado para las plantas de generación no emisoras de CO2 con el objetivo de reducir las facturas de los clientes.
- Nueva subasta de compra de energía a largo plazo.
- Reducción de impuestos sobre la electricidad y el gas: La tasa de impuesto a la electricidad se redujo del 5.11% al 0.5% hasta finales de 2021.
- Límite en las revisiones de precios del gas para la tarifa regulada de gas.
- Aumento del bono social para consumidores vulnerables: Se aumentó el bono social para consumidores vulnerables al 60% y al 70% en el caso de los gravemente vulnerables hasta el 31 de marzo de 2022.
- Medidas para abordar la escalada de precios de electricidad y gas en el transporte y otros sectores.
- Reembolso de combustible: A partir de abril de 2022, los conductores recibirán un reembolso de 20 centavos por litro de gasolina y diésel en las gasolineras hasta finales de junio.

El gobierno también implementó medidas adicionales, como la fijación de topes de precios para el gas y la electricidad, la solicitud de autorización a la Comisión Europea para extender ciertas excepciones hasta finales de 2024 y la reducción de impuestos sobre la electricidad y el gas. Estas medidas buscan aliviar la carga para los consumidores y promover la eficiencia energética y el uso de energías renovables.

Además de esto, desde el 1 de octubre de 2022 al 31 de diciembre de 2022, se establece un IVA del 5% para los contratos de energía eléctrica cuyo término fijo de potencia no supere los 10 kW, cuando el precio medio mensual del mercado mayorista en el mes anterior al de la facturación haya superado los 45 euros por MWh.

Este tipo también se aplicará a los contratos de suministro de electricidad cuyos titulares sean perceptores del bono social, y además tengan reconocida la condición de vulnerable severo o vulnerable severo en riesgo de exclusión social, durante el período al que se refiere el párrafo anterior, con independencia del precio de la electricidad del mercado mayorista.

Bono Social

El denominado bono social es un mecanismo que se puso en marcha el 1 de julio de 2009 y fue creado por el Gobierno para proteger a los consumidores vulnerables, de acuerdo con el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El bono social se materializa en la aplicación de la tarifa de último recurso que corresponda calculada como un descuento del 25% sobre el PVPC para el consumidor vulnerable y del 40% para el consumidor vulnerable severo.

No obstante, como consecuencia de la escalada de precios registrada en el mercado mayorista de electricidad, estos porcentajes se han visto modificados y de manera excepcional, hasta el 31 de diciembre de 2023, los descuentos del bono social aplicables son del 65% para el consumidor vulnerable y del 80% para el consumidor vulnerable severo.

Fortalezas:

- Establece un plazo límite para extender medidas
- Reducción de impuestos según consumo de potencia
- Existencia de un Bono Social para sectores vulnerables desde 2009.
- Beneficios se otorgan por segmentación de clientes.

Debilidades:

- No existe un fondo específico para estabilizar las tarifas

7.4.1.3.2 Grecia

En el caso de Grecia, los subsidios en las facturas de electricidad comenzaron a implementarse en septiembre de 2021. El valor de la subvención era inicialmente de 9 euros para los primeros 300 kWh consumidos al mes y luego subió a 18 euros para consumidores de baja tensión y 24 euros para beneficiarios de la tarifa social domiciliaria.

La Corporación de Energía Pública de propiedad gubernamental también amplió su política de descuentos para cubrir completamente el aumento de precios para el hogar promedio con un consumo de hasta 600 kWh al mes.

Un año después, en septiembre de 2022, el gobierno propuso pagar 1.100 millones de euros adicionales a los hogares y empresas debido al alza de precios de la energía antes del invierno y al reciente efecto de la guerra en Ucrania:

- Consumo mensual menor o igual a 500 kWh: El subsidio podría ser de hasta 436 euros por MWh, compensando casi el 90% del aumento de los precios.
- Consumo mensual mayor a 501 kWh – 1.000 kWh: Se absorbería el 80% del aumento de precios, con un subsidio de hasta 386 euros por MWh.
- Consumo mensual mayor a 1.001 kWh: El subsidio podría ser de hasta 336 euros por MWh, lo cual correspondería al 70% del incremento de precios de la energía.

Junto a esto, se propuso que para cada hogar que reduzca su consumo medio diario en un 15% con respecto al año anterior, se aplicaría una subvención adicional de 50 euros por MWh.

Adicionalmente, en cuanto al sector industrial, se propuso lo siguiente:

- Para consumidores no domésticos, de hasta 35 KVA, la subvención de los primeros 2.000 kWh del mes de octubre de aquel año sería de hasta 398 euros por MWh, absorbiendo hasta el 80% del aumento en los precios.
- Para aquellos consumidores no domésticos, de hasta 35 KVA, que superen los 2.000 kWh, la subvención cubriría hasta 230 euros por MWh.
- Para el sector agrícola, la subvención sería horizontal, y ascendería hasta 436 euros por MWh.

Además de esto, el gas natural también presenta un subsidio para hogares y empresas a 20 y 30 euros por MWh respectivamente. También se implementaron subsidios de IVA para ambos grupos.

A 2023, se han destinado más de 9 mil millones de euros, siendo el 70% proveniente de la tributación de las plusvalías de las empresas eléctricas y de los ingresos de las subastas de gases de efecto invernadero.

Fortalezas:

- Segmentación según consumo
- Las subvenciones han sido financiadas en mayor parte por la recuperación de los excedentes de empresas generadoras y de los ingresos de las subastas de contaminantes, siendo, a la fecha, solo un 30% proveniente de los presupuestos del Estado.

Debilidades:

- No existe un fondo específico destinado a la estabilización de la tarifa eléctrica, sino que existen subsidios específicos.

7.4.1.3.3 Francia

En 2018, Francia implementó los vales de energía (energy check) como una forma de ayuda dirigida a las personas más vulnerables para el pago de sus facturas de electricidad. En promedio, los vales por energía rodean los 150 euros por hogar.

En septiembre de 2021, se anunció un pago único de €100 para 5.8 millones de hogares que ya recibían vales de energía, junto con un límite en el precio del gas hasta abril de 2022. Luego, en octubre, estas medidas se fortalecieron, ampliando el número de beneficiarios de los vales a alrededor de 38 millones de personas (a todas las personas que ganan menos de €2,000 al mes netos) y extendiendo el límite de precios hasta finales de 2022. También se discutió un vale de combustible y una reducción en la tasa impositiva de electricidad.

En diciembre de 2021, se discutieron cambios en la fórmula para calcular las tarifas eléctricas de la principal compañía eléctrica de Francia, Électricité de France (EDF), con el objetivo de limitar el aumento de las tarifas reguladas al 4% durante todo 2022. Además, se planeó aumentar la cantidad de electricidad que EDF debe vender a sus competidores en un 20%.

Se implementaron varias medidas adicionales, como reducciones de impuestos a la electricidad (5,5%), subvenciones a los hogares que usan petróleo para calefacción y subsidios a los precios de la gasolina. En este último, el descuento al precio se aplica a los mayoristas que distribuyen el combustible en las estaciones de servicio, quienes luego son subvencionados por el Estado en la proporción de los volúmenes entregados. También se anunció la nacionalización parcial de EDF y un plan de "Energy Sobriety" que busca reducir el consumo de energía en un 10% en dos años.

Estas medidas tuvieron un costo significativo para el gobierno, estimado en €25-26 mil millones, y continuaron evolucionando a lo largo del tiempo para abordar los aumentos de precios de la energía. En general, el gobierno adoptó una serie de enfoques, desde pagos directos a hogares y limitación de precios, hasta incentivos para reducir el consumo de energía y la nacionalización parcial de la empresa eléctrica.

A partir de 2023, para financiar las medidas de apoyo al consumidor promulgadas en respuesta a la crisis de los precios de la energía, el gobierno francés implementó un impuesto temporal a las empresas de energía. El gravamen se aplicará a los beneficios de las refinerías de petróleo (sujeto a tasa impositiva del 33%), esperando generar ingresos cercanos a 200 millones de euros. Los beneficios obtenidos por los generadores más allá de cierto umbral también estarán sujetos a impuestos, con ingresos esperados cercanos a 11.000 millones de euros en 2023.

Con el fin de proteger a los hogares, las pequeñas empresas y los pequeños municipios del efecto del aumento de los precios de la energía, el gobierno francés promulgó una serie de medidas de asequibilidad a partir de 2021:

- Congelación de tarifas minoristas de electricidad y gas: las tarifas minoristas de electricidad para los hogares se limitaron a los niveles de octubre de 2021 hasta finales de 2021. El control de tarifas se extendió hasta finales de junio de 2023, limitando el aumento al 15% desde los niveles de enero de 2023. Las tarifas minoristas de gas se limitaron para los hogares a los niveles de octubre de 2021, hasta enero de 2023. El control de tarifas se extendió hasta finales de junio de 2023, lo que limitó el aumento para las pymes y los pequeños municipios en un 15 % desde los niveles de febrero de 2023.
- Subsidio doméstico de 100 EUR ("Indemnité inflación"), destinado a compensar el aumento en los gastos de energía, y enviado a alrededor de 38 millones de beneficiarios de bajos ingresos en diciembre de 2021.
- Vales de energía de 100 EUR para gas y electricidad a hogares de bajos ingresos asignados en diciembre de 2021. El esquema se completó con un subsidio de calefacción de EUR 100-200, enviado en noviembre de 2022.
- Subsidio de combustible ("Remise carburant") de abril a finales de julio de 2022 para la compra de gasolina, gasóleo (ambos descontados a EUR -18 cts), off-road fuel, fishboat fuel, GLP y GNV. El descuento se ha ampliado hasta finales de 2022, reduciéndose a 10 cts EUR hasta diciembre de 2022. Se pagan subvenciones a los distribuidores de combustible

upstream por los volúmenes vendidos, que lo repercuten en el consumidor final a través de vendedores minoristas o profesionales.

- En 2023, se proporcionó un pago de EUR 100 ("indemnité carburant") a 10 millones de trabajadores de bajos ingresos que dependen del automóvil.
- Apoyo a la asequibilidad energética del sector público: en noviembre de 2022, se promulgaron transferencias financieras específicas para el Ejército, así como para universidades e instituciones públicas de investigación y educación superior, con el fin de apoyar el pago de las facturas de energía.

Fortalezas:

- Subvenciones tienen un plazo definido de término.
- Existencia de los vales de energía desde antes de la crisis energética de 2021 fomentaron la ayuda a sectores más vulnerables.

Debilidades:

- Financiado exclusivamente por el Estado.

7.4.1.3.4 Portugal

El 2010 se crea la tarifa social de energía eléctrica, la cual aplica un descuento del 33,8% sobre el precio bruto de las tarifas transitorias en el mercado regulado de los clientes vulnerables.

Las medidas implementadas por Portugal para evitar los aumentos en el precio de la electricidad comienzan en septiembre de 2021, con el anuncio de una reducción de al menos un 30% en la tarifa de acceso a las redes eléctricas para industriales. Además de esto, se proponen un conjunto de "colchones" que van a beneficiar a todos los consumidores, tales como:

- Se elimina el sobrecoste del Contrato de Abastecimiento de Energía de la carbonera Pego, generando un ahorro anual de 100 millones de euros.
- Revocación del mecanismo de interrumpibilidad (reducción o suspensión del consumo de energía por parte de las fábricas cuando el sistema no satisface la demanda a cambio de una compensación económica) y la asignación de ingresos por la venta de licencias de CO₂, lo que supone un ingreso adicional de 120 millones de euros.
- Asignación de los ingresos derivados de la contribución extraordinaria sobre el sector energético, pasando de un importe estimado de 110 millones de euros a un importe total de 680 millones de euros, garantizando una reducción de tarifas del acceso a las redes eléctricas del 13%.

Para octubre de 2021, la autoridad reguladora nacional anuncia su propuesta de tarifas eléctricas para 2022, incorporando medidas que reducen las tarifas de red en un 94% para industriales y en más de un 50% para el consumo doméstico. Además, anuncia que la tarifa regulada para estos últimos disminuirá 3,4%.

En noviembre de 2021 se implementó el “autovoucher”, descuento de 10 céntimos por litro de combustible, con un límite de 50 litros al mes. Además, se suspendió el ISP (impuesto sobre el petróleo), la financiación total asignada a la medida fue de 663 millones de euros.

A principios de marzo de 2022 se toman las siguientes medidas:

- El gobierno toma la decisión de prorrogar un mecanismo de devolución de los ingresos por IVA junto con los del ISP resultantes del aumento en los precios de los combustibles.
- Aumenta el valor del “autovoucher” a 40 céntimos por litro de combustible.
- Cheque de 60 euros para familias vulnerables junto con apoyos focalizados al sector agrícola y empresas de gas.

En abril de 2022 se da fin al “autovoucher”, sustituyendo la medida por una rebaja del ISP. Esta medida cuenta como temporal, debido a que en ese momento se estaba tramitando la baja en el IVA, pero dado a que aún no existía autorización, se decide rebajar el ISP correspondiente para mitigar el alza en la factura final del combustible en ese periodo.

El 8 de junio de 2022, la Comisión Europea aprobó una subvención de 2.100 millones de euros para reducir los precios mayoristas de la electricidad hasta finales de mayo de 2023. En los primeros seis meses se fijará un precio tope para el gas de 40 euros por MWh, para luego, ir incrementando el valor mensualmente en 5 euros, resultando en un precio tope de 70 euros por MWh en el duodécimo mes.

La medida descrita anteriormente será financiada por parte de los llamados ingresos de congestión (ingresos obtenidos por el Operador del Sistema de Transporte español en el comercio transfronterizo de electricidad entre Francia y España) y por un gravamen impuesto por España y Portugal a los compradores beneficiarios de la medida.

En septiembre de 2022, se anuncia que se destinarán 2.400 millones de euros para ayudar a los ciudadanos de bajos ingresos contra el aumento de los precios de la energía, enviando 125 euros a cada consumidor con ingresos inferiores a 2700 al mes, con 50 euros adicionales por dependiente. Además de esto, se aprueba la reducción del IVA sobre la electricidad, pasando de un 13% a un 6%. Finalmente, se suspenderá la subida del impuesto al carbono, reduciendo el precio de la gasolina en hasta 16 euros el depósito de 50 litros.

El 9 de diciembre de 2022, el gobierno aprobó un régimen transitorio para la estabilización de los precios del gas para hogares y empresas que hayan consumido más de 10.000 metro cúbicos en 2021. La medida se limita a una dotación total de mil millones de euros, con duración hasta el 31 de diciembre de 2023.

El 14 de diciembre de 2022, el gobierno anunció un aumento de 500 millones de euros en el apoyo financiero a hogares y empresas en el mercado mayorista para el año 2023, reduciendo la factura final de los consumidores domésticos en un 80% y la de los consumidores industriales en un 35%. El

apoyo se asignará mediante subastas de licencias de emisión de gases de efecto invernadero, la fiscalidad de los productos derivados del petróleo y la energía (ISP), y Contribución Extraordinaria del Sector Energía (CESE).

Fortalezas:

- Ayuda tanto a consumidores domésticos como a industriales. Además, entrega ayuda extra a grupos vulnerables.

Debilidades:

No existe un fondo como tal, sino que la estabilización se hace a través de subsidios.

7.4.1.4 Tabla resumen

Tabla 7.4-3. Benchmark Internacional

País	Medidas anteriores a crisis energética	Tipo de medida	Duración	Financiamiento	Segmentación	Reducción de IVA/impuestos
Uruguay	Fondo existente desde 2011	Fondo de estabilización	Indefinido (noviembre de cada año se calcula lo correspondiente al siguiente año)	Aporte inicial de 150 millones de dólares por parte del Estado, luego se financia con transferencias provenientes de Rentas Generales recaudadas por el Gobierno Central o por UTE.	Todos los clientes pertenecientes a UTE	-
Panamá	Fondo existente desde 2004	Fondo de estabilización	Indefinido (se renueva cada 4 años)	Financiado por el Estado. Recursos del fondo pueden recuperarse a través de bajas en la tarifa eléctrica.	Dirigido a clientes BTS1	-
República Dominicana	Fondo existente desde 2003	Fondo de estabilización	Indefinido	Financiado por el Estado.	En un principio dirigido a clientes BTS1, luego se extiende a todos los clientes	-

Grecia	-	Subsidios	Finales de 2023 con posibilidad de extenderse	A 2023 un 30% lo financia el Estado y el resto entre excedentes de generadoras y subastas de contaminantes.	Segmentación según consumo y beneficios extra a vulnerables	Subsidios de IVA para consumidores domésticos y empresas.
España	Bono Social desde 2009	Subsidios y bonos	Finales de 2024	Financiado por el Estado.	Segmentación según consumo y beneficios extra a vulnerables	Se redujo la tasa de IVA del 21% al 10% para los clientes con menos de 10 kW de potencia contratada hasta el 31 de diciembre de 2021.
Francia	Desde 2018, existen vales de energía (Energy Check) a clientes más vulnerables	Subsidios	Finales de 2025	Financiado por el Estado.	Segmentación según consumo y beneficios extra a vulnerables	Reducción de impuestos a la electricidad (5,5%).
Portugal	Desde 2010, clientes más vulnerables podían optar a una tarifa social de electricidad	Subsidios	Finales de 2023 con posibilidad de extenderse	Financiado por el Estado y por los ingresos recaudados del CESE, que se destinan al Fondo para la Sostenibilidad Sistémica del Sector Energético	Segmentación según consumo y beneficios extra a vulnerables	Reducción de 13% a 6% el IVA sobre la electricidad.

Fuente: VNE

Principales conclusiones:

- Países de Latinoamérica poseen fondos desde antes de 2021, mientras que Europa los crea debido a la crisis energética que comenzó ese año (a excepción de España y Francia que poseían ayudas a clientes vulnerables sin contar con un bono).

- Países europeos presentan fechas límite para la duración de las medidas de estabilización de tarifas, lo que no ocurre con LATAM.
- 3/7 países presentan un financiamiento externo que se suma al del Estado.
- Los países europeos presentan tanto segmentación de clientes como ayuda a segmentos vulnerables.

7.4.2 Emisión de instrumento financiero

7.4.2.1 Forward

Los contratos forwards¹¹ son un tipo de “contrato de derivado” que se utiliza comúnmente para cubrir los riesgos de mercado, en la que una parte se compromete a comprar y la otra a vender, en una fecha futura, un monto o cantidad acordado del activo que subyace al contrato, a un precio que se fija en el presente.

La finalidad de los contratos forwards es que las partes comprometidas con el contrato, que están expuestas a riesgos opuestos, puedan mitigar el riesgo de fluctuación del precio del activo, y de esta forma estabilizar sus flujos de cajas. En otras palabras, se cubren los riesgos financieros que puedan ocurrir en el futuro, para no ser afectados por situaciones desfavorables. Son especialmente útiles para aquellas personas naturales o jurídicas que deben hacer pagos o cobros futuros en dólares u otra moneda extranjera.

Existen dos modalidades de liquidación de este tipo de contratos:

- **Entrega física:** al vencimiento del contrato se produce el intercambio físico por montos equivalentes de los activos subyacentes, de acuerdo con el precio forward que pactaron las partes.
- **Compensación:** consiste en una compensación por la diferencia producida entre el precio pactado y el precio referencial de mercado estipulado en el contrato. Esta es la de uso más común en Chile.

La contratación se realiza entre una empresa bancaria y un tercero, o entre alguno de ellos y una entidad extranjera. También se puede contratar con “corredores de bolsa” y “agentes de valores”. Estos contratos se realizan fuera de bolsa, en el mercado extrabursátil también denominado OTC¹².

La operación se puede ejemplificar de la siguiente manera:

- Una empresa requiere asegurar un valor dólar X a un año.
- El Banco con el cual se celebra la operación, sale al mercado hoy a comprar dólares al precio spot, y los invierte en el mercado.

¹¹ Fuente www.svs.cl

¹² Over the counter, ya que se realizan “a medida de las partes”.

- Si el tipo de cambio al día de la ejecución está por encima de X, el Banco paga la diferencia
- Si el tipo de cambio al día de la ejecución está por debajo de X, el cliente paga la diferencia al Banco.

Los mercados fijan el precio del forward básicamente en base a dos variables: volatilidad y el tiempo en que se materializa la operación. A modo de ejemplo, la siguiente es la valorización del mercado de forward al 24 de octubre de 2023, de Bloomberg:

Tabla 7.4-4. Valores Forward al 24 de octubre de 2023

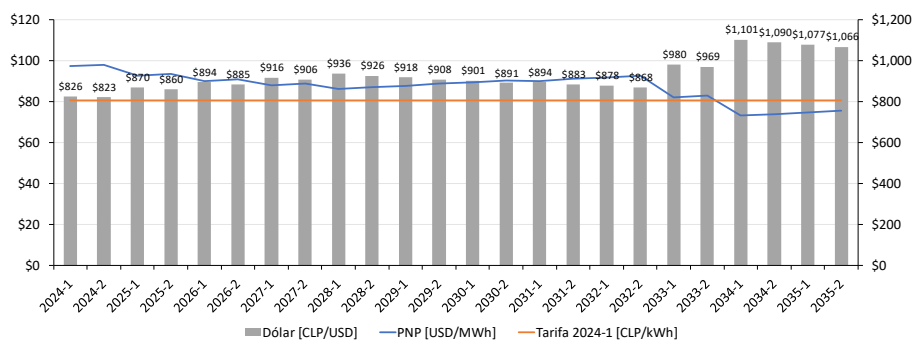
Forward Curve	Dates	Pts Bid	Pts Ask	Fwds Bid	Fwds Ask
2M	12/26/2023	4.40	4.60	934.30	934.80
3M	01/26/2024	6.28	6.52	936.18	936.72
4M	02/26/2024	7.94	8.13	937.84	938.33
5M	03/26/2024	9.34	9.40	939.24	939.60
6M	04/26/2024	10.80	11.20	940.70	941.40
9M	07/26/2024	14.82	15.58	944.72	945.78
1Y	10/28/2024	17.12	18.08	947.02	948.28
15M	01/27/2025	17.72	18.39	947.62	948.59
18M	04/28/2025	18.31	18.69	948.21	948.89
2Y	10/27/2025	23.82	30.18	953.72	960.38
3Y	10/26/2026	39.45	46.25	969.35	976.45
4Y	10/26/2027	51.85	60.25	981.75	990.45
5Y	10/26/2028	64.28	74.28	994.18	1004.48
6Y	10/26/2029	80.68	83.20	1010.58	1013.40
7Y	10/28/2030	92.19	94.99	1022.09	1025.19
8Y	10/27/2031	102.24	105.43	1032.14	1035.63
9Y	10/26/2032	112.58	115.95	1042.48	1046.15
10Y	10/26/2033	126.94	131.21	1056.84	1061.41

Fuente: Bloomberg

Como se podrá observar, el mercado de forward al 24 de octubre está mirando un alza progresiva, del tipo de cambio a un año (\$+18.08), la tendencia al alza se mantiene a medida que se extiende el plazo (2 años, \$+30.18); a su vez, en la medida que el plazo se aleja en varios años, el precio sube respecto del nivel actual (5 años, \$+74.28).

Por otro lado, en el siguiente gráfico es posible apreciar los valores de dólar que se requieren para evitar un alza en las cuentas en los siguientes semestres.

Figura 7.4-4. Evolución del Precio de Nudo Promedio (PNP) y tipo de cambio necesario para evitar alzas



Fuente: VNE

7.4.2.2 “Contrato de Opción”

Por otro lado, existe otro instrumento denominado “Opción”, el cual consiste en un seguro para fijar un determinado valor de dólar, con tres alternativas:

- “Up the money”: opción al precio del forward
- “Out of the money”: opción a un precio sobre el forward
- “In the money”: opción por un valor menor al tipo de cambio real

En este caso, se paga una prima inicial por la diferencia entre el dólar spot y el dólar pactado, que entrega los derechos de ejecutar la opción, pero no existe una obligación de ejecutarla. El valor de la prima se fija básicamente en base a las variables volatilidad y tiempo, el que en general no debiese de exceder de dos años. Adicionalmente, el monto a asegurar es una variable relevante.

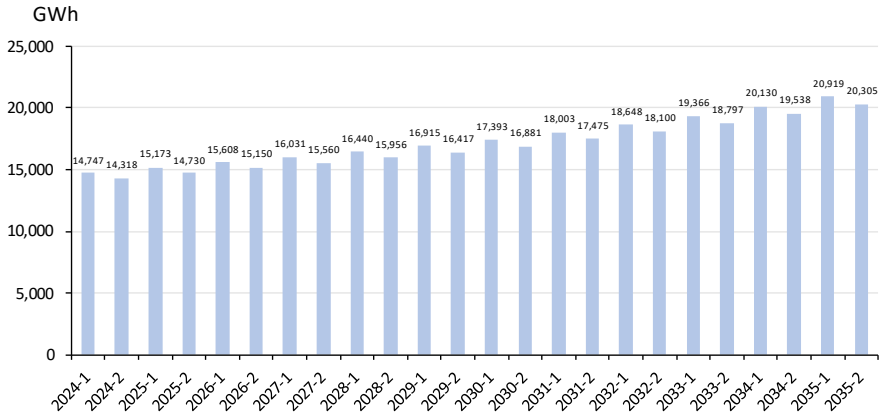
De esta manera, a diferencia del anterior, este instrumento siempre tiene un costo inicial (la prima del seguro), pero tiene la ventaja que en caso de que el tipo de cambio sea inferior al esperado, no se ejerza la opción y se aproveche el diferencial.

Del análisis de los instrumentos, con relación a la necesidad de estabilizar tarifas a nuestro juicio el segundo instrumento sería el adecuado para la situación que se debe enfrentar. Para ello, se solicitó a una institución financiera que cotizara el costo de distintos escenarios de dólar.

7.4.2.3 Valorización de los instrumentos

Junto con establecer el nivel de dólar que se requiere (figura 3), es necesario también estimar la cantidad de dólares necesarios, en cada uno de los casos, para poder cubrir total o parcialmente el alza en la tarifa. El gráfico a continuación muestra la demanda de energía que habría que cubrir en caso de querer evitar un alza para la totalidad de los clientes regulados.

Figura 7.4-5. Demanda Semestral clientes regulados GWh

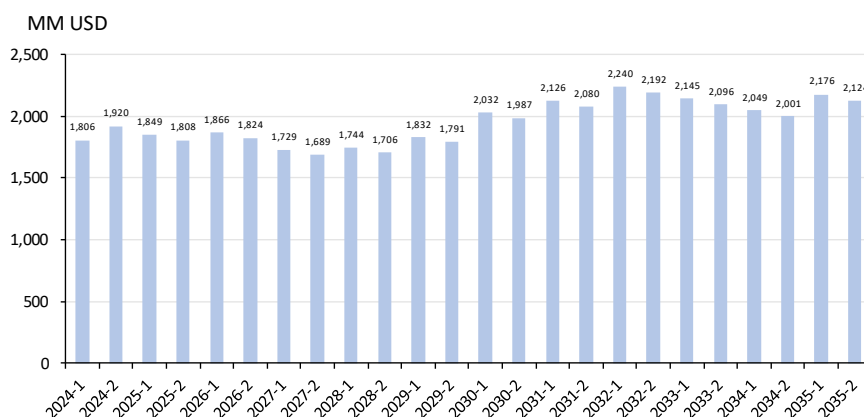


Fuente: VNE

La cantidad de dólares a comprar en una eventual cobertura debe ser igual a las ventas totales del sistema. De esta forma, los generadores perciben el tipo de cambio real mientras que a los usuarios finales se traspasa el tipo de cambio pactado en la cobertura.

En este contexto, teniendo los precios de cada uno de los contratos y la energía contratada de cada uno de ellos, se pueden proyectar las ventas del sistema, es decir, la cantidad de dólares a cubrir.

Figura 7.4-6. Ventas proyectadas del sistema en millones de USD



Fuente: VNE

Así pues, teniendo el valor, fecha y la cantidad de dólares para los cuales la cobertura es necesaria, ahora falta definir los escenarios en los que sería necesario generar la cobertura, lo que se muestra en la tabla a continuación, la que determina para cada semestre, el tipo de cambio necesario y la cantidad de dólares que habría que cubrir para evitar un cambio en la tarifa aplicable a la totalidad de los clientes regulados.

Tabla 7.4-5. Tipo de cambio y flujo de dólares necesarios para cubrir la tarifa

	2024-1	2024-2	2025-1	2025-2	2026-1	2026-2	2027-1	2027-2	2028-1	2028-2
Ventas del sistema en MMUSD	\$1,806	\$1,920	\$1,849	\$1,808	\$1,866	\$1,824	\$1,729	\$1,689	\$1,744	\$1,706
Dólar para evitar cambios en Tarifa CLP	\$826	\$823	\$870	\$860	\$894	\$885	\$916	\$906	\$936	\$926

Fuente: VNE

De esta manera, se cotizó una opción para el primer semestre de 2024, con diferentes valores de tipo de cambio (\$826, \$900), con el objeto de contar con un orden de magnitud del costo de la prima, para hacer un ejercicio de incorporación de este costo en la cuenta final de los clientes.

El instrumento cotizado es una “call asiática”, según la cual el cliente tiene derecho a que el banco compense toda la subida del tipo de cambio que exista sobre un strike definido a una fecha determinada. Por este privilegio, el cliente paga una prima “up front”. La característica “asiática” de esta estructura, radica en que el tipo de cambio contra el cual se compensará al vencimiento no es

el spot de esa fecha, sino que será el promedio de los tipos de cambio observados del mes recientemente concluido.

Alternativa 1 - USDCLP call strike @ \$826.00. Notional USD 317.5 mm por mes. Vencimientos mensuales durante el 1S 2024, de enero a junio versus el promedio diario de los fixings publicados en cada mes (Dólar Observado publicado por el BCCH). Serían 6 settlements en total.

Figura 7.4-7. Alternativa 1 para primer semestre 2024

Option Type	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call
Currency Pair	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP
First Fixing Date	2-Jan-24	1-Feb-23	1-Mar-24	1-Apr-24	1-May-24	3-Jun-24
Last Fixing Date	31-Jan-24	29-Feb-24	28-Mar-24	30-Apr-24	31-May-24	28-Jun-24
Observation Frequency	Daily	Daily	Daily	Daily	Daily	Daily
Expiration Date	31-Jan-24	29-Feb-24	28-Mar-24	30-Apr-24	31-May-24	28-Jun-24
Settlement Date	2-Feb-24	4-Mar-24	2-Apr-24	3-May-24	4-Jun-24	2-Jul-24
USD Notional (mm)	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5
Spot Reference	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45
Strike	826	826	826	826	826	826
Ask Premium (USD mm)	30.34	31.53	32.56	33.5	34.36	35.14
Ask Premium (%)	9.56%	9.93%	10.25%	10.55%	10.82%	11.07%

Fuente: VNE

Alternativa 2 - USDCLP call strike @ \$900.00. Notional USD 317.5mm por mes. Vencimientos mensuales durante el 1S 2024, de Enero a Junio versus el promedio diario de los fixings publicados en cada mes (Dólar Observado publicado por el BCCH). Serían 6 settlements en total.

Figura 7.4-8. Alternativa 2 para primer semestre 2024

Option Type	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call	Average Rate Call
Currency Pair	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP
First Fixing Date	2-Jan-24	1-Feb-23	1-Mar-24	1-Apr-24	1-May-24	3-Jun-24
Last Fixing Date	31-Jan-24	29-Feb-24	28-Mar-24	30-Apr-24	31-May-24	28-Jun-24
Observation Frequency	Daily	Daily	Daily	Daily	Daily	Daily
Expiration Date	31-Jan-24	29-Feb-24	28-Mar-24	30-Apr-24	31-May-24	28-Jun-24
Settlement Date	2-Feb-24	4-Mar-24	2-Apr-24	3-May-24	4-Jun-24	2-Jul-24
USD Notional (mm)	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5
Spot Reference	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45
Strike	900	900	900	900	900	900
Ask Premium (USD mm)	13.60	15.42	16.92	18.25	19.47	20.56
Ask Premium (%)	3.82%	4.33%	4.75%	5.13%	5.47%	5.77%

Fuente: VNE

Alternativa 3 - USDCLP call cuyo strike va a ser el promedio diario de los fixings publicados entre Octubre 2023 y Marzo 2024. Notional USD 317.5mm por mes. Vencimientos mensuales durante el 2S 2024, de Julio a Diciembre versus el promedio diario de los fixings publicados en cada mes (Dólar Observado publicado por el BCCH). Serían 6 settlements en total.

Figura 7.4-9. Alternativa 3 para segundo semestre 2024

Option Type	Double Average Rate Call	Double Average Rate Call	Double Average Rate Call	Double Average Rate Call	Double Average Rate Call	Double Average Rate Call
Currency Pair	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP	USDCLP
Averaging Strike Parameters						
First Fixing Date	2-Oct-23	2-Oct-23	2-Oct-23	2-Oct-23	2-Oct-23	2-Oct-23
Last Fixing Date	29-Mar-24	29-Mar-24	29-Mar-24	29-Mar-24	29-Mar-24	29-Mar-24
Observation Frequency	Weekly	Weekly	Weekly	Weekly	Weekly	Weekly
Averaging Fixing Parameters						
Expiration Date	31-Jul-24	30-Aug-24	30-Sep-24	30-Oct-24	29-Nov-24	30-Dec-24
Settlement Date	2-Aug-24	4-Sep-24	2-Oct-24	5-Nov-24	3-Dec-24	3-Jan-25
First Fixing Date	1-Jul-24	1-Aug-24	2-Sep-24	1-Oct-24	1-Nov-24	2-Dec-24
Last Fixing Date	31-Jul-24	30-Aug-24	30-Sep-24	30-Oct-24	29-Nov-24	30-Dec-24
USD Notional (mm)	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5	317.5
Spot Reference	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45	901.45
Strike	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD
Ask Premium (USD mm)	15.46	16.82	17.77	18.61	19.99	20.70
Ask Premium (%)	4.87%	5.30%	5.60%	5.86%	6.30%	6.52%

Fuente: VNE

7.4.3 Estabilización de tarifas eléctricas similar al MEPCO u otro mecanismo equivalente

7.4.3.1 MEPCO

El MEPCO es un mecanismo de estabilización cuyo objetivo es atenuar los cambios abruptos en los precios de venta internos de los combustibles. Para lograrlo, el mecanismo actúa aumentando o disminuyendo semanalmente el impuesto específico de los combustibles (IEC), al que están sujetos las gasolinas, el diésel, y los gases de consumo vehicular (GLP y GNC). Así, cuando se proyecta un aumento de precio importante en alguno de los combustibles sujetos al mecanismo, el IEC de dicho combustible es disminuido para atenuar el alza. Por el contrario, si se proyecta una baja considerable en el precio, el IEC se aumenta. Dado que se registran tanto alzas como bajas del IEC, en promedio el mecanismo tiene un efecto tributario neutro, pero logra disminuir la volatilidad semanal a la que están sujetos los precios de los combustibles por su dependencia a la cotización en mercados internacionales.

El artículo 2º de la Ley Nº 20.765 de 2014, que crea el Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles (MEPCO), establece que el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE), debe fijar los precios de paridad de los combustibles derivados del petróleo que contempla dicho cuerpo legal. Los nuevos precios de paridad entrarán en vigencia en la fecha establecida en el respectivo decreto.

Se entiende por precio de paridad de importación la cotización promedio de importación de los combustibles gasolina automotriz, petróleo diésel y gas licuado de petróleo y para calidades similares a las vigentes en Chile, incluidos los costos de transporte, seguros y otros, cuando corresponda. Para estos efectos, para cada combustible se considerará un mercado internacional relevante o un promedio de dos mercados internacionales relevantes. El precio de paridad de cada combustible será fijado semanalmente por el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, considerando los precios promedio observados en las dos semanas inmediatamente anteriores o en las semanas que se determinen por decreto del Ministerio de Hacienda, previo informe de la Comisión, y entrará en vigencia el día jueves siguiente a su fijación.

7.4.3.2 IVA Crédito Fiscal

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) consiste en el recargo del 19% al monto del precio final determinado por el vendedor de un bien o servicio. El impuesto actúa en cadena, trasladándose desde el vendedor al comprador, quien descuenta el impuesto pagado y acreditado en las facturas de sus compras (Crédito Fiscal) y agrega el impuesto recolectado en las ventas (Débito Fiscal). El consumidor del bien o servicio es quien soporta por último el impuesto que se ha arrastrado en la cadena desde el productor hasta el consumidor final.

Está contemplado en el Decreto Ley N° 825 de 1976, sobre Impuesto a las Ventas y Servicios, que regula el Impuesto al Valor Agregado, pero que también regula el Impuesto Adicional a ciertos productos (llamado Impuesto al Lujo), el Impuesto Adicional a las Bebidas alcohólicas, analcohólicas y productos similares y otros impuestos específicos.

En particular, el IVA es el principal impuesto al consumo en Chile y grava con tasa de 19% las ventas de bienes corporales muebles e inmuebles, éstos últimos, en el caso de inmuebles de propiedad de una empresa constructora construidos totalmente por ella o que en parte hayan sido construidos por un tercero para ella.

El Impuesto al Valor Agregado tiene por objeto gravar el valor que se agrega al precio de venta de bienes y servicios en cada etapa de comercialización. Este impuesto se debe declarar y pagar mensualmente. Su monto se determina a partir de la diferencia entre el Crédito Fiscal, que es el IVA soportado por el comprador en sus compras y/o servicios gravados con IVA, y el Débito Fiscal, que es el IVA recargado por este mismo comprador o prestador de servicios en sus ventas con IVA que realice en el mismo mes. En síntesis, se debe pagar el IVA de las ventas menos el IVA de las compras. Si de esta resta resulta una diferencia a favor del contribuyente, existe un mecanismo que permite utilizarlo en períodos posteriores o incluso pedir su devolución en casos especiales. Este impuesto afecta también al Fisco, instituciones semifiscales, organismos de administración autónoma del Estado, municipalidades y a las empresas que pertenezcan a ellos o en los cuales estos organismos tengan participación. La tasa del IVA es de 19%, y se aplica también a las importaciones ya sean habituales o no, efectuadas por cualquier persona natural o jurídica.

7.4.3.3 Crédito especial para empresas constructoras (CEEC) ¹³

La venta de inmuebles, hasta el año 1987, no constituía un hecho gravado con el Impuesto a las Ventas y Servicios¹. A causa de esta situación, existía un ambiente propicio para que los proveedores

¹³ La información que se presenta se ha extraído del INFORME FINAL: EVALUACIÓN DE IMPACTO DEL SUBSIDIO AL PAGO DEL CONSUMO DE AGUA POTABLE Y SERVICIO DE ALCANTARILLADO Y TRATAMIENTO DE AGUAS SERVIDAS, Santiago de Chile, marzo de 2017, elaborado por Guernica Consultores para Dirección de Presupuestos del Ministerio de Hacienda.

de las empresas constructoras, que sí estaban gravados con IVA, efectuaran ventas o prestaran servicios sin recargar el impuesto, evadiendo de esta forma la obligación tributaria.

La inclusión de la actividad de la construcción como hecho gravado con IVA se genera a través de la Ley N° 18.630, del 23.07.1987, como una medida de control a la situación descrita en el párrafo anterior, a fin de generar el “autocontrol” del impuesto, toda vez que las empresas constructoras, al estar gravadas con IVA en sus ventas, tendrían derecho a utilizar el crédito fiscal por las compras de bienes y contratación de servicios que efectuaran, por lo que exigirían el documento tributario respectivo.

Lo que la ley en comento incorporó como hecho gravado fue la actividad de la construcción, es decir, quedaban gravados con IVA la venta de inmuebles de propiedad de una empresa constructora, construidos totalmente por ella o en parte por un tercero para ella, por lo que las posteriores ventas de dichos bienes no quedaban gravadas con el Impuesto al Valor Agregado.¹⁴

El artículo 21 del DL 910, de 1975, establece un crédito para las empresas constructoras en la venta o construcción, vía contratos generales de construcción, de inmuebles con destino habitacional, el cual se imputa en contra de los pagos provisionales obligatorios e impuestos de retención o recargo. Este beneficio sólo aplica, hasta antes de la reforma tributaria de 2014¹⁵, a los inmuebles con destino habitacional hasta 4.500 UF, con tope de 225 UF por vivienda.

Los montos por los que deben declarar las empresas constructoras en el Débito Fiscal corresponden al 19% del valor neto o base imponible de que dan cuenta las facturas y notas de débitos emitidas. Las empresas constructoras tendrán derecho a deducir del monto de sus pagos provisionales obligatorios (PPM) de la Ley sobre Impuesto a la Renta el 0,65 del débito del Impuesto al Valor Agregado que deban determinar en la venta de bienes corporales inmuebles para habitación por ellas construidos.

El remanente que resultare de esta imputación, por ser inferior el PPM o por no existir la obligación de hacerlo en dicho período, podrá imputarse a cualquier otro impuesto de retención o recargo que deba pagarse en la misma fecha, y el saldo que aún quedare podrá imputarse a los mismos impuestos en los meses siguientes, reajustado en la forma que prescribe el artículo 27 del Decreto Ley N° 825, de 1974. El saldo que quedare una vez efectuadas las deducciones por el mes de

¹⁴ Lo anterior, dio paso a que la industria inmobiliaria en nuestro país se organizara bajo la estructura de Holding de Empresas, en donde, entre otros aspectos, se aprovechan los créditos fiscales de IVA a nivel de la empresa constructora y la sociedad inmobiliaria, al no estar gravada con dicho tributo, hace la utilidad traspasando a precio el señalado impuesto.

¹⁵ La Reforma Tributaria, a través del artículo 5, sólo se limitó a modificar el tope del valor de las viviendas que pueden acogerse al beneficio, bajando de 4.500 UF a 2.000 UF, manteniendo el tope de 225 UF por vivienda.

diciembre de cada año, o el último mes en el caso de término de giro, tendrá el carácter de pago provisional de aquellos a que se refiere el artículo 88 de la Ley sobre Impuesto a la Renta¹⁶.

Para efectos de declarar el débito fiscal y la rebaja por conceptos de venta y/o construcción de estos inmuebles se debe hacer uso de la líneas y códigos del Formulario 29 de Declaración Mensual y Pago Simultáneo.

7.4.3.4 Opciones del mecanismo

- a) Mecanismo de estabilización tarifas eléctricas ajustando el IVA
- Se establece un tope de +5% en el precio de la tarifa final respecto al semestre anterior para los clientes regulados (o solo para los BT1).
 - El mecanismo de ajuste será una reducción / aumento de la tasa semestral del IVA, de tal manera que en el transcurso del tiempo el Estado recaude de manera efectiva, el equivalente al 19% de las ventas de electricidad realizadas a clientes regulados.
 - Semestralmente, el informe técnico de la CNE que fija el Precio de Nudo Promedio (PNP), debe determinar el porcentaje del alza en el precio de la energía y el impacto en tarifa final. En caso de que el alza sea superior al tope de 5%, informará al Ministerio de Hacienda el monto por el cual debiese ajustarse la tasa del IVA, de tal manera que el aumento de la tarifa no traspase el tope, junto con una estimación del monto de impuesto que no sería recaudado.
 - El Ministerio de Hacienda debe determinar la tasa del IVA que será traspasada a los clientes finales en el semestre, la cual puede ser igual a 0.
 - Semestralmente deberá determinarse la “deuda fiscal” que los clientes finales tienen por una reducción temporal de la tasa del IVA, en base a las ventas efectivas de electricidad de clientes regulados. Esta deuda será cobrada en el o los semestres en que se produzca una reducción del PNP, que permita determinar una tasa de impuesto que permita mantener la tarifa a cliente final, hasta que se recaude el total de la “deuda fiscal”.
 - En cualquiera de los semestres siguientes en que se produzca una reducción del PNP, la Comisión deberá informar al Ministerio de Hacienda el monto por el cual puede ajustarse la tasa del IVA, de tal manera que la tarifa final no cambie y permita recaudar todo o parte de la “deuda fiscal”.

¹⁶ Fuente: www.sii.cl

- Una vez recaudado el total de la “deuda fiscal” y siempre que no se pase del tope establecido, la tasa que se aplicará será la permanente (19%).
 - Dado que se registran tanto alzas como bajas del IVA, en promedio el mecanismo tiene un efecto tributario neutro, pero logra disminuir la volatilidad semestral a la que están sujetos los precios de la energía producto del tipo de cambio y otros indexadores.
 - Dado que el impuesto actúa en cadena, trasladándose desde el vendedor al comprador, quien descuenta el impuesto pagado y acreditado en las facturas de sus compras (Crédito Fiscal) y agrega el impuesto recolectado en las ventas (Débito Fiscal), es el cliente regulado quien soporta por último el impuesto que se ha arrastrado en la cadena desde el productor hasta el consumidor final. El mecanismo que se propone es neutro para la cadena de suministro, salvo para las empresas distribuidoras, ya que el ajuste de la tasa de IVA en el último eslabón afecta la “mecánica” en que opera este impuesto. Por ello, debiese establecerse un mecanismo que permita a las compañías distribuidoras recuperar su crédito fiscal, aun cuando el débito fiscal sea inferior por causa del ajuste de la tasa.
 - El mayor problema que presenta este diseño es que técnica y políticamente es complejo de aceptar. Dada la lógica de “cadena” del impuesto, ajustar la tasa final afecta la forma en que opera el impuesto, cuestión que puede solucionarse. Desde el punto de vista de política fiscal, probablemente el Ministerio de Hacienda no esté disponible a un mecanismo de esta naturaleza, ya que podría solicitarse un mecanismo similar para otros servicios básicos e incluso otros bienes y servicios, lo que podría generar un problema recaudatorio importante para el erario público, ya que la carga tributaria total depende principalmente de la recaudación proveniente del IVA (47% de los ingresos tributarios en 2018).
- b) Crédito especial para empresas distribuidoras.
- Se establece un tope de +5% en el precio de la tarifa final respecto al semestre anterior para los clientes regulados (o solo para los BT1).
 - El mecanismo de ajuste será realizado por las empresas distribuidoras. La tarifa final incorporará el IVA normal, y un ajuste a la cuenta que refleje el tope de aumento de la tarifa, el cual será asumido por la empresa distribuidora.
 - El monto que las empresas distribuidoras deben declarar en el Débito Fiscal corresponde al 19% del valor neto o base imponible de que dan cuenta las facturas y notas de débitos emitidas. Las empresas distribuidoras tendrán derecho a deducir del monto de sus pagos provisionales obligatorios (PPM) de la Ley sobre Impuesto

a la Renta el 0,65 del débito del Impuesto al Valor Agregado que deban determinar en la venta de electricidad para clientes regulados. El remanente que resultare de esta imputación, por ser inferior el PPM o por no existir la obligación de hacerlo en dicho período, podrá imputarse a cualquier otro impuesto de retención, hasta que se agote. En caso de que en 12 meses las empresas distribuidoras no logren recuperar totalmente el “crédito especial”, la diferencia será imputada al IVA que deba enterar la empresa distribuidora.

- Semestralmente, el informe técnico de la CNE que fija el Precio de Nudo Promedio (PNP), debe determinar el porcentaje del alza en el precio de la energía y el impacto en tarifa final. En caso de que el alza sea superior al tope de 5%, informará al Ministerio de Hacienda que se aplicará el mecanismo de “crédito especial”.
- Mensualmente, las empresas distribuidoras deberán informar a la CNE los montos acumulados producto del mecanismo, información que deberá ser auditada por la CNE, la que emitirá un informe técnico al Ministerio de Hacienda para determinar los montos mensuales que se acumulen.
- La ventaja de este mecanismo es que no modifica la tasa del IVA, por lo que es menos complejo de aceptar técnica y políticamente. No obstante, genera un impacto fiscal relevante, ya que el diferencial lo absorbe íntegramente el fisco mediante menos recaudación.

7.5 Propuesta

7.5.1 Normalización tarifaria

En función del cumplimiento del primer objetivo, se formula el siguiente mecanismo transitorio de actualización de tarifas, el cual contempla reducir los impactos en los clientes más vulnerables, los cuales están ubicados en el segmento de menor consumo de la Ley MPC, es decir, aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual es inferior a 350 kWh.

- Se mantendrá el nivel tarifario vigente hasta el 31 de diciembre de 2023 para todos los clientes regulados.
- A partir de la primera fijación tarifaria de 2024, la tarifa a traspasar a todos los clientes regulados con un consumo promedio mensual superior a 350 kWh corresponderá al PNP real más un Cargo MPC que permitirá solventar la deuda.
- En la primera fijación tarifaria de 2024, el nivel tarifario de los clientes con consumo promedio mensual inferior a 350 kWh corresponderá a la tarifa actual reajustada por la variación de índice de precios del consumidor acumulada (IPC).
- En la segunda fijación tarifaria de 2024, el nivel tarifario de los clientes con consumo promedio mensual inferior a 350 kWh corresponderá a PNP.
- A partir de la primera fijación tarifaria de 2025, el nivel tarifario para todos los clientes corresponderá a PNP más Cargo MPC.

7.5.2 Pago deuda

Para poder pagar la deuda en las fechas estipuladas en las leyes de estabilización se propone el siguiente mecanismo, el cual se atiene a las restricciones de pagar la deuda del mecanismo PEC de manera prioritaria y cumplir con las fechas de pago de los documentos de pago ya emitidos por el mecanismo MPC.

- La deuda PEC se pagará en hasta 8 cuotas semestrales en el periodo comprendido por los años 2024 a 2027 conforme a la proyección de la recaudación.
- La deuda total acumulada por efecto de la ley MPC hasta diciembre de 2023 originada ya sea por beneficio a cliente final; diferencias de facturación; atraso de publicación de decretos; diferencias por compra y acumulación de intereses será transformada en documentos de pago con garantía estatal y se pagarán en 8 años a partir de 2028.

Los recursos para el pago de ambas deudas provendrán de:

- Cargo MPC de \$10 por kWh reajustados por IPC semestralmente durante 12 años (su vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2035).

- Hasta el 31 de diciembre de 2027, se utilizará la recaudación total del cargo adicional al CSP descontando USD 100 millones anuales para financiar un Bono Social Eléctrico (BSE). (El descuento en 2024 será de USD 50 millones).

Adicionalmente, el límite de acumulación de deuda del mecanismo MPC debe modificarse de USD 1.800 millones a USD 3.000 millones.

Por último, en caso de que la recaudación total semestral no alcance a pagar lo que corresponda, el Estado deberá pagar la diferencia, pudiendo recuperar los recursos inyectados en la medida que existan excedentes en los semestres siguientes o al final del período.

7.5.3 Cargo MPC

El Cargo MPC tiene por objetivo pagar parte de la deuda total acumulada a por la aplicación de los mecanismos PEC y MPC. Para estimar el valor de este cargo se realizaron simulaciones con distintos tipos de cambio y para distintas fechas del pago total de la deuda, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 7.5-2. Escenarios de pago deuda con sensibilidades de tipo de cambio y fecha de pago total

Tipo cambio / Pago Deuda	2032	2033	2034	2035
800	11,15	9,85	8,78	7,89
850	12,05	10,65	9,49	8,52
900	12,96	11,44	10,19	9,15
950	13,86	12,23	10,90	9,78
1000	14,76	13,03	11,60	10,41

Fuente: VNE

A partir de este análisis se determinó que para asegurar el pago de la deuda con la mayor holgura posible se asignará un Cargo MPC equivalente a \$10 por kWh el cual será aplicado hasta el 31 de diciembre de 2035.

Independiente de lo anterior, se realizará un ajuste al Cargo MPC en caso de que el tipo de cambio, en un periodo de 12 meses anteriores al de la respectiva fijación tarifaria, presente variaciones superiores al 20% de aumento o reducción respecto del valor promedio del mes de octubre de 2023.

7.5.4 Bono Social Eléctrico (BSE)

En vista de que existe un segmento de la población más vulnerable que posee problemas para cubrir sus gastos en electricidad dados los niveles actuales y proyectados de las tarifas eléctricas, se establece en la ley un **bono social eléctrico anual de USD 200 millones**, el cual será financiado de la siguiente manera:

- USD 100 millones provenientes del cargo adicional del cargo de servicio público (USD 50 millones en 2024).
- USD 100 millones entregados por el fisco. Este monto podrá ser modificado en la ley de presupuestos de la Nación.

Para efectos de entregar los montos correspondientes del BSE a los beneficiarios se utilizará el mecanismo de financiamiento conocido como billetera electrónica.

Se propone que el BSE posea una focalización triple, orientada a:

- Familias (Beneficio solo aplicable a clientes con opción tarifaria BT1). En caso de existir más de una familia beneficiaria en un mismo domicilio se podrá adicional el beneficio con un tope.
- Segmentos del Registro Social de Hogares que se desee proteger (quintiles de ingreso y/o características adicionales). Los criterios serán establecidos por ley.
- Consumo eléctrico básico para una familia, a modo de ejemplo se estima que será equivalente a 145 kWh/mes.

7.5.5 Mecanismo de estabilización

Se crea un Mecanismo permanente de estabilización del alza y reducciones de tarifas para clientes residenciales, cuyo objetivo es atenuar los cambios abruptos en los precios de las tarifas eléctricas.

El mecanismo se financiará a través de:

- A partir de 2028, se utilizarán los recursos del cargo adicional del cargo de servicio público descontando USD 100 millones del BSE.
- Recursos fiscales.
- Cargos de neutralidad fiscal.

El Mecanismo podrá lograr su objetivo de estabilización mediante distintos mecanismos (Instrumentos de cobertura, como contratos de derivados o de opción, determinación de un tope de alza financiando la diferencia, otros instrumentos financieros o seguros).

En caso de que se inyecten recursos fiscales, para que exista neutralidad fiscal en el largo plazo, se podrá incorporar cargos de neutralidad fiscal en los siguientes semestres, determinados de manera conjunta por el Ministerio de Energía y el Ministerio de Hacienda.

7.6 Impactos

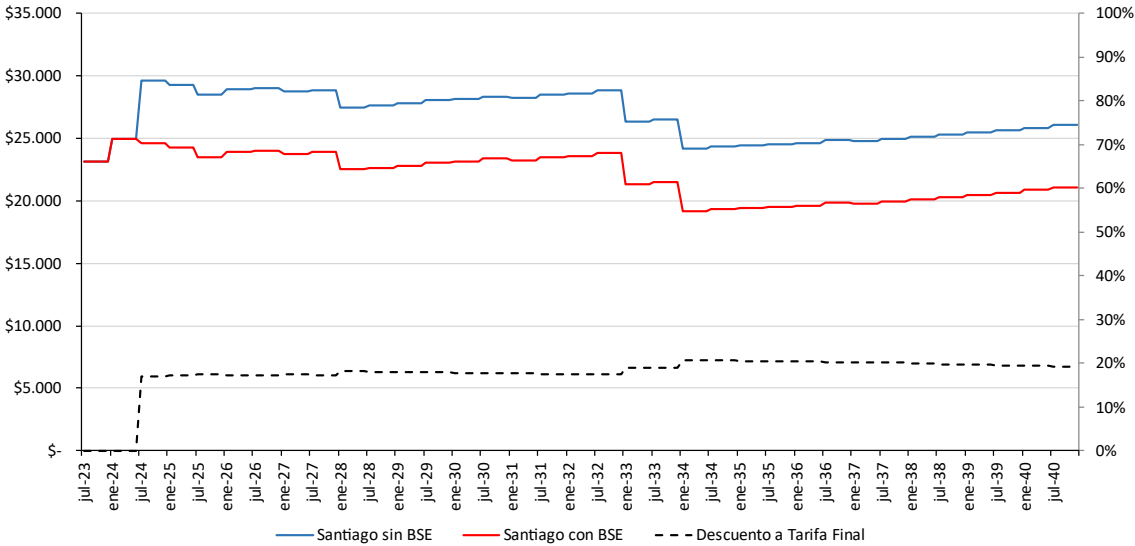
En la siguiente sección se presentan los impactos proyectados de la aplicación del BSE y de la propuesta de normalización tarifaria y pago de la deuda de los mecanismos de estabilización.

7.6.1 Impactos del Bono Social Eléctrico

En esta sección se presentan los impactos de la aplicación de un ejemplo del Bono Social Eléctrico. El ejemplo consiste en que la regulación utilice USD 200 millones, financiados por el cargo adicional de cargo por servicio público y recursos fiscales en partes iguales, para apoyar a un total de 3.000.000 de beneficiarios. Este escenario fue simulado para una cuenta tipo de 180 kWh/mes en la comuna de Santiago, en el cual el BSE cubre los primeros 145 kWh de la familia beneficiaria y proyectando un tipo de cambio de 900 CLP/USD.

Figura 7.6-1. Ejemplo de impacto sobre tarifa tipo del BSE

Tarifa Final - Caso 3 Millones de Beneficiarios - Tipo de cambio 900



Fuente: VNE

Adicionalmente, la siguiente tabla resume el porcentaje de descuento de la cuenta final para un consumo de 180 kWh/mes en Santiago considerando distintos escenarios de proyección de tipo de cambio y cantidad de beneficiarios alcanzados por el BSE.

Tabla 7.6-1. Descuento sobre tarifa final por BSE para cuenta tipo de 180 kWh/mes en Santiago

N° Beneficiarios	200 MM USD		
	Tipo de Cambio		
	800	850	900
1.000.000	13.333	14.167	15.000
2.000.000	6.667	7.083	7.500
3.000.000	4.444	4.722	5.000
4.000.000	3.333	3.542	3.750
N° Beneficiarios	800	850	900
1.000.000	-51%	-51%	-51%
2.000.000	-25%	-25%	-25%
3.000.000	-17%	-17%	-17%
4.000.000	-13%	-13%	-13%

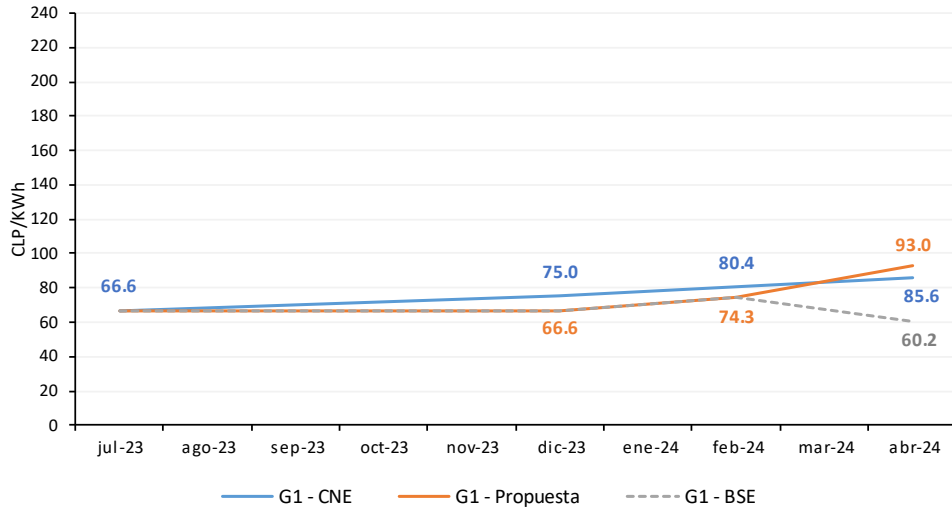
Fuente: VNE

7.6.2 Impactos de normalización tarifaria

En esta sección se muestran los impactos de la propuesta de normalización tarifaria para cada tramo de clientes definidos en la ley 21.472 y se realiza una comparación con la proyección de precios que publicó la CNE en su informe técnico preliminar de PNP en agosto de 2023.

En primer lugar, se muestra el efecto de la propuesta para clientes cuyo consumo promedio mensual es inferior a 350 kWh/mes. Este tramo incluye a los beneficiarios del BSE, por lo que, se incluye el precio de la energía que traspasable a este grupo de clientes luego de aplicar el descuento del BSE. Este escenario de BSE es equivalente al mostrado en la sección anterior, donde se considera que el BSE es utilizado para alcanzar a 3.000.000 de beneficiarios y se simula una cuenta tipo de 180 kWh/mes con un tipo de cambio de 900 CLP/USD. Luego, se muestra el efecto para los clientes con un consumo medio ubicado entre 350 y 500 kWh/mes y, por último, se visualizan los precios proyectados para los clientes regulados con consumos superiores a 500 kWh/mes. Estas proyecciones fueron realizadas con un tipo de cambio de 900 CLP/USD.

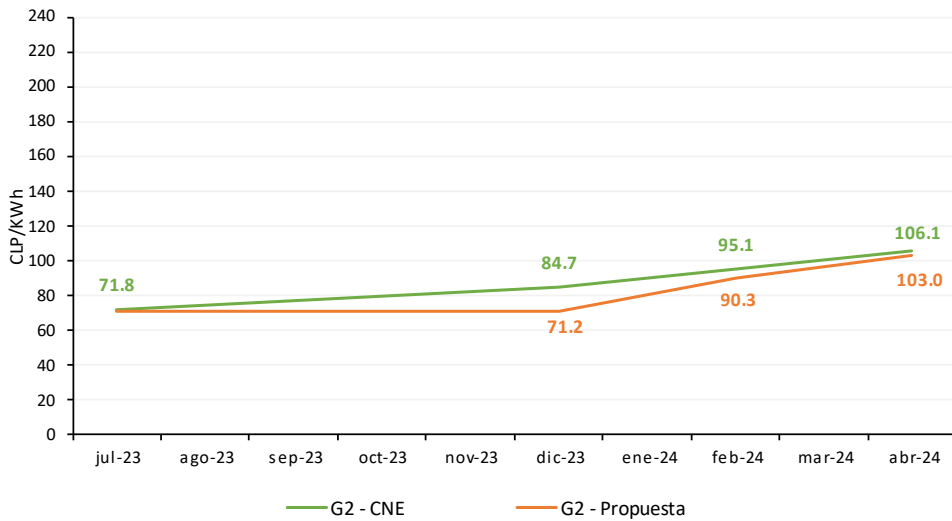
Figura 7.6-2. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo inferior a 350 kWh/mes.



Fuente: VNE

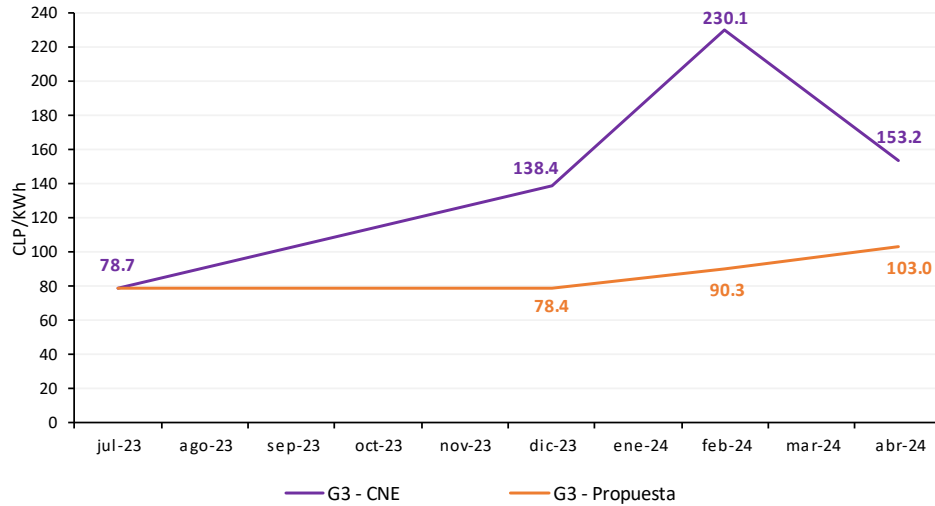
Luego,

Figura 7.6-3. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo entre 350 kWh/mes y 500 kWh/mes.



Fuente: VNE

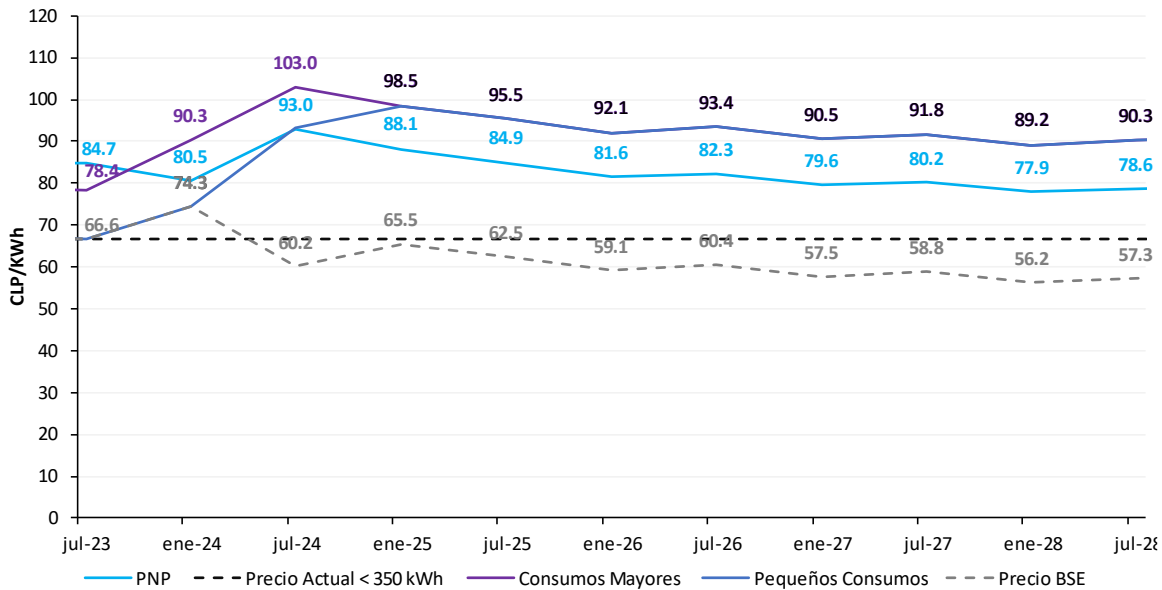
Figura 7.6-4. Impacto normalización tarifaria clientes con consumo superior a 500 kWh/mes.



Fuente: VNE

Para finalizar, se proyectan los precios a traspasar a cada tramo de clientes regulados y a los beneficiarios del BSE en el largo plazo, asumiendo un tipo de cambio de 900 CLP/USD.

Figura 7.6-5. Proyección de precios de clientes regulados en el largo plazo.



Fuente: VNE