OTEA

OBSERVATORIO
DE TARIFA ELÉCTRICA
ARGENTINA

INFORME ESPECIAL 3

La tarifa eléctrica como síntoma

Abastecimiento, estructura y decisiones tarifarias en Argentina

Diciembre 2025 – Octubre 2026



EVOLUCIÓN TARIFARIA | ABASTECIMIENTO | ESTRUCTURA | ASEQUIBILIDAD

Un aporte del Observatorio de Tarifa Eléctrica Argentina a la comprensión de las diferencias tarifarias.

PUBLICACIÓN:
NOVIEMBRE DE 2026

RESUMEN

La tarifa eléctrica constituye un síntoma de múltiples dimensiones del sistema eléctrico. Entre diciembre de 2025 y octubre de 2026, el monómico tarifario sin impuestos registró incrementos medianos del 35% en el segmento residencial, del 52% en comercios y servicios y del 63% en la industria, considerando un panel de 35 distribuidoras eléctricas argentinas.

Sin embargo, la magnitud de estos incrementos constituye solo una parte del diagnóstico. Comprender la evolución de las tarifas y las diferencias que persisten entre distribuidoras requiere considerar tres dimensiones de análisis: el abastecimiento mayorista, las características estructurales de la prestación del servicio y las particularidades de las decisiones tarifarias.

El presente informe incorpora, además, una caracterización provincial del abastecimiento de CAMMESA durante los once meses relevados, considerando la estructura de costos, las bonificaciones y la contratación en el MATE. Estos indicadores permiten contextualizar la transición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), sin modificar la evaluación de las tarifas ni de la asequibilidad bajo el escenario sin subsidios.

Principales hallazgos

1. El síntoma: un mismo consumo, diferentes tarifas.

Para un mismo perfil de consumo, el monómico tarifario de una jurisdicción puede más que duplicar el de otra. En octubre de 2026, para el perfil residencial de 231 kWh mensuales, el monómico sin impuestos alcanzó los $371/kWh en Neuquén, frente a $175/kWh en el AMBA.

2. Primera capa: el abastecimiento mayorista.

La evolución del precio mayorista constituye un elemento central para interpretar los incrementos tarifarios del período. Entre diciembre de 2025 y julio de 2026, el precio mayorista de la energía aumentó por encima del monómico tarifario en los tres segmentos analizados, con diferencias de aproximadamente 7 puntos porcentuales en residencial y 27 puntos porcentuales en industria. En este último segmento, se identificaron diez distribuidoras cuyos incrementos en el cargo de energía fueron inferiores a tres cuartas partes del aumento del precio mayorista de referencia.

3. Lo que el abastecimiento esconde.

La reducción de las diferencias relativas entre tarifas debe interpretarse con cautela. El mayor peso del componente de abastecimiento puede contribuir a una aparente convergencia tarifaria, sin que ello implique necesariamente una reducción de las diferencias en los restantes componentes. En el segmento industrial, la dispersión del componente asociado a la red se mantiene en niveles similares a los de diciembre de 2025.

🗂️ 4. Cómo comparar distribuidoras.

La clasificación basada exclusivamente en la densidad territorial de usuarios, utilizada por el observatorio de Uruguay (clases A, B y C), permite identificar diferencias reducidas entre los monómicos promedio de los grupos, que se ubican entre $270 y $278/kWh.

En contraste, la clasificación desarrollada por OTEA, que incorpora cuatro bloques de características estructurales —red, mercado, organización y utilización de la capacidad—, permite identificar una diferenciación tarifaria que se mantiene durante el período analizado. En octubre, los monómicos promedio alcanzaron los $295/kWh en el grupo de distribuidoras dispersas, $268/kWh en las densas y $228/kWh en las metropolitanas.

⚖️ 5. Segunda y tercera capa: estructura y decisión tarifaria.

La clasificación estructural desarrollada por OTEA explica el 17,3% de la variabilidad tarifaria del conjunto de perfiles analizados, alcanzando el 21,6% en el segmento residencial. La Brecha de Decisión Tarifaria (BDT), propuesta en este informe, permite identificar apartamientos respecto de distribuidoras estructuralmente comparables.

En 12 de las 35 distribuidoras analizadas se identificaron brechas robustas. Buena parte de estas diferencias ya se encontraba presente en diciembre de 2025, aunque su evolución durante el período presenta trayectorias heterogéneas. Se destaca el caso de EDELAR, cuya brecha negativa se amplió en un contexto de congelamiento tarifario desde abril de 2026.

💰 6. Asequibilidad: la trampa del consumo de referencia.

La utilización de un consumo uniforme para evaluar la asequibilidad puede subestimar la carga económica de la factura eléctrica en jurisdicciones con mayores niveles de consumo observado y sobreestimarla en aquellas con menores niveles de consumo.

Al considerar el consumo medio provincial observado, seis jurisdicciones presentan facturas eléctricas estimadas que superan el 6% del salario medio provincial, encabezadas por Chaco (10,3%) y Misiones (9,7%). En contraste, Neuquén, que registra el mayor monómico para el perfil residencial de referencia, presenta una incidencia estimada del 3,7%.

Estos resultados ponen de manifiesto que la comparación de tarifas eléctricas requiere una lectura que trascienda el precio por unidad de energía e incorpore las condiciones estructurales, regulatorias y socioeconómicas en las que se presta y utiliza el servicio.

1. EL SÍNTOMA: LA TARIFA POR PROVINCIA EN SIETE PERFILES DE CONSUMO

El monómico tarifario, definido como el cociente entre el importe de la factura eléctrica sin impuestos y la cantidad de energía consumida, constituye una primera aproximación a las diferencias económicas que enfrentan los usuarios del servicio eléctrico en Argentina. Para un mismo perfil de consumo, el precio por unidad de energía puede presentar diferencias superiores al 100% entre jurisdicciones.

OTEA / INFORME ESPECIAL 3

Tabla 1. Monómico tarifario sin impuestos

Por jurisdicción y perfil de consumo · Octubre 2026 · $/kWh

JURISDICCIÓN		RESIDENCIAL			PEQUEÑA DEMANDA		GRAN DEMANDA	
Provincia	n	114 kWh	231 kWh	490 kWh	345 kWh	10.000 kWh	253 MWh	810 MWh
Neuquén	2	398	371	338	633	391	357	364
Salta	1	343	351	327	388	309	269	263
Río Negro	3	371	330	315	362	274	228	215
Santa Fe	1	290	314	371	410	395	280	289
Mendoza	3	315	298	293	326	301	297	272
Catamarca	1	428	292	222	558	194	170	161
Córdoba	1	239	287	330	360	362	225	213
Misiones	1	292	283	282	291	304	234	228
Chubut	2	283	280	288	260	198	226	220
Entre Ríos	3	274	280	308	335	341	219	210
Corrientes	1	354	279	240	336	226	203	194
Buenos Aires	4	267	278	266	360	275	186	177
Tierra del Fuego	1	260	275	270	229	351	230	212
San Juan	1	265	274	238	306	229	217	206
Chaco	1	260	268	296	324	303	187	185
Tucumán	1	266	265	267	317	221	275	253
San Luis	1	294	236	208	304	219	230	235
La Pampa	1	235	235	251	295	209	199	197
Santiago del Estero	1	237	228	192	421	258	204	195
Formosa	1	223	216	215	260	249	151	150
Jujuy	1	206	187	180	229	207	230	220
La Rioja	1	196	179	160	179	160	129	128
AMBA	2	174	175	196	320	243	204	195
Mediana nacional	**35**	**274**	**280**	**282**	**330**	**268**	**219**	**209**

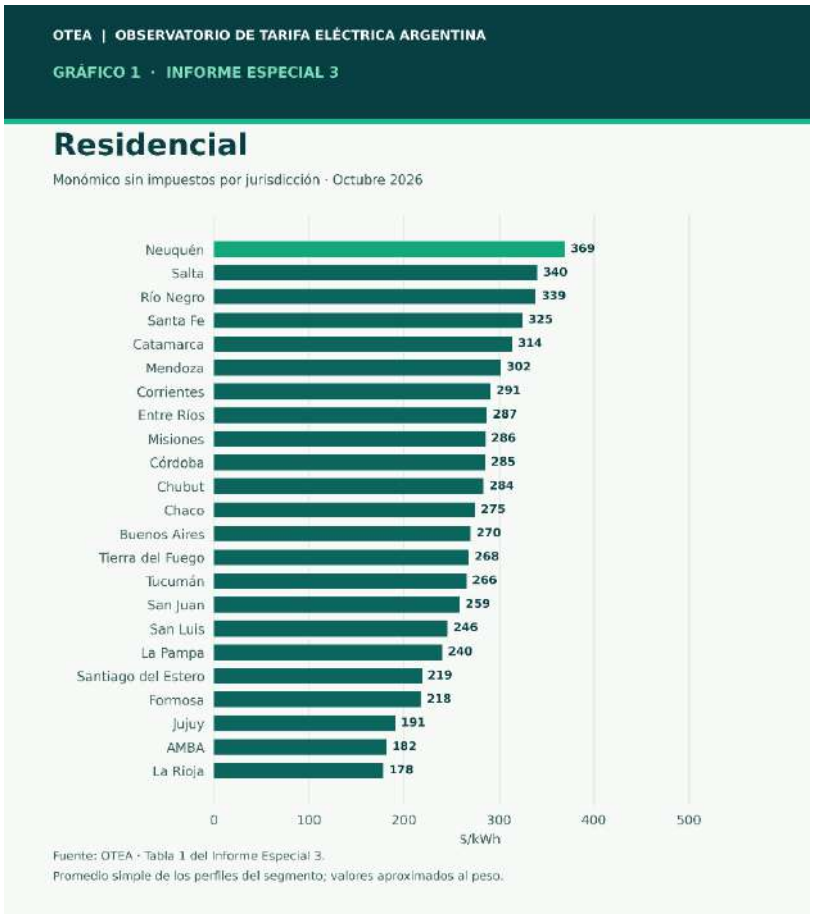
Fuente: OTEA. n = cantidad de distribuidoras relevadas por jurisdicción.

La Tabla 1 presenta los monómicos tarifarios sin impuestos correspondientes a octubre de 2026, agrupados por jurisdicción y diferenciados según siete perfiles de consumo: tres

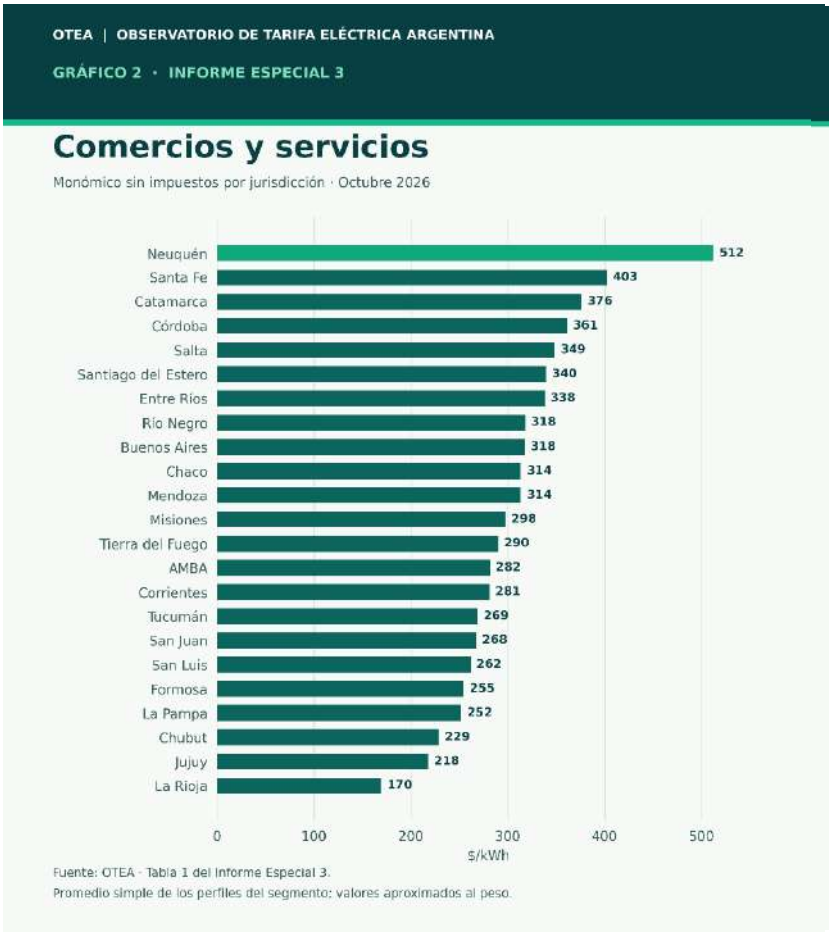
residenciales, dos correspondientes a pequeña demanda —comercios, servicios y PyMEs— y dos a gran demanda industrial.

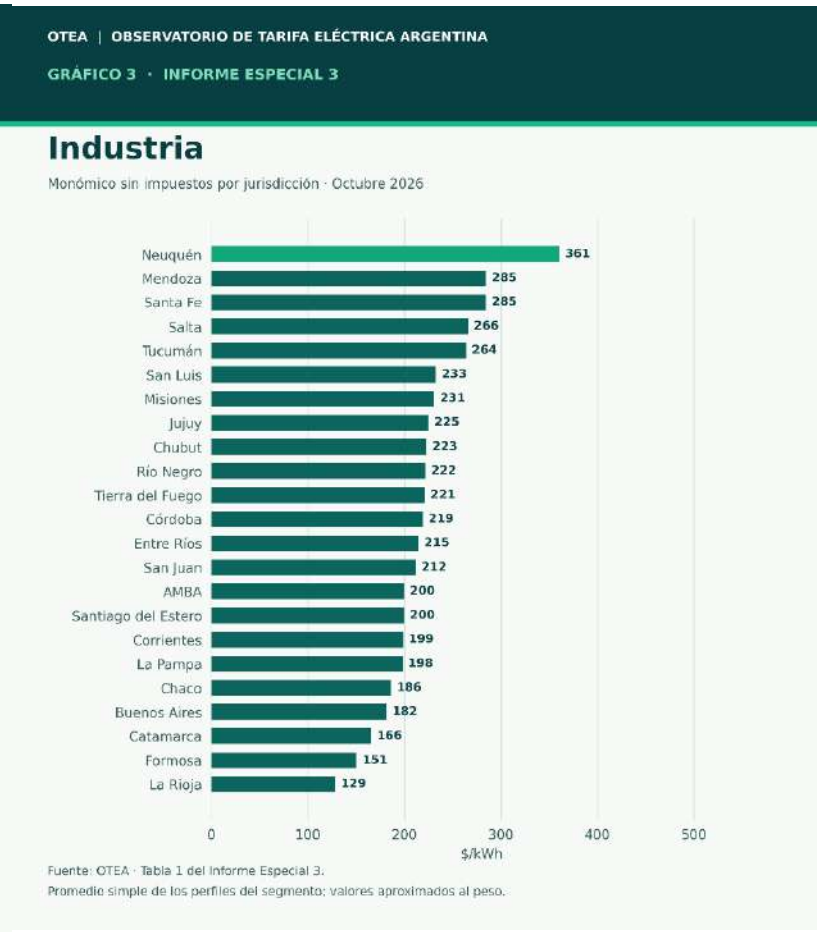
Los valores correspondientes a cada jurisdicción se obtienen como el promedio simple de las distribuidoras relevadas en su territorio. La columna *n* indica la cantidad de distribuidoras consideradas en cada caso.

Los Gráficos 1, 2 y 3 complementan la información presentada en la Tabla 1 y permiten visualizar la heterogeneidad territorial de los monómicos tarifarios en cada segmento de usuarios. Para ello, se considera el promedio simple de los perfiles de consumo correspondientes a cada segmento.



Si bien Neuquén presenta los mayores monómicos promedio en los tres segmentos analizados, el ordenamiento relativo de las restantes jurisdicciones varía según la categoría de usuario. Esto pone de manifiesto que las diferencias tarifarias territoriales no son homogéneas entre los distintos segmentos de demanda.





Las diferencias observadas no se limitan a los niveles tarifarios, sino que también se manifiestan en su evolución temporal. Entre diciembre de 2025 y octubre de 2026, para el perfil residencial de 231 kWh mensuales, Chaco y Tucumán registraron incrementos del 82% y 72%, respectivamente, frente a una variación mediana del 34%. En contraste, La Rioja y La Pampa presentaron aumentos considerablemente inferiores, del 10% y 18%, respectivamente.

En el segmento industrial, las diferencias fueron aún más pronunciadas. San Juan y Entre Ríos registraron incrementos del 116% y 105%, respectivamente, más que duplicando sus monómicos iniciales, mientras que en La Rioja el aumento fue del 13%.

A su vez, los promedios provinciales pueden ocultar diferencias relevantes entre distribuidoras que operan dentro de un mismo territorio. En algunas provincias, la brecha entre la distribuidora con el monómico más elevado y aquella con el más bajo supera el 30%, como se desarrolla en la sección 3.

La heterogeneidad tarifaria argentina se manifiesta, por lo tanto, en tres dimensiones: entre territorios, entre categorías de usuarios y en las trayectorias de actualización a lo largo del tiempo.

Identificar estas diferencias constituye el punto de partida del análisis. Las secciones siguientes avanzan en su interpretación a partir de la evolución del abastecimiento mayorista, las características estructurales de las distribuidoras y sus particularidades tarifarias.

2. Primera capa: el abastecimiento mayorista y su incidencia en la evolución tarifaria

Durante el período analizado, la evolución del precio mayorista de la electricidad constituye un elemento central para interpretar los incrementos tarifarios registrados en los distintos segmentos de usuarios. Entre diciembre de 2025 y julio de 2026, el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) registró aumentos superiores a los del monómico tarifario en los tres segmentos analizados, con diferencias particularmente pronunciadas en la industria.

Tabla 2. Evolución del precio mayorista y del monómico tarifario por segmento de usuarios. Diciembre de 2025 – julio de 2026

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Evolución del precio mayorista y del monómico tarifario

Diciembre 2025 – julio 2026

Segmento	PEE CAMMESA dic-25 → jul-26	Tarifa OTEA dic-25 → jul-26	Diferencia
GUDI (Industria, ≥300 kW)	+68% a +69%	+42%	~27 puntos
No Residencial (Comercio y Servicios)	+60% a +62%	+38%	~23 puntos
Residencial	+36% a +38%	+31%	~7 puntos

Fuente: OTEA · Base de monómicos y referencias de PEE CAMMESA.

Segmento residencial: una desaceleración de los incrementos tarifarios. Para el perfil residencial de 231 kWh mensuales, el monómico tarifario registró un incremento acumulado del 34% entre diciembre de 2025 y octubre de 2026. Los mayores incrementos se concentraron en la primera parte del período, mientras que entre julio y octubre la variación mediana fue del 4,5%

La diferencia entre la evolución del precio mayorista y la del monómico tarifario pone de manifiesto la necesidad de analizar separadamente los componentes de abastecimiento y distribución, así como su participación relativa en la tarifa final.

Segmento industrial: los mayores incrementos del período. A diferencia del segmento residencial, los monómicos industriales continuaron registrando incrementos relevantes

después de julio, con una variación mediana del 15% entre julio y octubre y un aumento acumulado del 63% desde diciembre de 2025.

Este segmento se encuentra particularmente expuesto al proceso de normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el marco de la Resolución SE 400/2025, que modifica las condiciones de contratación de energía y potencia. La evolución de los incentivos para la contratación directa de energía por parte de los grandes usuarios será objeto de análisis en un próximo Informe Especial de OTEA.

Heterogeneidad en la evolución del cargo de energía industrial. Una variación del monómico tarifario inferior a la del PEE no constituye, por sí sola, evidencia de un traslado incompleto de los costos mayoristas, dado que la tarifa final incorpora también componentes asociados a la distribución.

En el segmento industrial, sin embargo, la estructura de los cuadros tarifarios permite una aproximación más directa a esta cuestión. En numerosas distribuidoras, el cargo de energía se encuentra principalmente asociado al abastecimiento, mientras que los componentes vinculados con la distribución se recuperan, en mayor medida, mediante los cargos por potencia.

Frente a un incremento del PEE correspondiente a los Grandes Usuarios de Distribuidoras (GUDI) del orden del 68% entre diciembre y julio, 18 de las 35 distribuidoras analizadas registraron aumentos iguales o superiores al 60% en sus cargos de energía industrial. En contraste, diez distribuidoras presentaron incrementos inferiores al 50%.

Tabla 3. Distribuidoras con incrementos del cargo de energía industrial inferiores al 50%. Diciembre de 2025 – julio de 2026.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Variación del cargo de energía y del monómico industrial

Diciembre 2025 – Julio 2026 · Distribuidoras seleccionadas

Distribuidora	Provincia	Cargo de energía industrial dic-25 → jul-26	Tarifa industrial dic-25 → jul-26
SPCL Comodoro Rivadavia	Chubut	+9%	+9%
EDELAP	Buenos Aires	+20%	+15%
EDELAR	La Rioja	+21%	+13%
DPEC	Corrientes	+23%	+27%
EDET	Tucumán	+26%	+45%
EDES	Buenos Aires	+35%	+35%
EJESA	Jujuy	+36%	+30%
REFSA	Formosa	+36%	+35%
Coop. Río Grande	Tierra del Fuego	+41%	+33%
APE LP	La Pampa	+41%	+40%

Fuente: OTEA · Base de monómicos y referencias de PEE CAMMESA.

Varias de estas distribuidoras coinciden con aquellas que presentan monómicos tarifarios inferiores a los de sus pares estructurales, de acuerdo con el indicador desarrollado en la sección 4. Esta coincidencia sugiere la conveniencia de considerar la evolución del traslado de los costos mayoristas como uno de los elementos que podrían contribuir a interpretar las diferencias tarifarias observadas.

EPEN, EDESA y EPE Santa Fe también registraron variaciones relativamente reducidas en sus cargos de energía industrial. No obstante, se excluyen de esta comparación debido a que dichos cargos incorporan componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), lo que limita su comparabilidad directa con la evolución del PEE.

En los segmentos residencial y de comercios y servicios, la identificación de estos componentes requiere un análisis adicional, dado que los cargos variables incluyen tanto costos de abastecimiento como de distribución.

Cabe señalar que, para extender esta comparación hasta octubre de 2026, resulta necesario disponer de una serie homogénea del PEE correspondiente a las vigencias de agosto a octubre. La información de abastecimiento analizada a continuación permite complementar el diagnóstico, aunque no constituye una serie equivalente del PEE por segmento de usuarios.

2.1. Estructura económica del abastecimiento provincial

Con el propósito de contextualizar la primera etapa del proceso de transición del Mercado Eléctrico Mayorista, OTEA consolidó información relativa a las compras de energía y potencia de las distribuidoras a CAMMESA entre diciembre de 2025 y octubre de 2026.

La información comprende once meses calendario y se presenta de manera agregada por jurisdicción. Para la construcción de los indicadores provinciales se agregaron previamente las cantidades de energía y los importes monetarios correspondientes a las distribuidoras de cada territorio.

La cobertura de esta información difiere de la correspondiente al panel tarifario de OTEA, por lo que las comparaciones entre ambos conjuntos de indicadores deben realizarse con precaución.

En el conjunto de distribuidoras comprendidas en este relevamiento se registraron compras por 104,545 millones de MWh, con un costo neto de abastecimiento de $9,660 billones.

Las bonificaciones correspondientes a energía, potencia y servicios alcanzaron los $2,203 billones, equivalentes al 18,6% del costo bruto de abastecimiento reconstruido, estimado en $11,863 billones. Este último se define como la suma del costo neto y las bonificaciones registradas.

Es importante señalar que estas bonificaciones corresponden a los registros de CAMMESA y no constituyen una medida exhaustiva del gasto fiscal nacional destinado a subsidiar el servicio eléctrico.

Por otra parte, los contratos de energía identificados bajo la modalidad del Mercado a Término de Energía (MATE) alcanzaron los 1,859 millones de MWh, equivalentes al 1,78% de las compras registradas. Su importe prorrateado ascendió a $182.945 millones, representando aproximadamente el 1,89% del costo neto de abastecimiento.

Los componentes correspondientes al Mercado a Término de Potencia (MATP) no se encuentran individualizados en una categoría exclusiva de la información disponible, sino que se registran conjuntamente con otros conceptos asociados a potencia y servicios. Por este motivo, no resulta posible estimar separadamente su participación.



2.2. Subsidios residenciales: alcance físico y significado económico

La desagregación del abastecimiento correspondiente al segmento residencial permite identificar 39,381 millones de MWh asociados a categorías de usuarios o bloques de consumo subsidiados, sobre un total de 60,761 millones de MWh residenciales relevados. Esto representa el 64,8% de la energía adquirida para dicho segmento.

Este indicador refleja la participación física de la energía correspondiente a categorías subsidiadas y no la magnitud del descuento monetario aplicado sobre cada MWh.

La construcción del indicador contempla los cambios introducidos en el esquema de subsidios nacionales durante el período analizado. Para diciembre de 2025, la información conserva la clasificación correspondiente a los niveles 1, 2 y 3, mientras que entre enero y octubre de 2026 se distingue entre categorías con y sin subsidio.

Para garantizar la comparabilidad temporal, en diciembre de 2025 se consideraron como subsidiados los bloques de consumo base correspondientes a los niveles 2 y 3, y como no subsidiados los consumos del nivel 1 y los excedentes de los bloques subsidiados.

En este sentido, resulta fundamental distinguir tres indicadores que caracterizan dimensiones diferentes del abastecimiento eléctrico:



La incorporación de estos indicadores tiene como objetivo contextualizar el proceso de transformación del abastecimiento mayorista. OTEA mantiene su criterio metodológico de analizar las tarifas y la asequibilidad residencial bajo un escenario sin subsidios, a fin de preservar la comparabilidad de los resultados.

2.3. Panorama provincial del abastecimiento de CAMMESA

La Tabla 4 presenta los indicadores de abastecimiento acumulados para los once meses analizados, permitiendo identificar diferencias territoriales en la participación de la energía residencial subsidiada, las bonificaciones monetarias, la contratación a término y los costos unitarios de abastecimiento.

En aquellas jurisdicciones que cuentan con más de una distribuidora, los indicadores se construyen a partir de la agregación de las cantidades físicas y monetarias correspondientes a cada agente, evitando la utilización de promedios simples de porcentajes.

Asimismo, el costo bruto unitario presentado corresponde a las compras de las distribuidoras a CAMMESA y, por lo tanto, no resulta directamente equiparable al monómico tarifario minorista relevado por OTEA.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 4. Panorama provincial del abastecimiento

CAMMESA · Diciembre de 2025 – octubre de 2026

Jurisdicción	MWh residenciales con subsidio (%)	Bonificaciones / costo bruto (%)	MATE / MWh (%)	Costo bruto ($/kWh)
AMBA	67,1	22,3	0,00	111,90
Buenos Aires	62,1	17,1	3,65	115,38
Catamarca	69,7	16,2	0,00	121,36
Chaco	52,2	14,2	0,00	116,24
Chubut	43,7	8,1	0,00	119,53
Corrientes	73,3	20,6	1,72	112,59
Córdoba	56,3	13,8	5,59	113,51
Entre Ríos	58,5	14,4	0,37	113,57
Formosa	62,2	10,9	0,00	113,68
Jujuy	68,9	20,0	12,12	119,82
La Pampa	55,5	12,9	4,78	110,93
La Rioja	76,2	13,6	0,00	117,13
Mendoza	67,7	15,8	0,00	111,02
Misiones	72,5	21,9	0,00	109,56
Neuquén	52,6	9,5	0,53	116,99
Río Negro	72,7	20,0	6,74	115,90
Salta	69,4	19,6	2,68	115,25
San Juan	64,5	14,7	10,67	114,02
San Luis	58,2	13,1	0,00	112,67
Santa Cruz	63,7	14,4	0,00	113,60
Santa Fe	61,2	17,5	0,00	112,65
Santiago del Estero	61,3	17,4	0,00	122,46
Tucumán	79,5	22,0	13,97	118,61

Fuente: OTEA, a partir de información de abastecimiento de CAMMESA.

Las diferencias observadas entre jurisdicciones permiten caracterizar las condiciones iniciales en las que las distribuidoras enfrentan el proceso de transición del mercado

mayorista. No obstante, estos indicadores deben interpretarse considerando las particularidades de cada mercado provincial y las diferencias de cobertura respecto del panel tarifario de OTEA.

2.4. Contratación a término y costo medio residual del abastecimiento: una hipótesis prospectiva

La Resolución SE 400/2025 introduce modificaciones en las reglas de contratación a término de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En este contexto, resulta relevante analizar los posibles efectos de una modificación en la composición de los recursos de generación destinados al abastecimiento estacionalizado.

Si una fuente de generación remunerada a un costo unitario inferior al costo medio de una determinada canasta de abastecimiento deja de formar parte de ella, y los restantes costos y condiciones se mantienen constantes, el costo medio de la canasta residual aumenta.

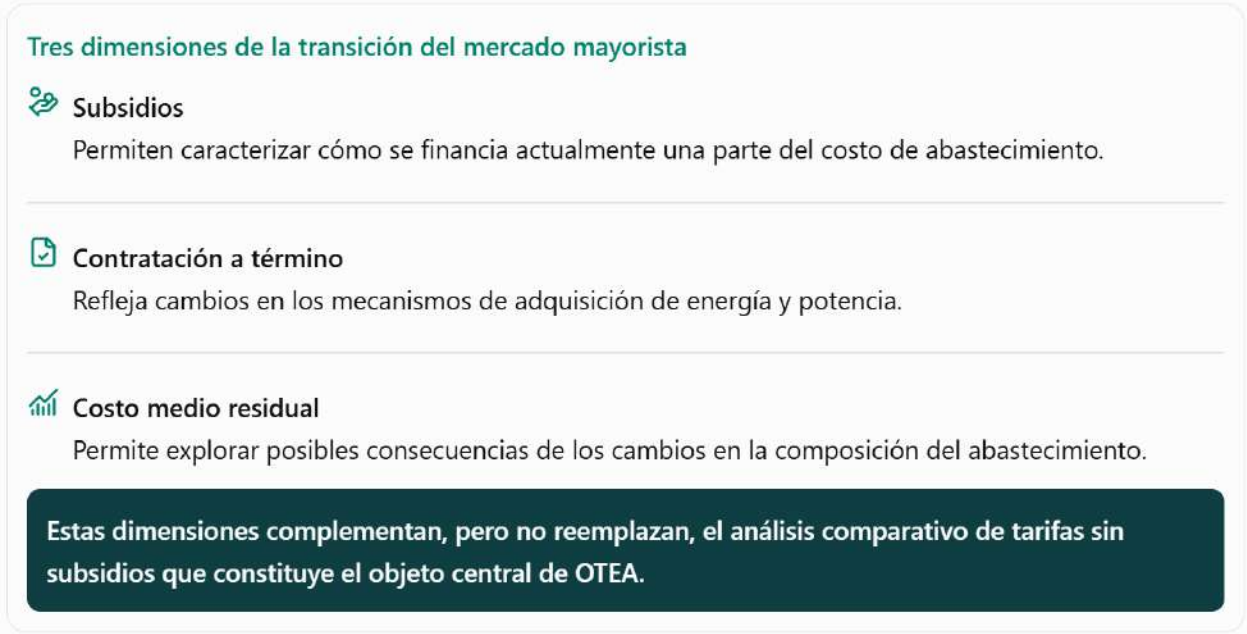
Esta relación constituye una identidad contable y no implica necesariamente que el precio estacional correspondiente a los usuarios residenciales y de pequeña demanda vaya a incrementarse.

Para evaluar dicho efecto resulta necesario identificar los recursos de generación que efectivamente dejan de integrar el abastecimiento estacionalizado, los mecanismos de redistribución de costos y las nuevas contrataciones que realicen las distribuidoras.

La participación actual de la contratación MATE en las distintas jurisdicciones constituye una línea de base para el seguimiento de este proceso. Sin embargo, la información disponible no permite identificar las centrales de generación involucradas ni los precios acordados en los contratos bilaterales.

Por este motivo, las futuras simulaciones sobre la evolución del costo medio residual del abastecimiento deberán interpretarse como escenarios condicionados a determinados supuestos, diferenciando los resultados observados de las hipótesis prospectivas.

El interrogante que se abre es en qué medida la expansión de la contratación directa de energía puede modificar la composición y los costos del abastecimiento que permanece bajo el esquema estacionalizado.



3. Lo que el abastecimiento esconde: ¿una convergencia aparente?

Entre diciembre de 2025 y octubre de 2026 se observa una reducción de las diferencias tarifarias entre distribuidoras con características estructurales similares. Sin embargo, este acercamiento no presenta la misma magnitud ni significatividad estadística en todos los segmentos de usuarios.

Para analizar este fenómeno, se comparó el monómico tarifario de cada distribuidora con el de sus tres pares estructurales más cercanos, identificados a partir de la distancia euclídea sobre los cuatro bloques de características estructurales estandarizadas del panel OTEA. Se excluyeron de la selección de pares las distribuidoras pertenecientes a la misma jurisdicción, con el propósito de reducir la incidencia de esquemas tarifarios compartidos.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 5. Brechas tarifarias entre pares estructurales

Segmento	Brecha con gemelos dic-25	Brecha con gemelos oct-26	¿Significativo?
Residencial	23,6%	21,5%	No (p = 0,19)
Comercio y Servicios	25,4%	22,2%	Sí (p = 0,03)
Industria	33,0%	27,1%	Sí (p = 0,003)

Fuente: OTEA.

Nota: la significatividad estadística de las diferencias entre períodos se evaluó mediante la prueba de rangos con signo de Wilcoxon para muestras pareadas.

Los resultados muestran una reducción de las brechas tarifarias en los tres segmentos analizados. Sin embargo, mientras que en el segmento residencial no se identifica una reducción estadísticamente significativa, en comercios y servicios y, especialmente, en industria, la evidencia permite sostener la existencia de un proceso de convergencia tarifaria entre distribuidoras estructuralmente comparables.

¿Qué componentes de la tarifa explican este acercamiento?

En el segmento industrial, la desagregación de los componentes tarifarios permite profundizar en la interpretación de este fenómeno. Entre diciembre de 2025 y octubre de 2026, el cargo de energía registró un incremento del 93%, aumentando su participación en la factura del 65% al 74%. En contraste, la brecha entre pares estructurales correspondiente a este componente aumentó un 22%.

Los restantes componentes de la factura, asociados principalmente a los cargos por potencia, capacidad y distribución, registraron un incremento del 21%, acompañado por un aumento de igual magnitud en las brechas entre pares estructurales.

Estos resultados sugieren que la convergencia relativa de los monómicos industriales se encuentra asociada fundamentalmente al creciente peso del cargo de energía, sin que se observe una reducción equivalente de las diferencias relativas en los restantes componentes tarifarios.

En los segmentos residencial y de comercios y servicios, esta descomposición presenta mayores dificultades metodológicas, dado que el cargo de energía incorpora componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD). Para completar este análisis resulta necesario contar con una serie homogénea del precio mayorista hasta octubre de 2026.

3.1. Convergencia y heterogeneidad tarifaria dentro de las jurisdicciones

El análisis de las brechas tarifarias entre distribuidoras que operan dentro de una misma jurisdicción permite complementar los resultados anteriores e identificar trayectorias diferenciadas.

Para ello, se estimó la brecha entre el mayor y el menor monómico tarifario de las distribuidoras relevadas en cada jurisdicción, expresada en términos relativos y promediada entre los segmentos de usuarios.

Tabla 6. Evolución de las brechas tarifarias entre distribuidoras de una misma jurisdicción. Diciembre de 2025 – octubre de 2026.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 6. Brechas tarifarias dentro de cada jurisdicción

Provincia	n	Dic-25	Oct-26	Lectura
Entre Ríos	3	10%	0%	Unificó el cuadro tarifario
Mendoza	3	0%	3%	Cuadro único, se mantiene
AMBA	2	5%	4%	Se mantiene
Buenos Aires	4	25%	26%	Se mantiene
Neuquén	2	80%	51%	Converge, sigue siendo la mayor
Río Negro	3	18%	37%	Cuadro tarifario propio de cada distribuidora
Chubut	2	13%	32%	Se separa

Fuente: OTEA.

Los resultados permiten identificar situaciones heterogéneas. Mientras que en Entre Ríos la unificación de los cuadros tarifarios se tradujo en la eliminación de las diferencias entre las distribuidoras relevadas, en Mendoza y el AMBA se mantienen brechas relativamente reducidas.

Neuquén presenta una disminución considerable de su brecha interna, del 80% al 51%, aunque continúa siendo la jurisdicción con mayores diferencias entre las distribuidoras analizadas. En contraste, Río Negro y Chubut registraron una ampliación de sus brechas, alcanzando el 37% y el 32%, respectivamente.

La comparación entre pares estructurales pertenecientes a distintas provincias también permite identificar trayectorias contrapuestas. SECHEEP (Chaco) y DPEC (Corrientes), el par de mayor similitud estructural del panel, redujeron su brecha tarifaria del 31% al 8%.

Por el contrario, la brecha entre ENERSA (Entre Ríos) y EDELAR (La Rioja) aumentó del 25% al 56%, en un contexto de diferentes trayectorias de actualización tarifaria: mientras que la primera registró actualizaciones mensuales, la segunda mantiene sus tarifas sin modificaciones desde abril.

La convergencia tarifaria, por lo tanto, no constituye un fenómeno generalizado. Su magnitud y dirección presentan diferencias relevantes entre segmentos de usuarios, jurisdicciones y distribuidoras.

¿Por qué comparar distribuidoras a partir de grupos estructurales y no exclusivamente de su densidad territorial?[1]

Dos criterios de clasificación, diferentes capacidades explicativas

OTEA dispone de dos criterios de clasificación de las distribuidoras eléctricas argentinas. El primero reproduce la metodología del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de Uruguay, que distingue tres clases de distribuidoras (A, B y C) a partir de la cantidad de usuarios por kilómetro cuadrado de superficie de concesión.

El segundo corresponde a la clasificación desarrollada por OTEA, que identifica tres grupos de distribuidoras —Metropolitanas, Densas y Dispersas— a partir de sus similitudes en cuatro bloques de características estructurales: estructura de la red, mercado, organización y uso de la capacidad y estrés de la red.

Esta última clasificación fue construida sobre el panel de 36 distribuidoras, utilizando información correspondiente a 2025. Para el análisis tarifario de octubre de 2026 se dispone de información de 35 distribuidoras.

La comparación de los monómicos tarifarios correspondientes a ambos criterios permite evaluar su capacidad para identificar diferencias sistemáticas entre grupos.

Tabla 7. Monómico tarifario promedio sin impuestos por segmento de usuarios y criterio de clasificación. Octubre de 2026 ($/kWh).

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 7. Monómicos por clasificación de distribuidoras

Segmento	A	B	C	Dispersa	Densa	Metropolitana	Total
Residencial	276,85	280,40	280,19	295,14	282,75	218,18	278,12
Comercio y Servicios	312,26	319,74	305,36	338,29	302,02	278,72	312,16
Industria	219,04	232,43	231,24	252,78	211,10	191,45	223,77
Total	270,45	277,93	273,39	295,36	267,78	227,84	272,32

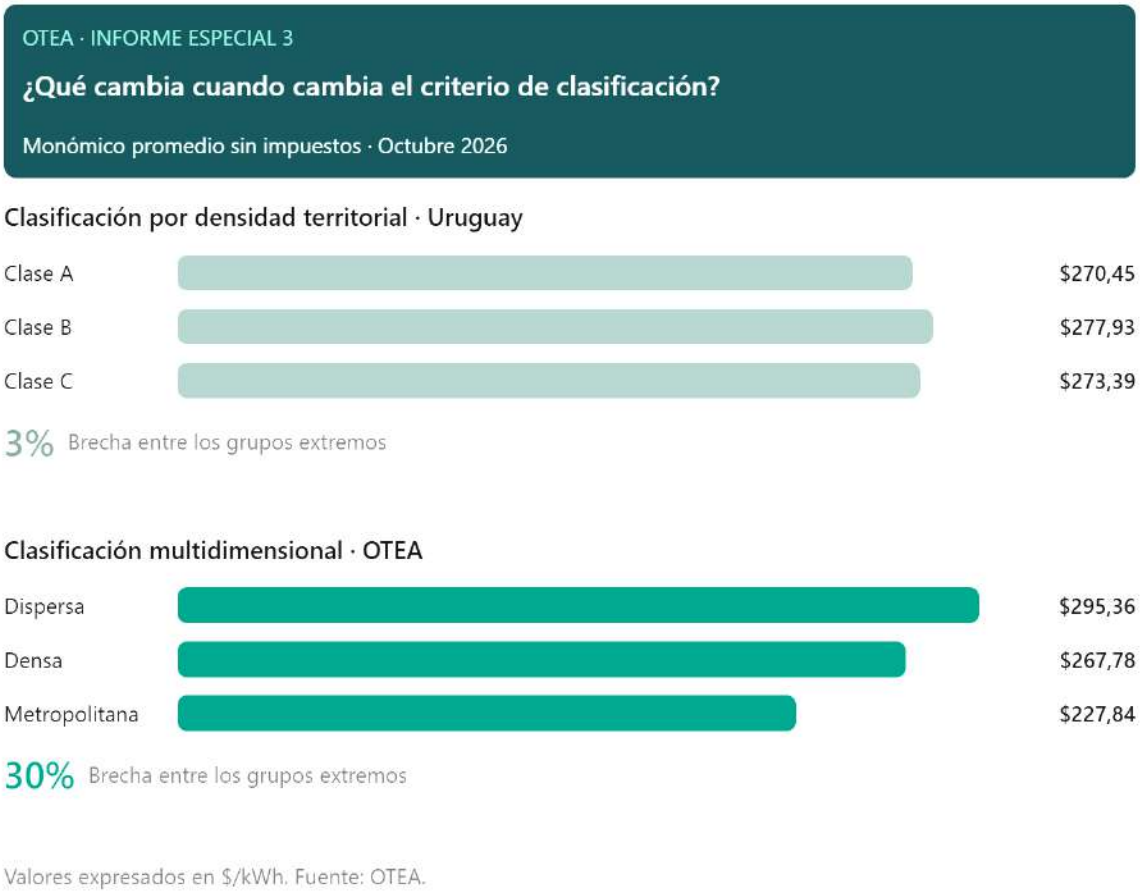
Fuente: OTEA.

La clasificación basada exclusivamente en la densidad territorial de usuarios presenta diferencias reducidas entre los monómicos promedio de las tres clases. Considerando el

[1] El desarrollo metodológico de esta clasificación y su comparación con el criterio utilizado en Uruguay se presentan en el Informe Especial 2 de OTEA: ¿Es representativa la clasificación A-B-C del modelo uruguayo de la realidad estructural de las distribuidoras eléctricas argentinas?.

conjunto de perfiles analizados, la diferencia entre la clase con mayor monómico y aquella con menor monómico es de aproximadamente el 3%.

En contraste, la clasificación multidimensional desarrollada por OTEA permite identificar una diferenciación más pronunciada entre los grupos. La brecha entre las distribuidoras Dispersas y Metropolitanas alcanza aproximadamente el 30% para el conjunto de perfiles, con diferencias del 35% en el segmento residencial, del 21% en comercios y servicios y del 32% en industria.



Capacidad explicativa de las clasificaciones

Con el propósito de evaluar estadísticamente la pertinencia de los distintos criterios de agrupamiento, se estimó la proporción de la variabilidad tarifaria entre distribuidoras explicada por cada clasificación.

La significatividad estadística de los resultados se evaluó mediante pruebas de permutación, considerando 10.000 reasignaciones aleatorias.

Tabla 8. Proporción de la variabilidad tarifaria entre distribuidoras explicada por distintos criterios de clasificación. Octubre de 2026.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 8. Variabilidad tarifaria explicada por cada criterio

Criterio	Residencial	Comercio y Servicios	Industria	Promedio 7 escalones
Clase A/B/C (usuarios/km², Uruguay)	0,1%	0,4%	1,1%	0,3%
Usuarios/km² sin cortar en clases	1,0%	0,6%	0,0%	0,5%
Usuarios por km de red, 3 grupos	19,1%*	3,1%	1,9%	8,8%
Grupo de desempeño (4 bloques)	21,6%*	9,3%	15,6%	17,3%*

Fuente: OTEA. * Significativo al 5% (prueba de permutación).

Capacidad explicativa limitada de la densidad territorial. La clasificación A/B/C explica apenas el 0,3% de la variabilidad tarifaria del conjunto de perfiles analizados. La utilización de la densidad territorial como variable continua tampoco mejora sustancialmente los resultados, alcanzando una capacidad explicativa del 0,5%. Esto sugiere que las limitaciones del criterio no responden exclusivamente a los umbrales utilizados para construir las categorías.

Mayor capacidad explicativa de la clasificación multidimensional. Los grupos estructurales desarrollados por OTEA explican el 17,3% de la variabilidad tarifaria del conjunto de perfiles analizados, alcanzando el 21,6% en el segmento residencial. Si bien su capacidad explicativa continúa siendo parcial, los resultados muestran una mejora respecto de los criterios basados exclusivamente en indicadores de densidad.

Persistencia temporal del ordenamiento tarifario. Durante los once meses analizados, el ordenamiento de los monómicos promedio de los grupos estructurales se mantiene inalterado: Dispersas > Densas > Metropolitanas. Este resultado se verifica tanto para los tres segmentos de usuarios como para el promedio general, en las 44 comparaciones realizadas. En contraste, la clasificación A/B/C presenta seis ordenamientos diferentes durante el mismo período.

Heterogeneidad tarifaria dentro de los grupos. La capacidad explicativa de la clasificación multidimensional presenta diferencias entre segmentos y se encuentra condicionada por la dispersión tarifaria al interior de cada grupo. En el grupo de distribuidoras Dispersas, por ejemplo, coexisten EPEN, con un monómico promedio de $480/kWh, y EDELAR, con $162/kWh. Como ejercicio de sensibilidad, al excluir estas dos observaciones, la capacidad explicativa de la clasificación aumenta al 32% para el conjunto de perfiles y al 24% en industria.

Este último resultado debe interpretarse como un análisis de sensibilidad y no como una estimación alternativa representativa del conjunto de distribuidoras.

¿Por qué la densidad territorial resulta insuficiente?

La cantidad de usuarios por kilómetro cuadrado de superficie de concesión presenta una correlación de 0,58 con el bloque correspondiente a la estructura de la red. Sin embargo, su correlación con los restantes bloques es considerablemente menor: 0,06 con mercado, −0,06 con organización y 0,07 con uso de la capacidad.

Estos resultados sugieren que la densidad territorial captura principalmente una de las dimensiones estructurales consideradas, sin representar adecuadamente la heterogeneidad asociada a las restantes características de las distribuidoras.

A ello se suman las dificultades de comparabilidad de las superficies de concesión entre agentes que operan a diferentes escalas territoriales, como las cooperativas municipales y las distribuidoras provinciales.

Estas limitaciones se manifiestan en la composición de los grupos. La Clase A reúne a 14 distribuidoras clasificadas como Densas, seis Dispersas y tres Metropolitanas según la metodología OTEA. Asimismo, EDENOR y EDESUR comparten la Clase C con la Cooperativa de Bariloche, a pesar de sus diferencias estructurales.

Robustez y estabilidad de los grupos estructurales

La clasificación multidimensional desarrollada por OTEA se basa en un procedimiento de agrupamiento que considera simultáneamente los cuatro bloques de características estructurales. A diferencia de las clasificaciones basadas en umbrales univariados, la asignación de cada distribuidora responde a su similitud con el perfil estructural de cada grupo.

Con el propósito de evaluar la robustez de esta clasificación, se realizaron cuatro ejercicios complementarios de reproducibilidad, estabilidad, sensibilidad y calidad del agrupamiento.

Tabla 9. Ejercicios de validación de la clasificación estructural de OTEA.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 9. Controles de estabilidad de la clasificación

Control	Resultado
¿Se reproduce? Rehecho el cálculo desde los datos	36 de 36 en el mismo grupo
¿Es estable? Rehecho 2.000 veces con muestras al azar del panel	En promedio, cada distribuidora queda en su grupo el 92% de las veces (25 de 36, más del 90%)
¿Manda un solo bloque? Quitando un bloque por vez	Cambian entre 3 y 7 distribuidoras: los cuatro bloques pesan
¿Ordena mejor la estructura? Parecido dentro del grupo frente a otros grupos (de −1 a 1)	Grupo de desempeño 0,21 · usuarios por km de red 0,10 · Clase A/B/C −0,09

Fuente: OTEA.

Los ejercicios realizados muestran una elevada estabilidad promedio de la clasificación, alcanzando el 92% en los 2.000 remuestreos efectuados. Asimismo, 25 de las 36 distribuidoras presentan una estabilidad superior al 90%.

La exclusión sucesiva de cada uno de los bloques genera modificaciones en la asignación de entre tres y siete distribuidoras, lo que pone de manifiesto la sensibilidad de la clasificación a las distintas dimensiones consideradas.

Por otra parte, el indicador de calidad del agrupamiento alcanza un valor de 0,21 para la clasificación multidimensional, frente a 0,10 para la clasificación basada en usuarios por kilómetro de red y −0,09 para la clasificación A/B/C.

Si bien estos resultados muestran un mejor desempeño relativo de la clasificación desarrollada por OTEA, el valor de 0,21 indica una separación moderada entre los grupos. Por lo tanto, estos no deben interpretarse como categorías completamente diferenciadas.

En particular, se identifican cuatro distribuidoras cuya estabilidad de asignación resulta inferior al 80%: Cooperativa de Río Grande (53%), EDELAP (73%), Cooperativa de Concordia (78%) y EPEC (79,7%).



La clasificación A/B/C constituye una referencia útil para la comparación con la metodología aplicada en Uruguay. Sin embargo, para el análisis de las distribuidoras eléctricas argentinas, la clasificación multidimensional desarrollada por OTEA presenta una mayor capacidad para identificar similitudes estructurales y diferencias sistemáticas en los niveles tarifarios.

Su capacidad explicativa parcial pone de manifiesto la necesidad de avanzar en el análisis de otros factores que podrían contribuir a interpretar las diferencias observadas. En la siguiente sección se propone un indicador que permite identificar apartamientos tarifarios respecto de distribuidoras estructuralmente comparables.

4. Segunda y tercera capa: estructura y decisión tarifaria (BDT)

Como se mostró en la sección anterior, la clasificación estructural de las distribuidoras permite explicar una parte de la variabilidad tarifaria observada. Sin embargo, persisten diferencias relevantes entre agentes que presentan características estructurales similares.

Con el propósito de profundizar en el análisis de estas diferencias, OTEA propone un indicador denominado **Brecha de Decisión Tarifaria (BDT)**, que mide el apartamiento relativo del monómico tarifario observado respecto de un valor de referencia construido a partir de distribuidoras estructuralmente comparables.

El indicador se define como:

$$BDT_i = \left(\frac{T_i^{obs}}{T_i^{ref}} - 1 \right) \times 100$$

Donde T_i^{obs} representa el monómico tarifario observado de la distribuidora y T_i^{ref} corresponde al monómico tarifario de referencia estimado a partir de sus pares estructurales.

4.1. Construcción del monómico tarifario de referencia

Para reducir la dependencia de los resultados respecto de un único criterio de comparación, se utilizan dos métodos alternativos de estimación.

Método 1. Comparación con los pares estructurales más cercanos

El monómico de referencia se estima como el promedio ponderado de los monómicos correspondientes a las tres distribuidoras de mayor similitud estructural, pertenecientes a otras jurisdicciones. La ponderación se realiza de manera inversamente proporcional a la distancia estructural entre las distribuidoras.

$$T_i^{ref} = \frac{\sum_{j=1}^{3} \frac{T_j}{d_{ij}}}{\sum_{j=1}^{3} \frac{1}{d_{ij}}}$$

Donde $T_j$representa el monómico tarifario del par estructural j y d_{ij}corresponde a la distancia euclídea entre ambas distribuidoras, calculada sobre los cuatro bloques de características estructurales estandarizadas del panel OTEA.

La exclusión de distribuidoras pertenecientes a la misma jurisdicción busca reducir la incidencia de esquemas tarifarios compartidos sobre la construcción del valor de referencia.

Método 2. Comparación con el grupo estructural de pertenencia

El monómico de referencia se estima como la mediana de los monómicos tarifarios correspondientes a las distribuidoras del mismo grupo estructural —Metropolitanas, Densas o Dispersas—, excluyendo a la propia distribuidora evaluada.

$$T_i^{ref} = \text{Mediana}_{j \subset G_i,\, j \neq i}(T_j)$$

Donde $G_i$representa el grupo estructural al que pertenece la distribuidora analizada.

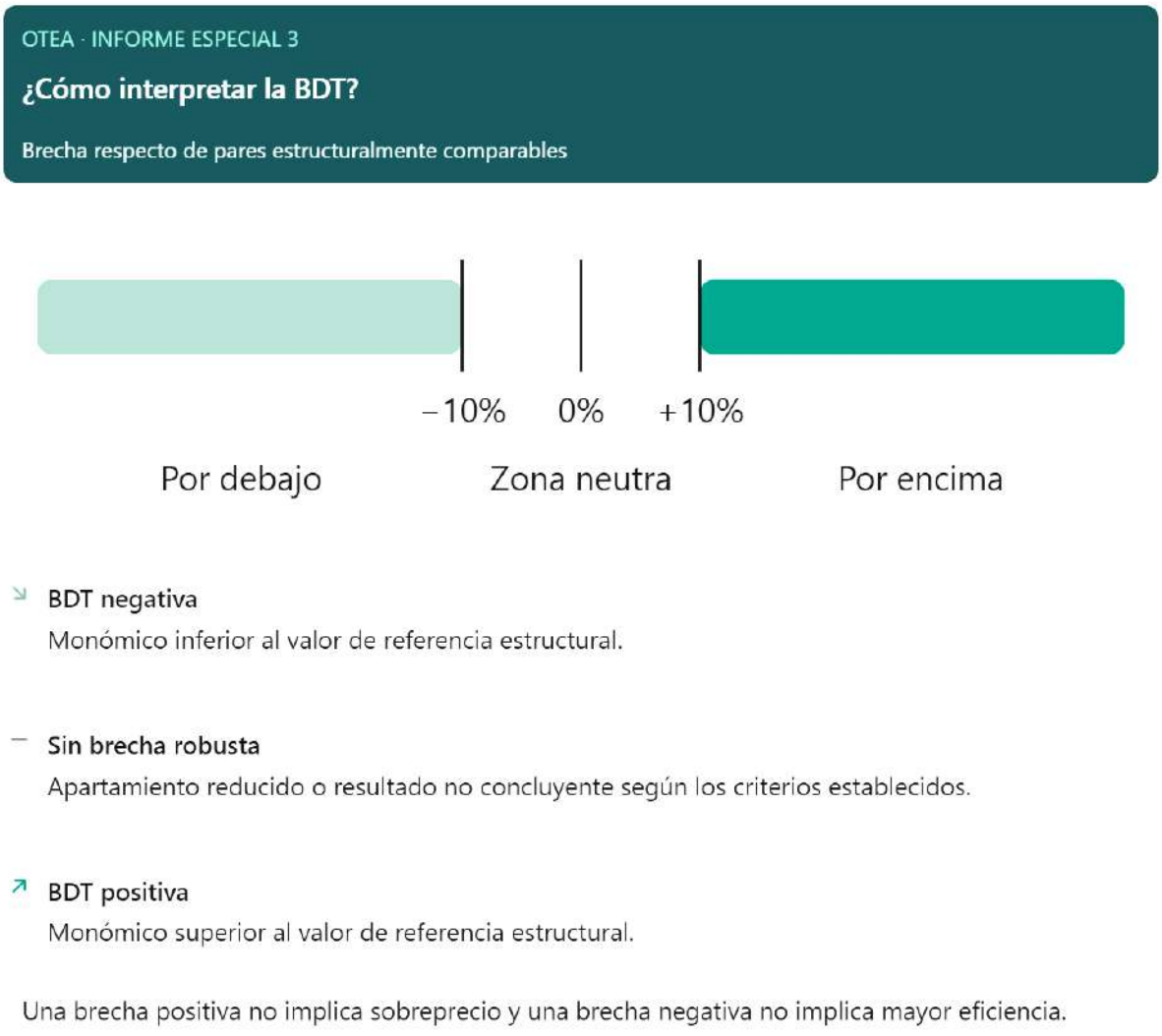
4.2. Criterios de robustez e interpretación del indicador

Con el propósito de identificar apartamientos tarifarios que no dependan exclusivamente del método utilizado para construir el valor de referencia, se establecieron tres criterios de robustez:

- **Consistencia en la dirección de la brecha:** ambos métodos deben identificar apartamientos del mismo signo.
- **Magnitud del apartamiento:** la brecha debe superar, en valor absoluto, el umbral del 10%.
- **Sensibilidad a las distribuidoras de referencia:** la identificación de la brecha debe mantenerse al excluir del conjunto de referencia aquellas distribuidoras cuyos incrementos tarifarios durante el período fueron inferiores al 50% de la variación mediana del panel.

Este último ejercicio contempla la exclusión de EDELAR y SPCL Comodoro Rivadavia como referencias, a fin de evaluar la sensibilidad de los resultados a trayectorias de actualización tarifaria particularmente reducidas.

La interpretación del indicador puede sintetizarse de la siguiente manera:



Alcance metodológico del indicador. La BDT constituye una herramienta de comparación relativa y no una descomposición contable de los costos de prestación del servicio. Los apartamientos identificados pueden responder a particularidades regulatorias, tarifarias, fiscales, contractuales o a características estructurales no capturadas por las variables consideradas.

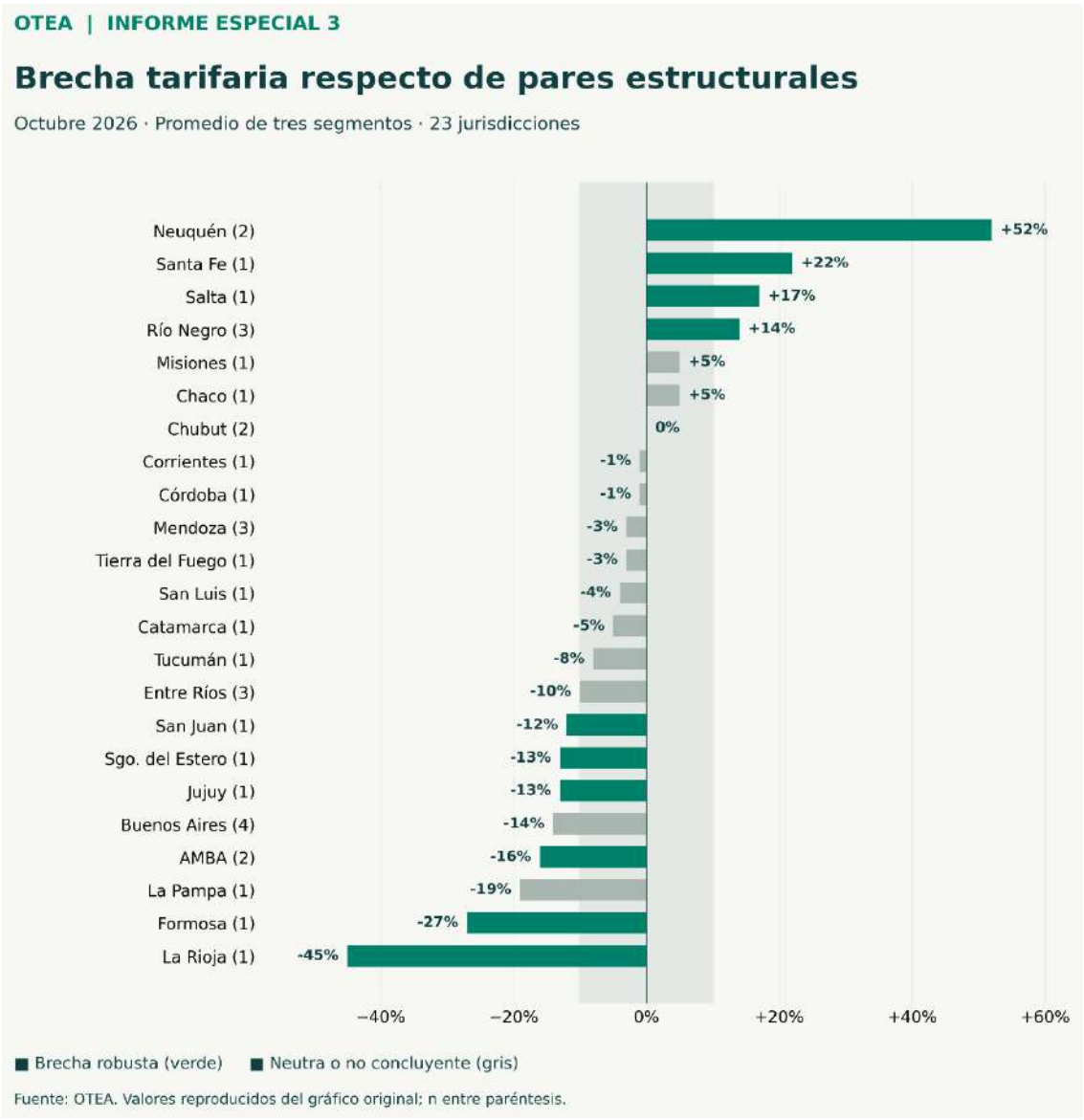
En consecuencia, el indicador no permite atribuir causalmente las diferencias observadas a decisiones tarifarias específicas, sino identificar casos que requieren un análisis más detallado.

4.3. Apartamientos tarifarios respecto de pares estructurales: una lectura territorial

El análisis de la BDT correspondiente a octubre de 2026 permite identificar diferencias relevantes entre jurisdicciones, incluso luego de considerar las características estructurales de las distribuidoras.

Los resultados se presentan de manera agregada por jurisdicción, considerando el promedio de los tres segmentos de usuarios analizados. En aquellas jurisdicciones con más de una distribuidora, el indicador provincial sintetiza situaciones que pueden presentar diferencias significativas entre agentes.

Gráfico 4. Brecha tarifaria respecto de pares estructurales por jurisdicción. Octubre de 2026.



En 10 de las 23 jurisdicciones analizadas se identifican apartamientos robustos respecto de los valores de referencia estructural.

Neuquén presenta la mayor brecha positiva, con un monómico tarifario que supera en un 52% el valor de referencia construido a partir de sus pares estructurales. Le siguen Santa Fe (22%), Salta (17%) y Río Negro (14%).

En el extremo opuesto, La Rioja presenta la mayor brecha negativa, con un monómico tarifario un 45% inferior al valor de referencia, seguida por Formosa (−27%) y el AMBA (−16%).

En Buenos Aires y La Pampa, si bien los apartamientos superan el umbral del 10%, los resultados no satisfacen los criterios de robustez establecidos, debido a la falta de coincidencia entre los métodos de estimación.

Estos resultados permiten identificar situaciones que ameritan un análisis particularizado de las condiciones de prestación del servicio, los esquemas regulatorios y las trayectorias de actualización tarifaria.

4.4. Del indicador al diagnóstico: la dimensión temporal de las brechas tarifarias

La identificación de apartamientos respecto de pares estructurales en un momento determinado constituye una primera aproximación al diagnóstico. Sin embargo, el análisis de su evolución temporal permite distinguir entre diferencias preexistentes y modificaciones ocurridas durante el período analizado.

A nivel de distribuidora, en octubre de 2026 se identificaron 12 casos con brechas robustas, sobre un total de 35 distribuidoras analizadas.

La comparación con diciembre de 2025 muestra que buena parte de estas diferencias ya se encontraba presente al inicio del período, lo que pone de manifiesto la persistencia temporal de los apartamientos tarifarios respecto de pares estructurales.

Tabla 10. Evolución de las brechas tarifarias respecto de pares estructurales por distribuidora. Diciembre de 2025 – octubre de 2026.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Evolución de las brechas robustas por distribuidora

Distribuidora	Jurisdicción	BDT dic-25	BDT oct-26	Lectura
EPEN	Neuquén	+137%	+86%	Se reduce; cargo de energía incluye VAD industrial
EPE SF	Santa Fe	+29%	+22%	Se reduce; cargo de energía incluye VAD industrial
Coop. Bariloche	Río Negro	+31%	+28%	Estable
CALF	Neuquén	+20%	+19%	Estable
EDESA	Salta	+16%	+17%	Estable
EDERSA	Río Negro	+18%	+13%	Reducción de 5 puntos porcentuales
EJESA	Jujuy	−13%	−13%	Estable
EDESE	Santiago del Estero	−10%	−13%	Estable
Naturgy SJ	San Juan	−19%	−12%	Se reduce
EDESUR	AMBA	−33%	−24%	Se reduce
REFSA	Formosa	−32%	−27%	Reducción de 5 puntos porcentuales
EDELAR	La Rioja	−22%	−45%	Se amplía; congelamiento desde abril

Fuente: OTEA. Valores originales. Lecturas revisadas; estabilidad: cambios de hasta 5 puntos porcentuales.

Los resultados permiten identificar tres tipos de trayectorias:

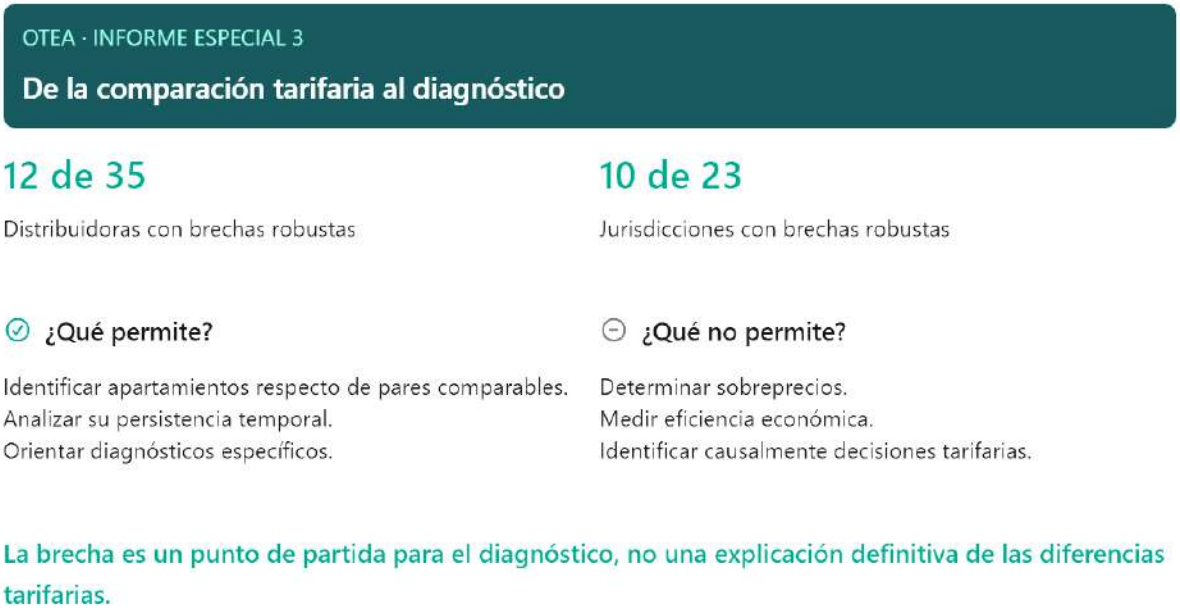
Reducción de las brechas tarifarias. EPEN, EPE Santa Fe, Naturgy San Juan y EDESUR registraron reducciones superiores a cinco puntos porcentuales en la magnitud de sus apartamientos respecto de pares estructurales. Se destaca particularmente el caso de EPEN, cuya brecha positiva pasó del 137% al 86%.

Persistencia de las brechas tarifarias. En otras distribuidoras, los apartamientos respecto de los valores de referencia se mantuvieron relativamente estables durante el período, con modificaciones que no superan los cinco puntos porcentuales. Estos casos muestran que las actualizaciones tarifarias no necesariamente alteran la posición relativa de las distribuidoras frente a sus pares.

Ampliación de las brechas tarifarias. EDELAR constituye el caso más pronunciado de ampliación de la brecha, pasando de un monómico un 22% inferior al valor de referencia en diciembre de 2025 a uno un 45% inferior en octubre de 2026. Esta trayectoria se registra en un contexto de congelamiento tarifario desde abril de 2026.

En las 23 distribuidoras restantes no se identificaron apartamientos robustos respecto de sus pares estructurales bajo los criterios metodológicos establecidos. Este resultado no implica necesariamente la ausencia de diferencias tarifarias, sino que estas no satisfacen las condiciones requeridas para su identificación mediante el indicador propuesto.

Asimismo, en las jurisdicciones con múltiples distribuidoras, los resultados agregados deben interpretarse con cautela, dado que pueden sintetizar situaciones heterogéneas entre agentes.



La BDT constituye, por lo tanto, una herramienta complementaria para el análisis de las diferencias tarifarias del sistema eléctrico argentino. Su principal aporte consiste en identificar situaciones que, aun considerando las similitudes estructurales entre distribuidoras, presentan trayectorias tarifarias diferenciadas.

La profundización del diagnóstico requiere incorporar información adicional sobre los costos de prestación del servicio, los mecanismos de reconocimiento tarifario, las políticas regulatorias y las condiciones particulares de abastecimiento de cada distribuidora.

5. Asequibilidad de la tarifa residencial: la trampa del consumo de referencia

Una tarifa eléctrica más elevada no necesariamente implica una menor asequibilidad del servicio. La carga económica asociada al consumo de electricidad depende tanto del precio por unidad de energía como de la cantidad consumida y de los recursos económicos disponibles para afrontar dicho gasto.

Con el propósito de incorporar estas dimensiones al análisis, se estimó la incidencia de la factura eléctrica residencial mensual sin impuestos ni subsidios sobre el salario medio de cada jurisdicción. Para ello, se consideraron los monómicos tarifarios de octubre de 2026,

los consumos medios residenciales provinciales y los salarios medios correspondientes a mayo de 2026.

A diferencia del análisis presentado en la sección 1, en aquellas jurisdicciones con más de una distribuidora los indicadores tarifarios se construyeron mediante promedios ponderados por la cantidad de usuarios residenciales.

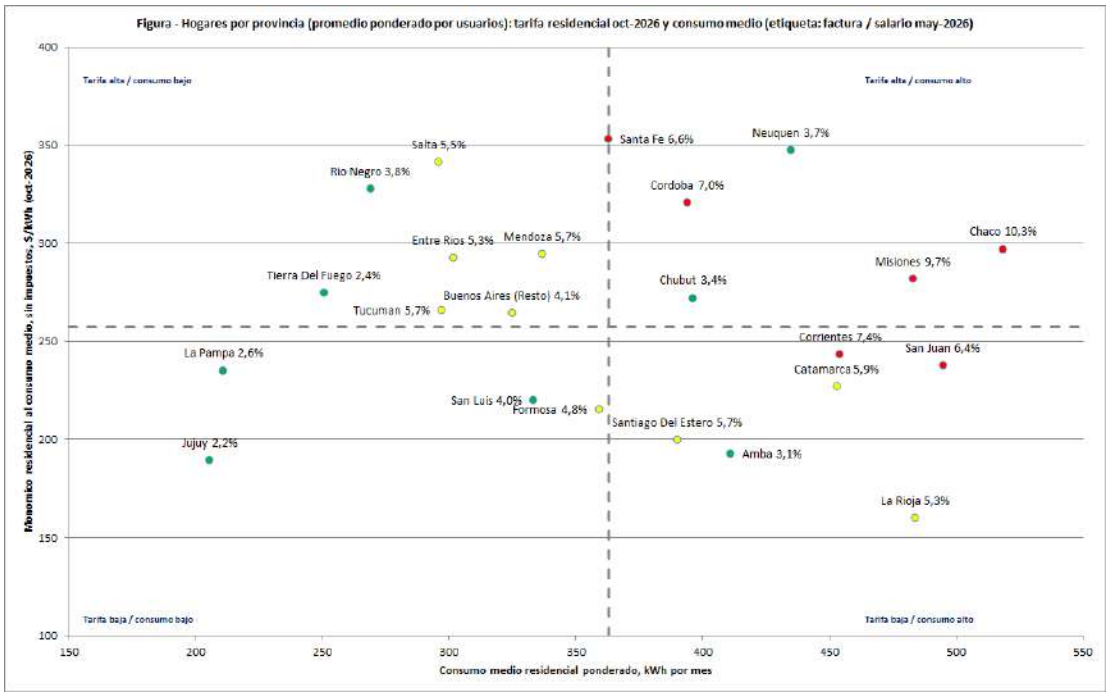
Para facilitar la interpretación de los resultados, se establecieron tres rangos de incidencia de la factura eléctrica sobre el salario medio provincial:

- **Incidencia baja**
  Hasta el 4% del salario medio.
- **Incidencia intermedia**
  Superior al 4% y hasta el 6%.
- **Incidencia elevada**
  Superior al 6% del salario medio.

Estos rangos constituyen criterios descriptivos que permiten identificar diferencias relativas de asequibilidad entre jurisdicciones y no deben interpretarse como umbrales de pobreza energética.

El Gráfico 5 presenta conjuntamente los niveles tarifarios, los consumos medios residenciales y la incidencia estimada de la factura eléctrica sobre el salario medio provincial. Las líneas punteadas representan los valores medios de consumo y monómico tarifario del panel.

Gráfico 5. Asequibilidad residencial: relación entre monómico tarifario, consumo medio e incidencia de la factura sobre el salario provincial. Octubre de 2026.



5.1. La tarifa más elevada no necesariamente es la menos asequible

Los resultados muestran que el ordenamiento de las jurisdicciones según sus niveles tarifarios difiere considerablemente del que se obtiene al considerar la incidencia de la factura eléctrica sobre el salario medio provincial.

Neuquén, que presenta el mayor monómico tarifario residencial evaluado al consumo medio provincial ($347/kWh), registra una incidencia estimada de la factura del 3,7% sobre el salario medio.

En contraste, Chaco, con un monómico tarifario cercano al promedio del panel ($297/kWh), presenta la mayor incidencia relativa, alcanzando el 10,3% del salario medio provincial.

Por su parte, La Rioja, que registra el menor monómico tarifario ($160/kWh), presenta una incidencia del 5,3%, superior a la observada en Neuquén.



Estos resultados ponen de manifiesto las limitaciones de evaluar la asequibilidad del servicio eléctrico exclusivamente a partir del precio por unidad de energía.

5.2. El papel del consumo y los salarios en la asequibilidad

Las seis jurisdicciones en las que la factura eléctrica estimada supera el 6% del salario medio presentan niveles de consumo residencial iguales o superiores al promedio del panel: Chaco (10,3%), Misiones (9,7%), Corrientes (7,4%), Córdoba (7,0%), Santa Fe (6,6%) y San Juan (6,4%).

En estas provincias, los consumos medios residenciales se ubican entre los 363 y los 518 kWh mensuales. Ninguna de las jurisdicciones con consumos inferiores al promedio del panel presenta una incidencia superior al 6%.

Sin embargo, un mayor nivel de consumo no necesariamente se traduce en una menor asequibilidad. Neuquén, Chubut y el AMBA también registran consumos superiores al promedio, pero presentan incidencias de la factura eléctrica inferiores al 4% del salario medio provincial.

La combinación de diferentes niveles tarifarios, patrones de consumo y salarios medios da lugar, por lo tanto, a situaciones de asequibilidad considerablemente heterogéneas entre territorios.

5.3. La trampa del consumo de referencia

La utilización de perfiles de consumo homogéneos constituye una herramienta útil para comparar estructuras y niveles tarifarios entre distribuidoras. Sin embargo, su aplicación directa al análisis de asequibilidad puede generar distorsiones relevantes.

El perfil residencial de referencia de 231 kWh mensuales utilizado en la sección 1 se encuentra por debajo del consumo medio residencial de 21 de las 23 jurisdicciones analizadas.

Como consecuencia, la estimación de la incidencia de la factura eléctrica a partir de este perfil uniforme puede subestimar la carga económica asociada a los consumos medios observados en la mayoría de las jurisdicciones.

Tabla 11. Incidencia de la factura eléctrica sobre el salario medio provincial según el consumo considerado. Jurisdicciones seleccionadas.

OTEA | INFORME ESPECIAL 3

Tabla 11. Incidencia de la factura sobre el salario medio

Jurisdicción	Consumo medio (kWh/mes)	Factura / salario Consumo medio	Factura / salario 231 kWh/mes
Chaco	518	10,3%	4,1%
Misiones	483	9,7%	4,7%
Corrientes	454	7,4%	4,3%
Córdoba	394	7,0%	3,7%
Santa Fe	363	6,6%	3,7%
San Juan	495	6,4%	3,4%
La Pampa	210	2,6%	2,9%
Jujuy	205	2,2%	2,4%

Fuente: OTEA. Tarifas de octubre y salarios de mayo de 2026. Jurisdicciones seleccionadas.

Las diferencias entre ambos criterios de estimación resultan particularmente relevantes en las jurisdicciones con mayores niveles de consumo residencial. En Chaco, por ejemplo, la incidencia estimada de la factura eléctrica sobre el salario medio provincial pasa del 4,1% al 10,3% cuando se reemplaza el consumo uniforme de referencia por el consumo medio provincial.

En contraste, en jurisdicciones con consumos medios inferiores al perfil de referencia, como La Pampa y Jujuy, la utilización de un consumo uniforme genera una leve sobreestimación de la incidencia de la factura.

La comparación entre ambos escenarios permite dimensionar la relevancia de esta cuestión metodológica.



Mientras que la utilización de un consumo uniforme permite identificar 18 jurisdicciones con una incidencia de la factura inferior o igual al 4% del salario medio y ninguna por encima del 6%, la incorporación de los consumos medios provinciales modifica sustancialmente esta distribución: ocho jurisdicciones presentan una incidencia baja, nueve una incidencia intermedia y seis una incidencia elevada.

Estos resultados ponen de manifiesto la sensibilidad del diagnóstico de asequibilidad a los supuestos metodológicos utilizados para estimar la factura eléctrica, particularmente al perfil de consumo considerado y al criterio de agregación territorial de los monómicos tarifarios. **Un consumo homogéneo permite comparar precios. La incorporación de los consumos medios provinciales permite aproximarnos a la carga económica asociada a los patrones de consumo observados en cada territorio.** No obstante, la utilización de consumos y salarios medios provinciales no permite capturar la heterogeneidad al interior de cada territorio ni identificar situaciones de consumo restringido asociadas a dificultades económicas de los hogares.

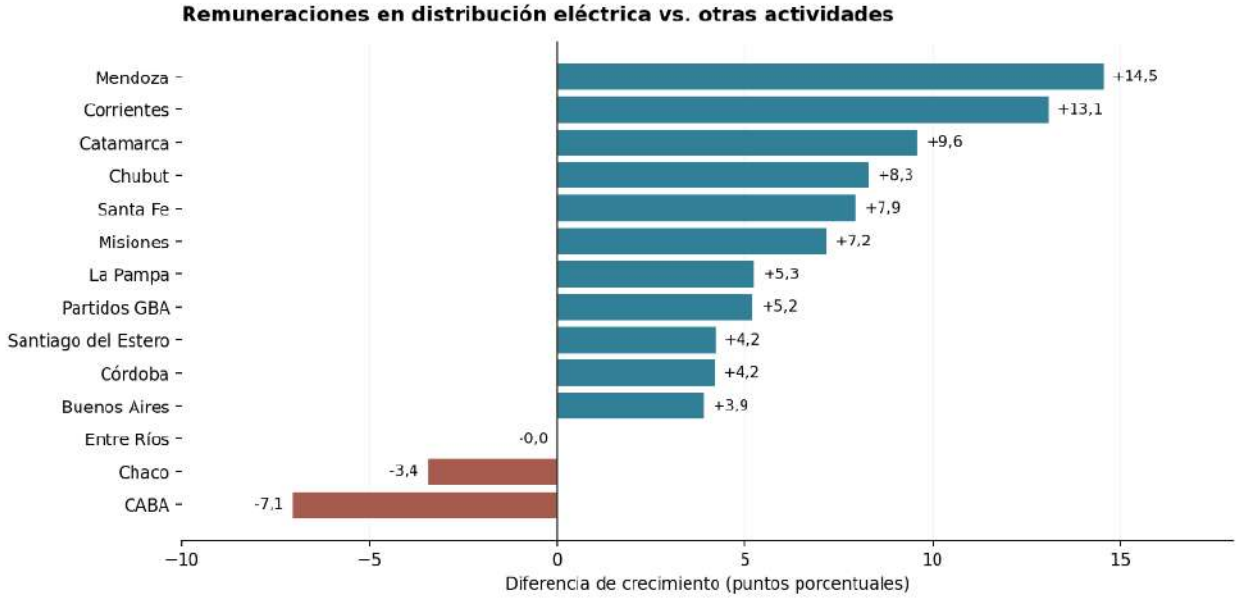
Evolución de las remuneraciones en el sector de distribución eléctrica

Como elemento complementario para contextualizar la evolución económica del sector eléctrico, se realizó una comparación exploratoria entre la dinámica de las remuneraciones correspondientes a la actividad de distribución eléctrica y la observada en otras actividades económicas de cada jurisdicción.

Los resultados muestran que, en 11 de las 14 jurisdicciones analizadas, las remuneraciones del sector de distribución eléctrica registraron incrementos superiores a la mediana de las variaciones salariales de las restantes actividades económicas consideradas.

La magnitud de estos diferenciales presenta una considerable heterogeneidad territorial.

Gráfico 6. Diferencial de crecimiento de las remuneraciones del sector de distribución eléctrica respecto de otras actividades económicas, por jurisdicción. Enero–abril de 2025 frente a enero–abril de 2026.



La evolución relativa de las remuneraciones sectoriales constituye un elemento relevante para el análisis de las potenciales presiones sobre los costos operativos de las distribuidoras. Sin embargo, los resultados obtenidos no permiten determinar en qué medida estas variaciones fueron reconocidas en el Valor Agregado de Distribución (VAD) ni trasladadas a las tarifas finales.

Asimismo, este ejercicio no modifica los indicadores de asequibilidad presentados anteriormente, cuya construcción se basa en la relación entre la factura eléctrica residencial estimada y el salario medio provincial.

Nota metodológica: el indicador se construye como la diferencia, expresada en puntos porcentuales, entre la variación de las remuneraciones de la rama 4013 (distribución eléctrica) y la mediana no ponderada de las variaciones correspondientes a las restantes ramas de actividad. Se comparan los períodos enero–abril de 2025 y enero–abril de 2026. Los resultados corresponden a una muestra preliminar de 14 jurisdicciones y tienen carácter descriptivo y exploratorio.

6. Reflexiones finales: la tarifa eléctrica como síntoma

El análisis de la evolución tarifaria entre diciembre de 2025 y octubre de 2026 permite identificar una serie de elementos que complejizan la interpretación de las diferencias en los precios de la electricidad en Argentina. La tarifa que enfrenta el usuario final constituye el resultado de múltiples factores, entre los que se encuentran las condiciones de abastecimiento mayorista, las características estructurales de las distribuidoras y las particularidades regulatorias y tarifarias de cada jurisdicción.

El abastecimiento mayorista condiciona la evolución tarifaria, pero no determina una trayectoria uniforme. Los incrementos del precio mayorista se reflejaron de manera heterogénea en los distintos segmentos de usuarios y distribuidoras. A su vez, las modificaciones en las reglas de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista plantean nuevos interrogantes respecto de la composición y los costos futuros del abastecimiento, así como de su incidencia sobre las tarifas finales.

La convergencia tarifaria no necesariamente implica una convergencia en los componentes asociados a la distribución. El acercamiento observado entre los monómicos de distribuidoras estructuralmente comparables, particularmente en el segmento industrial, se encuentra asociado al creciente peso del cargo de energía. Este resultado pone de manifiesto la importancia de analizar separadamente los componentes tarifarios antes de interpretar la reducción de las brechas como una disminución de las diferencias en las condiciones económicas de prestación del servicio.

La estructura importa, pero no explica todo. La clasificación multidimensional desarrollada por OTEA presenta una mayor capacidad para identificar diferencias tarifarias sistemáticas que los criterios basados exclusivamente en la densidad territorial de usuarios. Sin embargo, persisten apartamientos relevantes entre distribuidoras estructuralmente comparables. La identificación y el seguimiento de estas brechas constituyen un punto de partida para profundizar en el análisis de las particularidades regulatorias, tarifarias y económicas de cada jurisdicción.

La tarifa más elevada no necesariamente es la menos asequible. La incorporación de los consumos medios residenciales y los salarios provinciales modifica sustancialmente el diagnóstico territorial. La utilización de perfiles de consumo uniformes, adecuada para la comparación de precios, puede ocultar diferencias relevantes en la carga económica asociada al uso de la electricidad. Esta distinción resulta particularmente importante en un país caracterizado por una elevada heterogeneidad climática, económica y energética.

En conjunto, los resultados muestran que la comparación de tarifas eléctricas requiere trascender el ordenamiento de las distribuidoras según sus precios. Identificar quién cobra más o menos constituye apenas el primer paso de un diagnóstico que debe considerar las condiciones en las que se presta el servicio, los mecanismos mediante los cuales se determinan las tarifas y la capacidad económica de quienes deben afrontarlas.

Desde esta perspectiva, la tarifa eléctrica constituye un síntoma: expresa la interacción de múltiples dimensiones del sistema eléctrico, pero su observación aislada no permite identificar las causas que explican las diferencias.

El desafío que se plantea para OTEA es continuar avanzando en la identificación y cuantificación de estas dimensiones, generando información que contribuya a mejorar la calidad del debate público y la toma de decisiones en materia energética.

