

DEFENSORÍA DEL PUEBLO

6TA Revisión Tarifaria – Distribuidora Edersa

27/02/26 AUDIENCIA PÚBLICA - OPINIÓN

Partimos de la base de que analizar una propuesta tarifaria es una tarea esencialmente técnica, la cual estrictamente se encuentra resguardada al control propio del Ente Regulador.

Desde esta Defensoría nos enfocamos en cómo la propuesta impacta en los derechos de los consumidores, la equidad y asequibilidad del servicio. Y desde dicha perspectiva buscamos efectuar una crítica constructiva y resaltar elementos que requieren posiblemente una mayor profundización de análisis.

A continuación, detallamos por temática los aspectos que – a criterio de esta Defensoría – ameritan consideración.

1. Información Pública y Accesible

Preliminarmente, requerimos al EPRE de la incorporación reglamentaria a los procesos de redeterminación tarifaria de la exigencia de publicación por parte de la Distribuidora de una simulación de facturas reales del aumento solicitado (antes vs. después) para diferentes perfiles de consumo.

La publicación del aumento promedio del Valor Agregado de Distribución (VAD) no resulta adecuada para la comprensión accesible al usuario. Consideramos que la forma de exponer los aumentos tarifarios debe permitir su fácil comprensión para la economía doméstica.

2. Aumento pretendido del Valor Agregado de Distribución (VAD)

La distribuidora solicita un **aumento del 45,9% en la tarifa media general**. Dicho incremento no guarda relación con las variables económicas de sus destinatarios finales.

Desde la Defensoría insistimos en que la razonabilidad de una tarifa requiere de correlación con la capacidad de pago.

Destacamos que el aumento solicitado no resulta consistente con el incremento real en el mismo periodo de los salarios y jubilaciones.

La variación interanual de salarios a diciembre 2025 fue de 38,2%. En el caso de los jubilados, la variación estuvo alineada con la inflación acumulada durante todo el año 2025, del orden de los 31,5%, todo ello, según los datos oficiales.

Cuando el aumento se descalza sin justificación objetiva de los ingresos de los usuarios – como entendemos es el caso -, se requiere que se extreme la justificación para determinar su razonabilidad, lo cual entendemos, no se configura en el caso.

Conforme advertimos, el requerimiento de ingresos puede estar exteriorizando un traslado al usuario de – al menos – la **ineficiencia** operativa y años de desinversión estructural.

3. Traslado de Riesgos al Usuario | Propuesta de VAD Desenergizado

Al amparo del fundamento de “transparencia”, la propuesta busca que EdERSA tenga ingresos fijos asegurados, limitando fuertemente su riesgo empresarial.

Se propone un modelo de “VAD desenergizado” ⁽¹⁾. Esto significa que el Cargo Fijo ahora concentrará el 100% del Valor Agregado de Distribución (costos de red, inversión y comercialización), mientras que el Cargo Variable será puramente costo de compra de energía, potencia y transporte.

Básicamente, todos los costos de infraestructura, inversión, mantenimiento y atención comercial de la red se cobrarían en el cargo fijo, independientemente de si el usuario consume mucho o poco.

Tal como está planteado, no es propiamente una actualización tarifaria, es un cambio en las reglas de juego que deja al usuario indefenso ante la falta de incentivos de eficiencia por parte de la Distribuidora.

Cuando el VAD está parcialmente en el cargo variable:

- Si baja el consumo agregado, baja la recaudación.
- El riesgo de caída de demanda lo asume parcialmente la distribuidora.

Cuando el VAD pasa íntegro al cargo fijo:

- La Distribuidora asegura recuperación de costos casi independiente del consumo.
- El riesgo de demanda se traslada a los usuarios.
- Se elimina el incentivo económico a mejorar eficiencia de red en términos de carga.

⁽¹⁾ Anexo 6, Punto 2. Propuesta de VAD desenergizado en usuarios T1

A modo de ejemplo, en el esquema actual, si hay cortes de luz, la empresa no factura energía (carga variable) y, por ende, no recauda; en el esquema propuesto de "VAD desenergizado" la Distribuidora sigue percibiendo casi la totalidad de su ingreso (carga fijo) aunque el usuario no tenga servicio.

Y ello cabe adicionar incluso la imperceptibilidad del impacto de las multas en la tarifa al usuario.

Aceptar un VAD desenergizado implica una modificación sin el debate técnico que un cambio de tal magnitud requiere, especialmente, respecto de la implementación de los mecanismos de control contable regulatorio.

Asimismo, se estaría transformando un servicio regulado por incentivos en uno de ingresos fijos garantizados por los usuarios, independientemente de la gestión operativa de la empresa, o quitándole el peso relativo a ello.

En la práctica es un **blindaje financiero para la distribuidora** que traslada todo el riesgo al usuario. Al concentrar el 100% del Valor Agregado de Distribución en el Cargo Fijo, la empresa se garantiza sus ingresos sin importar cuánto consuma el usuario.

El hogar de bajo consumo pagará principalmente por la **disponibilidad de la potencia** y la infraestructura técnica necesaria para que la energía llegue a su domicilio, independientemente del uso que haga.

La Distribuidora argumenta que esto es más equitativo técnicamente, ya que los costos de red dependen de la capacidad que el usuario demanda en el pico y no de cuánta energía total consume al mes.

Sin embargo, al "desenergizar" el VAD y pasarlo al Cargo Fijo, la señal de precio desaparece. Da igual si se consume 10 o 300 kWh, el costo de red ya estaría cubierto.

Si bien se alega, en defensa de este modelo, que la ventaja para el usuario es la transparencia, en tanto sabrá exactamente qué parte de su factura corresponde a la red y qué parte a la energía física que consumió, la contracara de ello es una política estricta del control de esos costos fijos que tiene la Distribuidora.

Sin embargo, en la propuesta y actual diseño regulatorio:

- No aparece la necesidad de una auditoría independiente.
- No se describen benchmarking de eficiencia.
- No se detallan metas de reducción de costos.

El cambio del esquema no debería prescindir de ello.

Fruto de este cambio, la distribuidora tendría menos presión económica para:

- Reducir pérdidas técnicas.
- Optimizar estructura operativa.
- Ajustar gastos.

Sin dicho control, cabe preguntarse ¿cómo se garantizan los derechos de los usuarios, y cómo se cumpliría con la función social ínsita en un servicio público?

En síntesis, el VAD DESENERGIZADO es un cambio de paradigma que colisiona frontalmente con el espíritu del Contrato de Concesión y el marco regulatorio vigente en Río Negro. En todo caso, requiere de mayor amplitud de análisis y debate, especialmente, con auditorías externas reconocidas e independientes, senderos de eficiencia y penalizaciones por incumplimiento.

4. Regresividad en las Categorías T1R1 vs T1R2

Se proponen para Septiembre 2025 los siguientes valores del kwh:

- **T1R1 (< 300 kWh):** \$328,15 /kWh (Cargo Fijo equivalente)
- **T1R2 (> 300 kWh):** \$299,62 /kWh (Cargo Fijo equivalente)

Esto castiga a los hogares más vulnerables, de menores consumos, y/o a los que hacen un uso racional del recurso.

De hecho, **la propia Distribuidora, en el Anexo 6, reconoce que un mayor Cargo Fijo puede impactar a usuarios de muy bajo consumo.**

Se rompe el principio de "quien más usa, más paga". Ello es socialmente **regresivo** y contradice los principios de **equidad tarifaria**.

5. Impacto en Grandes Demandas (T2).

Para los usuarios de mayores consumos (industrias y grandes comercios), el cargo fijo se denomina **Costo por Gestión Comercial (CGC)**.

La Distribuidora propone un fuerte ajuste en los Cargos por Gestión Comercial (CGC), que para usuarios de más de 300 kW alcanzan los \$ 902.885,23 mensuales, bajo el pretexto de reflejar el costo real de atención de estos clientes.

El salto a \$ 902.885,23 mensuales para usuarios T2 ⁽²⁾ es un golpe directo a la estructura de costos de las Pymes y empresas de la región.

Llama la atención que la Distribuidora tenga ese costo por cada usuario de esta categoría. La empresa debería demostrar fehacientemente en qué gasta casi un millón de pesos mensuales para "atender" a un solo cliente de gran demanda. ¿Es software? ¿Es atención personalizada? Si no hay una auditoría de ese costo, parece un cargo recaudatorio para compensar otras áreas, vedado por el marco regulatorio (prohibición de subsidios cruzados).

No se advierte técnicamente por qué la atención de un usuario de T2 requiere una estructura de costos que justifique dichos cargos.

6. Valorización del VNR

Para los activos de Alta Tensión (132 kV y 66 kV), el Valor Nuevo de Reposición (VNR) de estos activos se determinó a partir de valuaciones de revisiones tarifarias anteriores, actualizadas por índices ⁽³⁾.

Esto contraviene el principio del Modelo de Empresa Ideal (MEI) que exige rediseñar la red con la tecnología más eficiente disponible hoy. Al arrastrar valoraciones viejas, se podría estar remunerando infraestructura obsoleta o sobredimensionada que no pasaría un filtro de optimización técnica actual.

7. Mecanismo de Actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD)

Edersa propone una **fórmula única e integral** que incluye tanto la mano de obra como los materiales y otros costos.

De esta forma, los salarios quedan automáticamente indexados dentro de la fórmula, independientemente de su percepción real por parte de los empleados. Asimismo, ello se aparta del mecanismo establecido por Ley Provincial N° 4617, basada en acuerdos sindicales homologados.

En lo que respecta a la periodicidad, la propuesta de ajuste está diseñada para ser aplicado **mensualmente** para preservar el equilibrio económico ante la inflación.

La propuesta utiliza una fórmula polinómica que pondera tres índices distintos:

⁽²⁾ Anexo 6, 4.10 Cuadro tarifario propuesto.

⁽³⁾ Anexo 2, 4.2 Red AT y Otros activos

- **CCT (Convenio Colectivo):** Para mano de obra de explotación (19,08% del VAD).
- **IS (Índice de Salarios del INDEC):** Para mano de obra de capital (17,13% del VAD).
- **IPIM (Índice de Precios al por Mayor):** Para materiales y otros (63,79% del VAD).

Con esta fórmula se elimina el riesgo inflacionario para la empresa, efectuándose un traslado casi instantáneo a los usuarios, sin control, sin clausula gatillo, sin incentivo a la eficiencia.

No existe un correlato similar en los ingresos de los usuarios que permita sostener la aplicabilidad de esta modalidad de ajuste.

8. Análisis Comparativo con Quinquenio Anterior

A fin de analizar debidamente la propuesta, y el grado de avance en la gestión eficiente, hemos efectuado un análisis comparativo de los informes técnicos de la Distribuidora para los periodos 2022-2026 (Quinquenio Anterior) y 2027-2031 (Nuevo Quinquenio).

Desde el análisis técnico que puede efectuar razonablemente esta Defensoría hemos advertido:

8. 1. Consolidación de la Ineficiencia (Pérdidas):

Se observa un **salto alarmante** en las pérdidas no técnicas reconocidas como "**situación base**", **pasando del 4,81% al 11,99%**. Esto indica que el usuario pagaría dicha ineficiencia.

Para información del común de la gente: las **pérdidas no técnicas** tienen por causa hurtos / conexiones clandestinas, manipulación de medidores, errores de medición o facturación, consumos no registrados, entre otras causales. Básicamente no son pérdidas físicas de red (esas son las pérdidas técnicas). Las Pérdidas no técnicas responden más bien a cuestiones de eficiencia comercial y control.

En el **Quinquenio Anterior** se informaba que la **pérdida no técnica** representaba el **4.81%** de la energía total que ingresó en el sistema de EDERSA en 2019 (**8.26%** respecto de la venta de energía en Baja Tensión). Mientras que en el informe para el **Nuevo Quinquenio** se informa que la pérdida no técnica representa el **11,99%** de la energía total que ingresó en el sistema de EDERSA en 2024 (**16.93%** respecto de la venta de energía en Baja Tensión).

Esta situación requiere de un análisis pormenorizado del EPRE. Un aumento sostenido de pérdidas no técnicas puede exteriorizar menor inversión en control.

Las pérdidas no técnicas deben tener un sendero decreciente obligatorio y no consolidarse como base tarifaria estructural.

Si además el nuevo esquema concentra el VAD en cargo fijo, no habría incentivo para reducir las pérdidas por parte de la Distribuidora, que estaría trasladando ello directamente al usuario.

8.2. Inflación de la Red Adaptada

La red modelo (adaptada) ahora representa el 90% de la red real, frente al 83% del periodo anterior.

El Sistema Tarifario actual se determina en función del Modelo de Empresa Ideal (MEI), que impone que la distribuidora no debería cobrar por la red real tal como existe, sino por una red diseñada como si se hubiera construido de la manera más eficiente posible (Red Adaptada).

Al subirse el porcentaje que representa la Red Adaptada respecto de la red real, se está reconociendo como “eficiente” una porción mayor de la red existente, esto es, se están aceptando que más instalaciones, tal como están ahora, son eficientes. En otras palabras, la Distribuidora solo descuenta un 10% en concepto de eficiencia, sosteniendo que el 90% de su infraestructura actual es óptima para prestar el servicio en condiciones de calidad.

Decir que el 90% de la red es óptima, equivale a convalidar

- La antigüedad de las líneas eléctricas (principalmente de media tensión).
- La calidad de servicio adecuada.
- Existencia inversiones de expansión genuina en los últimos años.

Todo lo cual, no se condice que el servicio que manifiestan recibir los usuarios.

Esta pretensión de la Distribuidora implica que hay que considerar tarifariamente una mayor cantidad de activos. Sobre la base de los activos reconocidos se calcula el requerimiento de fondos que tiene la Distribuidora. Por lo tanto, cuanto mayor es la base de activos, mayor será el requerimiento de capital asociado (el VAD), para atender a la depreciación de los activos, reposición y remuneración. Se solicita al EPRE revisar detalladamente los parámetros de eficiencia y la asignación pretendida por la Distribuidora, así como también, la modalidad de valuación de los activos (VNR).

8.3. Inconsistencia Demanda vs. Inversión

Según la Distribuidora, la proyección de crecimiento de la demanda cae drásticamente del 1,91% al 0,77%. Sin embargo, el plan de inversiones especiales se mantiene alto (103.608 MM ARS), sugiriendo una **expansión de base de capital no traccionada por demanda real**.

Específicamente, la Distribuidora indica:

“El plan de inversiones especiales que se propone ejecutar durante el próximo quinquenio incluye obras necesarias para el sistema de distribución que no surgen directamente de la evolución o crecimiento del mercado, sino que responden a necesidades específicas de modernización, confiabilidad y seguridad del servicio.”

Al no estar traccionadas por la demanda, ¿tales inversiones no deberían haber sido efectuadas anteriormente? ¿qué está financiando el usuario? ¿Subinversión pasada? ¿Mantenimiento postergado? ¿Activos que deberían haber sido reemplazados antes?

Se requiere al EPRE verificar que el usuario no esté financiando dos veces el mismo activo.

En lo que respecta a la **Proyección de Demanda**, los informes de Quantum para EDESA basan sus proyecciones en modelos estadísticos y tendenciales que utilizan datos históricos (2010-2024) y variables demográficas (Censo 2022). Esta metodología, por definición, no captura proyectos disruptivos o situaciones en curso de gran escala que no tengan un correlato en la serie histórica.

No se advierte cómo la Distribuidora planea atender las demandas asociadas a los grandes proyectos de GNL ni a los proyectos mineros y demás proyectos industriales que el Gobierno Provincial puja por su establecimiento y desarrollo.

En lo que respecta a la **inversión [obras especiales]**, se advierte que existen diversas obras ya previstas en la propuesta de la 5ta RTO. Se requiere al EPRE verificar cuáles obras ya fueron incluidas en el cálculo tarifario anterior, así como cuáles corresponden ser catalogadas como “especiales”, esto es, que efectivamente requieran de un desembolso específico, respecto de aquellas que deberían haber sido realizadas de acuerdo con el modelo tarifario.

En línea con ello, se postula como obras especiales a recambios tecnológicos en Líneas de Media Tensión (13,2 kV) en Catriel, Cinco Saltos, Cipolletti, Gral. Roca, Villa Regina, Choele Choel, Conesa, Viedma, SAO, Valcheta, Maquinchao, Jacobacci, El Bolsón y Sierra Grande.

Adicionalmente, se requiere verificar el valor de cada obra, y auditar en su caso la debida ejecución.

8.4. Costos de Explotación

Se mantiene la tendencia creciente. Con un crecimiento de demanda proyectado al 0,77%, se propone un aumento del 22% en plantilla de personal. Esto muestra un incremento estructural de costos de operación no alineado con el crecimiento del mercado ni con algún parámetro de eficiencia.

Particularmente, en Administración el costo crece 16% con demanda casi plana. Se pasa de 74 personas en el Quinquenio Anterior a 86 personas. Es importante que el EPRE verifique la no utilización de esos recursos para otras actividades empresariales del grupo.

En distribución eficiente, lo esperable es que tenga lugar una productividad creciente por digitalización, automatización de procesos y telemedición.

No se evidencian economías de escala derivadas de la digitalización. A pesar del aumento en inversión en IT, licencias y hardware, la cantidad de personal administrativo y de atención al cliente sigue creciendo (+16% y +19%), sumado ello incluso a la implementación de la "Oficina Virtual". Tales parámetros de costos no se ven reflejados en la efectiva atención que reciben los usuarios.

Asimismo, la Empresa pretende un aumento del 52% en la superficie de oficinas técnicas basándose únicamente en estándares OIT. ¿Cómo se relaciona ello con la eficiencia del servicio?

Se aclara que la discusión no gira en torno a la generación de empleo, sino al principio de eficiencia tarifaria. La tarifa debe reflejar el costo prudente y decreciente de prestación del servicio. Lo cual no se refleja en el caso.

Si la estructura de personal se expande significativamente en un contexto de crecimiento de demanda prácticamente estancado, corresponde a la Distribuidora acreditar que dicha expansión responde a mejoras objetivas de calidad, seguridad o reducción de pérdidas, y no a un incremento estructural sin justificación que se traslade automáticamente al usuario.

El incremento de costos operativos también es una señal de ineficiencia.

9. Tasa de Remuneración (WACC)

La tasa real pretendida del 13,39% sigue siendo extremadamente elevada. No se justifica una tasa de retorno de doble dígito cuando la eficiencia operativa (pérdidas) está empeorando drásticamente.

10. Aplicación inmediata del cuadro sin aprobación previa del EPRE

La Distribuidora plantea en el punto 1.3.1. Aplicación de los Cuadros Tarifarios del Anexo 6, que el cuadro recalculado podrá ser aplicado *“sin necesidad de mediar la previa aprobación del EPRE”*.

Resulta llamativo tal exteriorización de un proceder que no se ajusta a derecho, por lo que se requiere al EPRE especial seguimiento y sanción en caso de verificarse este extremo.

11. Reencuadramiento unilateral sin consentimiento del usuario

Se solicita que **no se efectúen reencuadramientos tarifarios automáticos, sin previa notificación al usuario**. Ello obedece a una lógica anterior que no se condice con los parámetros actuales de proyección de los derechos económicos del usuario (Art. 42 CN).

En particular, en el caso de los T2 se establece que la distribuidora puede reencuadrar por modificaciones técnicas, y el usuario “no podrá oponerse”. No se requiere conformidad previa.

La ausencia de instancia contradictoria, con una notificación previa con plazo para impugnar o ejercer el derecho de defensa por el usuario o que éste pueda optar por ajustar su consumo para modificar su categoría más gravosamente, entendemos que es una conducta unilateral violatoria del debido proceso y de los derechos económicos de los usuarios.

El usuario queda rehén de una discrecionalidad técnica, en una especificidad que no domina, con impacto directo en su patrimonio, y sin posibilidad de ejercicio del derecho de derecho de defensa.

En línea con ello, se requiere revisar el fundamento de la imposibilidad de los usuarios T2 de disminuir potencia durante el período contractual. El usuario T2 puede aumentar potencia, pero no reducirla hasta finalizar el período anual.

Tal como está formulado, es un contrato de adhesión, sin flexibilidad para supuestos de reducción real de actividad e incluso, de eficiencia energética [supuesto en que un usuario logra ser más eficiente y reducir su necesidad de potencia, se ve obligado a seguir pagando por una capacidad que ya no utiliza, lo cual desincentiva las mejoras tecnológicas rápidas]. Ello expone una desproporción entre el riesgo empresario y la carga al usuario, en el marco de la libertad contractual.

Cuando el usuario sube su potencia, la empresa se beneficia inmediatamente cobrando más. Sin embargo, cuando el usuario baja su actividad (por ejemplo, una crisis económica o un cambio tecnológico más eficiente), la empresa no corre ese riesgo, obligando al usuario a pagar una capacidad de red que ya no usa.

Al respecto, la distribuidora propone dos opciones para el próximo quinquenio:

1. Opción A: Eliminar el KDV y pasar a una declaración única anual de potencia.
2. Opción B: Volver al KDV individual por usuario (según la antigua Res. 175/17), calculando el coeficiente específico para la curva de demanda de cada cliente.

Entendemos que corresponde rechazar la eliminación del KDV si ello implica una anualidad rígida. La solución que propugnamos requiere de la búsqueda e implementación de un régimen de mayor flexibilización: se propugna que el usuario pueda declarar su necesidad según su ciclo productivo real.

Por su parte, la aplicación de un KDV individual por usuario requiere de información clara y transparente. Para que el usuario puede auditar dicha declaración podría necesitar contar con un especialista [ingeniero eléctrico] para confrontar la disposición de la distribuidora. Por lo que se requiere, en tal caso, de una debida instancia de defensa del usuario.

Adicionalmente, es posible que el coeficiente aplicable a los meses de mayor carga sea muy alto. Por ejemplo, un frigorífico o un galpón de empaque en el Alto Valle tiene picos de 3 meses y valles de 9 meses. Si se elige KDV mensual [así no paga potencia de más en invierno], el coeficiente en los meses de alto requerimiento podría ser muy alto. Ello no debería transformarse en una especie de "sobretasa de flexibilidad".

En otro orden, si se produce una renovación automática del contrato del T2, el usuario quedaría impedido de reducir la potencia hasta el próximo ciclo. Debería existir una instancia de notificación o consentimiento expreso renovado.

El principio de neutralidad económica debe operar en doble sentido: garantizar la remuneración adecuada del servicio y evitar la sobrerremuneración frente a capacidad no requerida de manera estructural.

En este aspecto, se requiere analizar la posible implementación de:

- **Ventanas de re-adecuación trimestrales o por determinado período.**
- **Cargos de Gestión por Cambio de Declaración de Potencia:** Si bajar la potencia implica un costo administrativo para EdERSA [debidamente auditable], sería razonable que el usuario pague una tasa por ese costo específico, pero no que pague la potencia completa por 12 meses.

12. CONCLUSIÓN | CIERRE

La Propuesta Tarifaria bajo análisis muestra señales importantes de **transferencia de riesgos del negocio hacia el usuario sin justificación objetiva y de ineficiencia operativa por pérdidas crecientes y costos estructurales sin control.**

Al desenergizar el VAD, aumentar la representatividad de la red adaptada sobre el modelo MEI, asegurar la anualidad de la declaración de potencia y automatizar los cortes mediante los medidores prepagos, la distribuidora busca garantizar la previsibilidad de caja desvinculando su rentabilidad de la eficiencia real en la prestación del servicio y el riesgo propio del negocio, todo lo cual deja en absoluta desprotección de derechos a los usuarios del servicio.

Por ello, esta Defensoría se pronuncia por el rechazo del requerimiento de ingresos de la Distribuidora, tal y como fue efectuado.