

PROTECCIÓN TARIFARIA ELÉCTRICA: ¿REMEDIO PEOR QUE LA ENFERMEDAD?

- Tras múltiples distorsiones de precios en el sector eléctrico, es positivo que se busque ordenar la situación de la industria. El cambio propuesto (postergar reliquidaciones y congelar tarifas) es una solución política, no económica, pues la deuda no desaparece, solo se difiere —y se socializa—, profundizando las distorsiones que el propio proyecto de ley pretende corregir.
- Si se quieren evitar las dificultades políticas que implica un alza tarifaria, lo correcto sería sincerar los precios y establecer mecanismos de subsidios focalizados para quien lo requiera.
- Por otro lado, el proyecto amenaza con traspasar costos ineficientes a los clientes al poner en riesgo el modelo de tarificación vigente, generando incentivos para acordar inversiones al margen de una empresa modelo eficiente. Esto pone en riesgo la mayor virtud de nuestro sistema tarifario: proteger al cliente del traspaso de costos ineficientes (es decir, mayores precios).

El Ministerio de Energía ingresó un proyecto de ley “De Protección Tarifaria Eléctrica”¹, que presenta un conjunto de medidas que buscan evitar un aumento significativo de las tarifas de los clientes, velar por la seguridad del suministro y que existan instituciones capaces de responder a un sector dinámico. A continuación, se presentan los problemas que identifica la autoridad, las medidas propuestas para resolver dicha dificultad y, finalmente, sus limitaciones.

1. REGULARIZACIÓN Y CERTEZA TARIFARIA: NO RESUELVE EL PROBLEMA DE FONDO Y MEDIDAS AFECTAN A TODOS POR IGUAL

1.1 RETRASO EN LA FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

Problema. El VAD remunera el uso de las redes del segmento de distribución y se determina cada cuatro años en base a una empresa modelo eficiente. El VAD correspondiente al período 2020-2024 se publicó con 43 meses de retraso, lapso durante el cual se aplicaron las tarifas del período anterior (2016-2020). La deuda que

¹ Boletín N° 18.384-08.

los clientes regulados acumulan por este concepto con las distribuidoras es de cerca de \$800.000 millones. Por su parte, la fijación del VAD para el cuatrienio 2024-2028 ya acumula 19 meses de retraso, estimándose que el decreto podría dictarse recién a fines de 2027, lo que acumulará aún más deuda.

Propuesta. No se aplicaría la reliquidación de esta deuda a las cuentas de los clientes, sino que se contabilizaría como Saldo de Normalización Tarifaria (Saldo NT), a analizar más adelante. Adicionalmente, la vigencia de las tarifas que se fijen para el cuatrienio 2024-2028 se extendería hasta el 2030 (transformándolo en “sexenio”), de modo que las nuevas tarifas del período 2030-2034 entren en vigencia sin retraso².

1.2 RETRASO EN LA FIJACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN EN LA ZONA AUSTRAL

Problema. La componente de generación y transmisión del cuatrienio 2022-2026 de los sistemas medianos, aquellos no interconectados al Sistema Eléctrico Nacional³, registra un retraso en la actualización de las tarifas en promedio de 34 meses, lapso durante el cual se continuó aplicando las tarifas previas (2018-2022), generando una deuda de cerca de \$16.000 millones.

Propuesta. Estas diferencias no se abonarán a las boletas de los clientes, sino que quedan contabilizadas, junto a las del VAD 2020-2024, dentro del Saldo NT.

1.3 RETRASO EN LA FIJACIÓN DEL VALOR ANUAL DE LA TRANSMISIÓN POR TRAMO (VATT)

Problema. La remuneración de la transmisión del cuatrienio 2024-2027 se encuentra retrasado en 29 meses, lo que ocasionará una reliquidación al dictarse el nuevo decreto.

Propuesta. Se busca extender hasta el 31 de diciembre de 2028 la vigencia de las tarifas actuales, y la deuda acumulada con las transmisoras también se contabilizará en el Saldo NT.

1.4 DEUDA ACUMULADA POR RELIQUIDACIONES

Problema. Los tres retrasos mencionados, como consecuencia de atrasos en la fijación de las tarifas por parte de la autoridad regulatoria, generan en conjunto una

² Los montos adeudados a las distribuidoras por las reliquidaciones del sexenio 2024-2030 se incorporarán en el nivel tarifario del proceso cuatrienal del VAD 2030-2034.

³ Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó, Hornopirén, Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Williams.

deuda significativa con las empresas eléctricas, que de no gestionarse implicarán un fuerte y concentrado impacto en las cuentas de los clientes finales.

Propuesta. El saldo adeudado será contabilizado en el Saldo NT como un componente adicional del Fondo de Estabilización de Tarifas⁴ (FET), conviviendo con la deuda generada por la estabilización de precios de energía por el Mecanismo de Protección al Cliente⁵ (MPC⁶). Esta nueva deuda será financiada por un nuevo cargo transitorio incorporado a las tarifas eléctricas de \$5 por kWh (Componente NT), que se aplicará a los clientes finales desde 2028 y hasta 2035. Esta será reajutable y la Comisión Nacional de Energía (CNE) podrá ajustar su valor si los recursos del FET no resultan suficientes para cumplir las obligaciones. Quedarán exentos de este cargo los clientes que, como resultado de la reliquidación, deban recibir abonos en sus cuentas y será financiado también por los clientes libres sujetos a peajes de distribución, mediante una componente específica en los decretos de peajes respectivos.

Para materializar el pago a las empresas, la Tesorería General de la República emitirá títulos de crédito transferibles a la orden, sin garantía estatal, cuyo pago se realiza con cargo al FET.

Comentario. El persistente retraso del Decreto Tarifario que define el VAD, sin una coyuntura económica que lo justifique, y la ausencia de responsabilidad administrativa y política por ese atraso, es una mala señal para procesos futuros. Introduce un componente adicional de inestabilidad a las concesionarias de distribución, las cuales tienen que recurrir a costos financieros innecesarios para mantener su operación. Estos retrasos han sido consecuencia de una falla del Estado, no del mercado, por lo que el costo debe recaer sobre quien lo causó y no diluirlo entre los consumidores.

En este contexto, la extensión del plazo de pago es un avance al permitir normalizar los actuales procesos tarifarios. Sin embargo, no soluciona el problema de fondo, por lo que estos retrasos podrían volver a observarse en el futuro. Por tanto, se requiere

⁴ El FET está regulado por la Ley N° 21.472. Se considera ampliará sus fines para que el FET también considere el pago de las deudas por reliquidaciones del VAD y de sistemas medianos, así como el pago del subsidio transitorio.

⁵ El Cargo MPC es un cobro adicional en las boletas de electricidad con el fin de saldar la deuda acumulada con las empresas generadoras debido al congelamiento de tarifas eléctricas establecido desde 2019. De esta forma, el Componente NT opera como un subsidio cruzado prácticamente universal.

⁶ Las tarifas mantienen la “Componente Saldo Final Restante” del Cargo MPC —ya existente—, fijada en \$22 por kWh para 2024-2027 y \$9 por kWh para 2028-2035, destinada a otros pagos del FET distintos del Saldo NT.

repensar y rediseñar el proceso tarifario de forma que este problema se resuelva en forma permanente⁷.

Las alzas tarifarias que se produjeron en 2024 —incluyendo las que recogen diferencias de reliquidación— son necesarias para sincerar los precios distorsionados por los mecanismos de estabilización de los últimos gobiernos. Sin embargo, insistir en nuevos congelamientos profundiza las distorsiones y acumula mayor deuda, trasladando el problema hacia el futuro. Por tanto, es necesario tener en cuenta que la solución de largo plazo requiere que los precios reflejen los costos reales de proveer el servicio.

En ese sentido, la solución propuesta no distingue la capacidad de pago ni la magnitud real del impacto en cada caso, sino que se traspasa a deuda toda la reliquidación⁸. El Ministerio de Energía estima que, de reliquidar el VAD, cerca del 90% de los clientes registrarían un aumento menor al 10% de la cuenta por este concepto. Bajo ese análisis, el Componente NT —al repartir el costo del Saldo NT entre todos los clientes finales por igual, incluyendo comercios e industrias con mayor capacidad de absorber el costo por sí mismos— sería un mecanismo más regresivo y menos costo-efectivo que una alternativa focalizada en los hogares y PYMEs con mayor impacto relativo en su boleta.

Finalmente, preocupa que se faculte a la CNE, un servicio del Estado, la posibilidad de modificar el Componente NT, sin contrapesos, en el caso de que el FET esté desfinanciado.

2. MITIGACIÓN DE IMPACTO TARIFARIO: RECONOCER LOS REALES COSTOS Y SUBSIDIAR A QUIENES LO NECESITAN

2.1 SUBSIDIO ELÉCTRICO A USUARIOS DE ESCASOS RECURSOS

Problema. Para atenuar los efectos del descongelamiento tarifario en las cuentas eléctricas de cerca de 2 millones de clientes regulados (Ley N°21.667), así como los cargos adicionales en las cuentas de los clientes para financiar la deuda con las generadoras, se estableció un subsidio al pago del consumo eléctrico vigente para el período 2024-2026⁹. Sin embargo, los cargos que financian la deuda se mantendrán vigentes durante 2027.

⁷ Para mayor análisis ver: Reseña Legislativa N° 1610, “Estabilización de tarifas eléctricas”, Boletín N° 16.576-08 (31 de enero de 2024) y [Temas Públicos N°1935](#).

⁸ Para mayor análisis ver [Temas Públicos N°1735](#) y [Temas Públicos N°1659](#).

⁹ Este subsidio está dirigido al 40% más vulnerable según el RSH y movilizó US\$120 millones anuales.

Propuesta. Se extiende el subsidio hasta 2027, incorporando un aporte adicional de US\$120 millones financiado con cargo al FET, es decir, pagado por los usuarios y no por el Estado.

Comentario¹⁰. Al igual que en el diseño original del subsidio, se observan problemas tanto en la forma, como en el fondo de esta medida. Primero, es cuestionable que el costo del subsidio sea de cargo de los propios clientes y no financiado con impuestos generales como suelen financiarse políticas sociales. Una mejor solución es que para los hogares más vulnerables exista un subsidio permanente, como el subsidio al agua potable. No contar con una herramienta permanente y focalizada hace que no sea descartable que en 2027 nuevamente se legisle una extensión del subsidio.

Finalmente, sigue sin presentarse una justificación técnica que confirme la necesidad de dar cobertura a 2 millones de hogares, los cuales fueron seleccionados en base a la información del Registro Social de Hogares (RSH), el cual se ha reconocido que no constituye un umbral adecuado para focalizar el beneficio.

2.2 ALZAS TARIFARIAS EN LOS RÍOS Y LOS LAGOS

Problema. A partir de julio de 2026 los clientes regulados de las regiones de Los Ríos y Los Lagos experimentarán alzas promedio de 19% en sus tarifas, por concepto de generación y transmisión eléctrica.

Propuesta. Se incorporan modificaciones al sistema de tarificación de modo que solo a estas dos regiones se les congele los precios¹¹ para evitar su alza, a diferencia del resto del país¹². Las diferencias que genera esta excepción se contabilizarán y reincorporarán en el siguiente proceso de fijación tarifaria, a prorrata de las energías suministradas a clientes regulados a nivel nacional.

Comentario¹³. La propuesta cede ante presiones políticas por intervenir tarifas, obviando el rol de los precios en el uso eficiente de los recursos. Postergar alzas — aun cuando se presente como acotada y transitoria— genera nuevas deudas que deben ser financiadas por todos los consumidores regulados y a perpetuar la necesidad de mecanismos de estabilización. Como se mencionó, la solución debe ser sincerar los costos reales del servicio y crear subsidios focalizados. Por otro lado,

¹⁰ Para más detalle ver: Reseña Legislativa N° 1610, “Estabilización de tarifas eléctricas”, Boletín N° 16.576-08 (31 de enero de 2024); [Temas Públicos N°1650](#) y [Temas Públicos N°1659](#).

¹¹ Fija Precios de Nudo Para Suministros de Electricidad. Del decreto N° 20T de noviembre del 2025.

¹² Fija Precios de Nudo Para Suministros de Electricidad. Del decreto N° 4T de abril del 2026.

¹³ Para más detalle ver nota al pie número 11 y [Temas Públicos N°1609](#).

establecer trato diferenciado a determinados clientes según el alza de tarifas se puede criticar como discriminación al basarse simplemente en el alza de la cuenta.

2.3 POSIBILIDAD DE RENEGOCIAR CONTRATOS DE SUMINISTRO VIGENTES

Problema. Parte de la presión sobre las tarifas proviene de los contratos privados vigentes entre generadoras y distribuidoras, cuyos precios no siempre reflejan las condiciones actuales de mercado, sino también las condiciones de mercado presentes cuando fueron firmados.

Propuesta. Se establece una facultad excepcional, y por única vez, para que la CNE, previo mandato del Ministerio de Energía, implemente mecanismos voluntarios que permitan modificar los contratos vigentes —con acuerdo de las partes— con el propósito de rebajar el precio de la energía en las cuentas de los clientes regulados. Este mecanismo, considera modificaciones en precios, plazo o condiciones, o de nuevos contratos.

Comentario. Entendiendo que es una facultad voluntaria, fundada y por única vez, preocupa el precedente que se genera cuando la autoridad alienta que se renegocien contratos entre privados. Si bien la condición de “voluntariedad” evita, en principio, la obligatoriedad, la sola presencia de la autoridad puede presionar por dicha renegociación. Finalmente, estos contratos reflejan las condiciones de mercado al momento de haberse firmado y es con esa perspectiva con la que deben evaluarse, teniendo consideración por las inversiones que se pagan mediante ellos¹⁴.

3. SEGURIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO, ¿FIN A LA EMPRESA MODELO EFICIENTE?

3.1 REZAGO EN INVERSIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Problema. En 2025 el suministro eléctrico registró¹⁵ una interrupción promedio de 15,2 horas de duración, lejos de la meta de 4 horas al año establecida en la Política Energética Nacional para 2035, reflejando una brecha relevante de inversiones a realizar.

Propuesta. Se habilita al Ministerio de Energía para realizar convocatorias dirigidas a las empresas concesionarias de distribución, a fin de que presenten planes de inversión en obras de infraestructura destinadas a mejorar la calidad del servicio en

¹⁴ Muchos de esos contratos vienen de la época posterior al corte del gas argentino a mediados de los 2000 y permitieron financiar infraestructura de generación que evitó problemas de suministro en aquella época.

¹⁵ Según datos oficiales de la SEC.

su zona de concesión. Estos planes tienen carácter complementario al régimen general de inversiones. El plan aprobado quedará sin efecto si no entra en operación dentro del año siguiente a la fecha establecida. Además, se fijan límites cuantitativos para el valor de los planes aprobados: no podrá superar el 5% del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la concesionaria o el conjunto de planes aprobados no podrá superar el 20% del VNR de una empresa. La remuneración asociada se reconocerá en los procesos de fijación tarifaria y se aplicará durante 20 años, mediante componentes tarifarias específicas vinculadas al cumplimiento de metas de calidad de servicio.

Comentario¹⁶. Es un avance que el regulador reconozca que mejorar la calidad de servicio requiere remunerar adecuadamente la inversión necesaria para ello, en lugar de exigir mejor servicio sin más, tal como se ha visto en algunos procesos. Sin embargo, esta medida distorsiona el sistema de regulación de precios a través de la empresa modelo eficiente¹⁷. Tal como está establecido en el proyecto, se genera el incentivo a acordar las decisiones de inversión futuras “por fuera” del modelo tarifario. Hay que recordar que la institucionalidad de la empresa modelo ha ayudado a proteger a los clientes de las ineficiencias de la empresa real o conductas oportunistas en que puedan incurrir las empresas de distribución, por su carácter monopólico.

Lo anterior sería un retroceso por varias razones. Primero, la empresa modelo remunera la exigencia de calidad del servicio exigido, por lo que no se entiende un nuevo pago por inversiones por este concepto, a menos que el pago que ya se realiza sea insuficiente para las nuevas inversiones. Si este fuera el caso, el problema queda radicado en la CNE y las tarifas que ella fija, debiendo ser sinceradas. Segundo, se corre el riesgo de que las empresas presenten inversiones poco eficientes o que se termine remunerando dos veces la infraestructura ya reconocida en el régimen general de inversiones. Tercero, el mérito final de estas inversiones dependerá de que

¹⁶ Para mayor detalle ver [Temas Públicos N°1609](#) y [Temas Públicos N°1653](#).

¹⁷ Artículo 183º de la LGSE. Las componentes a remunerar en la distribución se calcularán en base a los costos bajo un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión. El supuesto de eficiencia de la empresa modelo tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real que sirva de referencia para determinar la empresa modelo en, al menos, los siguientes aspectos: 1) La distribución de los clientes en cuanto localización y demanda, así como la normativa que la empresa deba cumplir en seguridad y calidad para prestar el servicio público de distribución. 2) El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo. 3) La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución. 4) La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes. 5) La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

la selección de proyectos por parte de la autoridad sea efectivamente eficiente y de que se evite, como exige el propio texto del proyecto, el doble pago de infraestructura ya reconocida en el régimen general de inversiones. Sin embargo, surge la duda razonable de que el regulador pueda cumplir estas condiciones, especialmente porque el informe financiero del proyecto no considera gasto fiscal y, por tanto, no habrá mayor fiscalización para estas nuevas inversiones que deben ser controladas por los reguladores. Cuarto, el mecanismo vigente ayuda a contener el alza de precios ya que remunera una operación eficiente, por lo que no se ve el beneficio de modificar dicho modelo. Quinto, aumenta el riesgo de captura del regulador por parte de la empresa al ser una negociación directa.

Abordar las brechas de calidad e infraestructura del sector eléctrico requiere una mirada integral y de futuro. No es posible enfrentar los recurrentes eventos climáticos extremos si el objetivo del regulador es presionar las tarifas a la baja, ya que existe una relación inevitable entre el nivel de la tarifa y la calidad de servicio. Por ejemplo, el congelamiento del reajuste de tarifas de distribución dispuesto por la Ley N°21.194 del año 2019 implicó que las distribuidoras percibían en promedio solo dos tercios de los ingresos que les correspondían, lo que redujo significativamente su capacidad de inversión y mantención de las redes.

De acuerdo al proyecto de ley solo se remunera la nueva inversión en la medida en que se observe la mejora en la calidad del servicio. Sin embargo, existirán discrepancias entre lo que el regulador exige como calidad y lo que otorga la distribuidora, por ejemplo, frente a eventos climáticos extremos, aumentando la conflictividad e incertidumbre entre regulador y regulado.

EN SÍNTESIS

El proyecto de ley busca resolver ciertos conflictos que hoy se observan en el sistema eléctrico, pero las medidas propuestas tienen importantes espacios de mejora para evitar que, en el futuro, surjan otras problemáticas más difíciles de resolver.

El financiamiento de todas las medidas con impacto monetario descansa en el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y en el nuevo Cargo MPC, es decir, en los propios clientes finales a través de las tarifas eléctricas. Sin duda, la solución más eficiente frente a alzas tarifarias políticamente sensibles es crear subsidios focalizados y financiados con ingresos generales de la nación, justamente para evitar que ese costo recaiga sobre la totalidad de los hogares y empresas del país.

Además, el mecanismo de planes de inversión remunerados que introduce el proyecto diluye el sistema de tarificación en base a una empresa modelo eficiente que, de consolidarse, podría vaciar de contenido dicho marco regulatorio. La empresa modelo ha sido el principal dispositivo para contener el traspaso de ineficiencias de las empresas a los clientes, precisamente porque remunera una operación eficiente.

Al permitir que el Ministerio de Energía apruebe planes de inversión complementarios, se genera el incentivo para que las distribuidoras acuerden con la autoridad sus decisiones de inversión futura por esta vía, sustituyendo el proceso tarifario regular. El resultado sería que la tarifa dejaría de reflejar el costo de una empresa eficiente, con el riesgo de aumento de tarifas y la pérdida del principal mecanismo de presión competitiva sobre las distribuidoras, a lo cual se suma el mayor riesgo de captura del regulador al negociar directamente con la empresa.