

RESPUESTA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) A CIPER

- 1. La Resolución Exenta N° 908 del 23 de diciembre de 2022 aprobó el Informe Técnico de Cálculo de los Componentes del VAD para el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024. La Resolución Exenta N° 46, publicada el 9 de febrero de 2024, aprobó la propuesta definitiva de propuesta tarifaria para el servicio de distribución eléctrica. ¿Cuáles son los motivos del retraso de 42 meses en la fijación de la tarifa del VAD? ¿Cuándo comenzará a regir la nueva tarifa?**

Respecto de la vigencia de las tarifas:

Las nuevas tarifas ya comenzaron a regir en junio de 2024, en virtud del decreto tarifario emitido por el Ministerio de Energía y publicado en el Diario Oficial el 7 de junio del año pasado. Gracias a las disposiciones transitorias de la Ley N°21.667, dicho decreto pudo entrar en vigencia sin necesidad de esperar al trámite de toma de razón por parte de Contraloría. En todo caso, el referido decreto fue posteriormente tomado de razón por Contraloría General de la República en abril de 2025, ratificando que su contenido y su sustento técnico-regulatorio se ajustaba a derecho, siendo publicado en el Diario Oficial el 21 de abril recién pasado.

Respecto del retraso del proceso tarifario del VAD

En primer lugar, cabe señalar que el proceso tarifario del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente al período noviembre 2020 – noviembre 2024 fue el primero en implementarse bajo los lineamientos de la Ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194), promulgada en diciembre de 2019.

Esta normativa introdujo diversas modificaciones, entre ellas el cambio en la metodología para determinar la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras, que dejó de ser una tasa fija del 10% antes de impuestos para pasar a ser una tasa calculada después de impuestos, con límites definidos y determinada en función de las condiciones de mercado vigentes en cada proceso tarifario cuatrienal.

También se incorporaron modificaciones procedimentales, entre ellas la creación de un Comité Técnico de 8 miembros con participación pública y privada para supervisar el estudio de costos que debe realizar un consultor externo (insumo previo al Informe Técnico de la Comisión), el establecimiento de áreas típicas adicionales específicas para las cooperativas eléctricas, y la elaboración de un único informe técnico a cargo de la Comisión, en reemplazo del esquema anterior que consideraba una ponderación del resultado final basada en un tercio del informe presentado por las empresas y dos tercios del informe elaborado por la Comisión, esquema que había regido por casi 40 años.

Las disposiciones transitorias de la Ley N° 21.194 establecían que el estudio de costos, adjudicado en agosto de 2020, debía ejecutarse en un plazo máximo de cien

días a partir de esa fecha. En consecuencia, la ley había sido publicada en diciembre 2019 y sus propios plazos ya no estaban permitiendo a esa fecha tener un nuevo decreto tarifario antes que expiraran las tarifas del cuatrienio anterior en noviembre 2020, sólo 11 meses después de publicada la ley.

Al asumir la actual administración de la CNE en marzo de 2022, el proceso tarifario ya llevaba cerca de 2 años de retraso respecto de una planificación optimista de sus etapas para poder haber estado terminado en noviembre 2020. De hecho, el estudio de costos ya se había extendido por 19 meses y ni siquiera había finalizado, tema al que se le dio prioridad para seguir el curso progresivo del proceso tarifario atrasado, logrando su aprobación por el comité técnico público-privado en mayo de 2022 en votación dividida, decisión a la cual se opusieron los 3 representantes de las mayores distribuidoras eléctricas. Con ello recién se pudo avanzar a las siguientes etapas del proceso tarifario todavía pendientes, esto es, informe técnico de la CNE, discrepancias de las empresas ante el Panel de Expertos, tramitación técnica y decisión de Panel, informe técnico definitivo de la CNE y finalmente propuesta de fórmulas tarifarias al Ministerio de Energía para la elaboración del decreto.

En retrospectiva, la implementación de la Ley N°21.194 al parecer resultó ser considerablemente más compleja de lo previsto para la administración anterior, debido principalmente al aumento de las áreas típicas de distribución, que pasaron de 6 a 12, y a la puesta en marcha, por primera vez, del Comité Técnico establecido por la ley. El persistente desacuerdo de algunas empresas integrantes del comité con el trabajo técnico del consultor externo se tradujo en muchas sesiones adicionales a las originalmente planificadas y en diversas versiones del estudio del consultor. Como consecuencia, la primera etapa del proceso se extendió mucho más allá del plazo original, finalizando después de 23 meses y permitiendo recién en mayo de 2022 avanzar con la elaboración del Informe Técnico por parte de la Comisión.

De manera similar, en las etapas siguientes al estudio de costos, la gran cantidad de objeciones de las empresas a este estudio y de discrepancias al posterior informe de la CNE, significaron un trabajo técnico exhaustivo para este organismo, el que también tuvo que hacerse cargo de impugnaciones legales que una empresa realizó ante Contraloría, el Ministerio de Energía y la propia Comisión. Recién en febrero de 2024 la referida empresa desistió de su presentación en Contraloría, reconociendo que el trabajo técnico de la CNE se ajustaba a la normativa y que recogía adecuadamente los costos eficientes para prestar el servicio público de distribución.

1. ¿Cuál es la evaluación que realizan del mecanismo de cálculo establecido en la Ley 21.194?

R: La metodología de cálculo del valor agregado de distribución en sí mismo no fue modificado por la Ley 21.194. Tal como se mencionó previamente, los cambios introducidos por esta normativa estuvieron principalmente orientados a modificaciones procedimentales y a la actualización del cálculo de la tasa de rentabilidad de la

industria de distribución eléctrica. Sin embargo, se mantuvo el esquema de tarificación basado en empresa modelo eficiente.

Los cambios procedimentales implementados tuvieron como objetivo estandarizar el proceso de tarificación de la distribución en relación con los demás procesos regulatorios del sector eléctrico. Esto se logró mediante el establecimiento de un único estudio de costos de distribución, la conformación de un Comité Técnico con participación pública y privada que supervise el referido estudio, etapa de observaciones al informe técnico de la CNE, y la instauración de la etapa del Panel de Expertos para resolver las discrepancias entre la Comisión y las empresas distribuidoras.

En este sentido, los cambios introducidos por la Ley 21.194 permitieron, por una parte, reducir la rentabilidad de las empresas de distribución, considerando el riesgo sistemático de dicha industria y, por otra, modernizar el proceso de determinación y fijación tarifaria, introduciendo un proceso transparente, contestable, y sujeto a la resolución de discrepancias por el Panel de Expertos Energético.

2. ¿El mecanismo de la empresa modelo fue eficaz en el cálculo de la tarifa de distribución? ¿Aquel método ocasionó el retraso en la publicación de los decretos tarifarios de distribución?

R: El esquema de tarificación basado en empresa modelo no fue modificado por la Ley Corta de Distribución, y ha sido utilizado de manera continua en Chile desde el año 1982 para la determinación y fijación de tarifas del sector de distribución eléctrica y también en los sectores de gas y sanitarias.

De esta manera, el mecanismo de empresa modelo no fue necesariamente la causa del retraso del decreto que fija las tarifas de distribución. Como se señaló, en marzo de 2022 el estudio de costos, que la Ley N°21.194 del 2019 consideraba estuviera finalizado en un plazo de 100 días, llevaba ya 19 meses de ejecución, finalizándose esa primera etapa, finalmente, en mayo de 2022.

Sin embargo, es posible afirmar que la aplicación del esquema de empresa modelo con nuevas normas procedimentales por primera vez en la distribución eléctrica mediante un estudio de costos único supervisado por representantes públicos y privados, para ser luego sometido a discrepancias en Panel de Expertos, quien sólo puede decidir por la alternativa de las empresas o el regulador, generó extensas discusiones técnico-regulatorias entre las partes que dilataron el proceso tarifario.

En efecto, en la etapa de estudio de costos, realizada en la administración anterior, varias empresas distribuidoras integrantes del comité de supervisión mostraron sucesivos desacuerdos con el trabajo técnico del consultor externo que lo realizaba, al punto de realizarse 33 sesiones del comité para zanjar estas diferencias, resultando en 6 versiones distintas del estudio del consultor. Y tras su aprobación, en votación

dividida en mayo de 2022, la Comisión recibió cerca de 900 observaciones al referido estudio de las que tuvo que hacerse cargo para emitir su informe técnico en diciembre de ese año, el que todavía fue objeto de cerca de 120 discrepancias ante el Panel de Expertos, las que fueron finalmente zanjadas por el Panel a mediados de 2023. Sólo a continuación, en octubre de 2023, la CNE pudo elaborar el informe definitivo que cierra la etapa de costeo del valor agregado de distribución, para finalizar luego con el informe de fórmulas tarifarias a comienzos de febrero 2024, tras un proceso de consulta con las empresas distribuidoras.

3. ¿Existe una estimación de lo adeudado a las empresas distribuidoras por el retraso en la publicación de los decretos tarifarios del VAD?

R: De conformidad a lo establecido en el artículo 192 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la reliquidación del período comprendido entre noviembre de 2020 y mayo de 2024 así como el plazo, forma y condiciones es facultad de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En consecuencia, corresponde a dicho organismo calcular los saldos a favor o en contra de las empresas distribuidoras, derivados de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas del VAD 2020-2024.

Al respecto, cabe señalar que las tarifas del nuevo decreto tarifario, vigente desde junio 2024, cambiaron sólo marginalmente en promedio y en términos reales respecto de las vigentes el cuatrienio anterior. Sin embargo, producto de los congelamientos tarifarios establecidos en el año 2019 por vía legal, está todavía pendiente la reliquidación de las diferencias del período asociadas al crecimiento de la inflación. De acuerdo a las disposiciones transitorias de la Ley N°21.667, dicha reliquidación sólo se puede ejecutar con posterioridad a la fecha en que el decreto definitivo tomado de razón fue publicado en el Diario Oficial.

4. ¿En la propuesta tarifaria, aprobada en la Resolución Exenta N°46, se consideraron las pérdidas de potencia de energía (indicadores TIC y FIC)? ¿Qué porcentaje de la nueva tarifa de VAD corresponde a esa variable?

R: En la propuesta tarifaria de la Resolución N°46, basada en el Valor Agregado de Distribución previamente determinado en el proceso tarifario, se consideran todos los costos eficientes para prestar el servicio público de distribución.

En particular, esto incluye los costos en que incurre una empresa modelo en cada una de las 12 áreas típicas para el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la cual establece indicadores de interrupción de suministro globales (SAIDI, SAIFI) e individuales (TIC y FIC).

También incluye las pérdidas de energía y potencia, que consideran las pérdidas técnicas de la red, referidas a las pérdidas físicas inherentes al funcionamiento de las redes eléctricas, y las pérdidas no técnicas, tales como el hurto de energía y el nivel de incobrabilidad de las empresas distribuidoras.

El proceso de diseño de la red de la empresa modelo parte con una configuración base para prestar el servicio en cada área típica, luego se verifica si dicha red cumple con las exigencias de calidad establecidas por los indicadores globales SAIDI/SAIFI y, en caso contrario, se adiciona un costo incremental y a la configuración resultante se la adicionan los costos asociados a los indicadores individuales TIC y FIC, pero sólo en los casos en que aun cumpliendo los indicadores globales se superen los umbrales individuales. De esta manera, el efecto en cuenta tipo, de este ítem de costo, es marginal.

5. La Resolución Exenta N°672 calculó que lo adeudado por “diferencias por retraso de decreto” (pág. 148) correspondía a poco más de U\$13.023.015. La Resolución Exenta N°180 reajustó aquella deuda a poco más de U\$91.043.265 (pág. 93). ¿Por qué y cómo varió el cálculo? ¿Cómo se pagará aquella deuda?

R: Cabe precisar que las Diferencias por retraso de decreto a las que se refiere la tabla N°10 de la Resolución 672/2024 y la tabla N° 10 de la Resolución N°180/2025, se refieren a diferencias en la facturación ocasionadas por el retraso en la entrada en vigencia de los correspondientes decretos semestrales de Precios de Nudo Promedio (PNP). No se trata de retrasos del decreto cuatrienal que fija fórmulas tarifarias para el Valor Agregado de Distribución, sino que diferencias de facturación a cuenta de las empresas generadoras, quienes suministran energía a las distribuidoras, energía que estas últimas cobran en la boleta que emiten a sus clientes, y cuya recaudación luego es traspasada a sus suministradores.

De esta forma, ante el vencimiento del período tarifario semestral de las tarifas de un decreto de PNP, éstas se mantienen vigentes ultraactivamente hasta la publicación en el Diario Oficial del nuevo decreto de PNP del período tarifario correspondiente. Las diferencias que se generaron entre los niveles de precios del decreto de PNP publicado con retraso y aquellos efectivamente aplicados producto del retraso son contabilizados para ser pagados o cobrados a los suministradores (según estas diferencias sean positivas o negativas), y consecuentemente deberán ser traspasadas a clientes como un cargo o descuento de la tarifa, respectivamente, de conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 379/204. No obstante lo anterior, conforme a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 21.667, todas las diferencias de facturación (dentro de las cuales se encuentran las diferencias por retraso) contabilizadas hasta el 30 de junio de 2024 serán pagadas a los suministradores mediante Documentos de Pago establecidos por el Mecanismos de Protección al Cliente creado por la Ley N°21.472.

En cada fijación tarifaria de PNP, se reconoce una ventana de tiempo de contabilización de estas Diferencias por retraso, cuya cuantía pueden variar por la duración del retraso en cuestión, o la diferencia de precios entre los decretos de PNP involucrados. Así, según lo indica la Resolución 672/2024, en ella se recogen las

diferencias generadas entre el 1 de marzo de 2024 hasta el 31 de mayo de 2024. Por su parte, la contabilización incluida en la Resolución 180/2025 considera diferencias por retraso de un período diferente a la Resolución 672/2024 recién mencionada, correspondiente a las diferencias por retraso generadas desde el 1 de julio de 2024 hasta el 31 de agosto de 2024.

Las Diferencias por retraso contabilizadas en ambas resoluciones serán pagadas a los proveedores mediante Documentos de Pago, en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.667. El pago dichos Documentos de Pago se efectúa mediante los recursos del Fondo de estabilización de Tarifas (FET), creado por la Ley N° 21.472 y modificada por la Ley N° 21.667, el cual se financia por medio de la recaudación de la componente adicional para el FET del cargo por servicio público que pagan clientes libres y regulados, de la recaudación del Cargo MPC de parte de clientes regulados y de los aportes del Ministerio de Hacienda establecidos conforme a la señalada Ley.