



AUDIENCIA PÚBLICA COOPERATIVAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REVISIÓN ANUAL CUADROS TARIFARIOS
RESOLUCIÓN GENERAL ERSEP N° 01/2024

RESOLUCIÓN ERSEP N° 2857/2024 (PUNTO 1)

13 de febrero de 2025



PUNTO 1 DEL OBJETO



PUNTO 1 DEL OBJETO



1) Verificación del cumplimiento del tope máximo previsto para los ajustes derivados de la implementación del mecanismo especial para la determinación tarifaria de los servicios públicos bajo regulación y control del ERSeP, en lo atinente a las recomposiciones por **actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD)** correspondientes al año 2024, y de la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por la Resolución General ERSeP N° 01/2024.

Resolución
General
ERSeP
N°1/2024

El análisis considera el Período desde **Enero de 2024**
fecha del dictado de la RG ERSEP N° 01/2024



PUNTO 1 DEL OBJETO



Increm. Promedio	Variación Período Costos	Intrum. Legal	Fecha Aplic.	IPC
22,81%	ENERO 2024	RG 05/2024	1/2/2024	23,03%
14,44%	FEBRERO 2024 -JUNIO 2024	RG 101/2024	14/8/2024	44,98%
9,33%	JULIO 2024 - SEPTIEMBRE 2024	RG 129/2024	8/11/2024	13,29%
2,04%	OCTUBRE 2024	RG 145/2024	4/12/2024	2,23%
2,35%	NOVIEMBRE 2024	RG 159/2024	3/1/2024	3,42%
2,49%	DICIEMBRE 2024	RG 09/2025	7/2/2025	3,49%

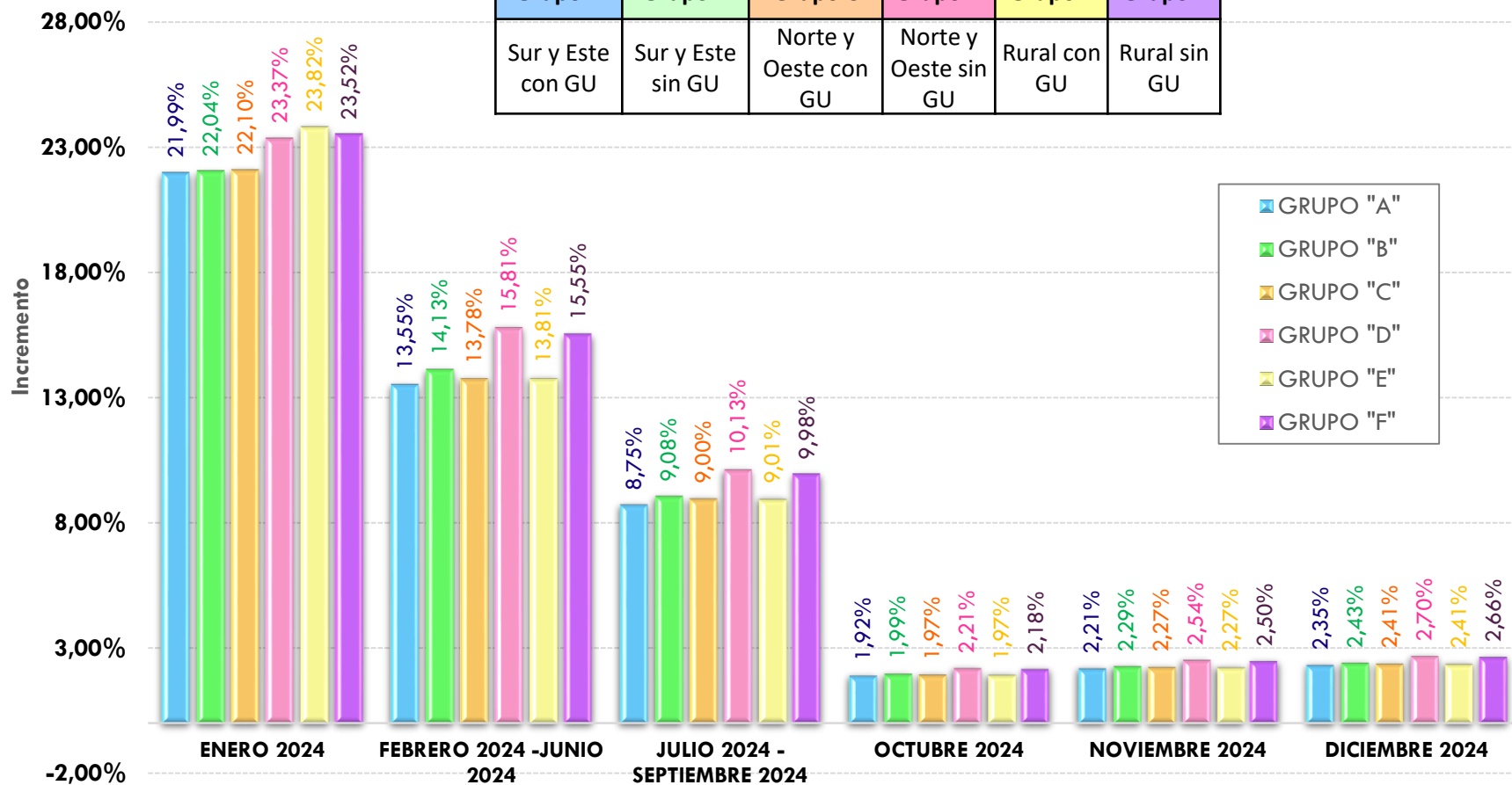


PUNTO 1 DEL OBJETO

RESUMEN AUMENTOS 2024



Costos Grupo A	Costos Grupo B	Costos Grupo C	Costos Grupo D	Costos Grupo E	Costos Grupo F
Sur y Este con GU	Sur y Este sin GU	Norte y Oeste con GU	Norte y Oeste sin GU	Rural con GU	Rural sin GU





PUNTO 1 DEL OBJETO



Modificación Tarifaria FACE/FECESCOR 2024



■ GRUPO "A" ■ GRUPO "B" ■ GRUPO "C" ■ GRUPO "D" ■ GRUPO "E" ■ GRUPO "F" ■ IPC



PUNTO 1 DEL OBJETO



CONCLUSIÓN del PUNTO 1 :

De esta manera los valores autorizados conforme la R.G. ERSeP N° 01/2024, han quedado debidamente contrastados y corregidos en base a índices reales, conforme a lo estipulado en Resoluciones Generales ERSeP Nros. 05/2024, 101/2024; 129/2024; 145/2024; 159/2024 y 09/2025, dando por cumplida la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública.



**FIN DE LA PRIMERA PARTE DE LA
PRESENTACIÓN...**
(DAMOS PASO AL SIGUIENTE EXPOSITOR)



AUDIENCIA PÚBLICA COOPERATIVAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REVISIÓN ANUAL CUADROS TARIFARIOS
RESOLUCIÓN GENERAL ERSEP N° 01/2024

RESOLUCIÓN ERSEP N° 2857/2024 (PUNTOS 2 Y 3)

13 de febrero de 2025



PUNTO 2 DEL OBJETO



PUNTO 2 DEL OBJETO



2) Continuidad de la aplicación del mecanismo de adecuaciones periódicas de tarifas por actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las propias Cooperativas, en base a los elementos que se acompañen al momento de efectuar cada requerimiento, como también del **mecanismo de Pass Through**, de conformidad con las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 01/2024 y 97/2024.

PUNTO 2 DEL OBJETO



Adecuaciones periódicas de tarifas por actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD):

- A requerimiento de las Prestatarias, el ERSeP podrá evaluar la pertinencia de la autorización de recomposiciones tarifarias basadas en las variaciones de costos que se produzcan por períodos mensuales.
- Las actualizaciones resultantes deberán tener como tope máximo los índices publicados por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) del Relevamiento de Expectativas Mercado (REM) y/o el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del período considerado en cada caso (queda excluido de dicho tope lo tratado por medio del mecanismo de Pass Through).
- Para que las Cooperativas resulten alcanzadas, deberán tener presentados los Estados Contables del último ejercicio cerrado en forma previa a la fecha de inicio de cada período de costos a evaluar, según Orden de Servicio ERSeP N° 13/2005, y la declaración jurada “DATA COOP V1.xls” coincidente con los Estados Contables requeridos.



PUNTO 2 DEL OBJETO



Pass Through de las variaciones de los costos de compra de las Cooperativas Concesionarias:

- Este mecanismo permitirá cubrir las variaciones de los costos de compra de las Cooperativas en cada oportunidad que resulte necesario.
- El traslado de estas variaciones a los Cuadros Tarifarios del Servicio Distribución, incluidas las Tarifas de Peaje y de Generación Distribuida, como también a la Tarifa Industrial Provincial Homogénea y a la Tarifa Bombeos de Agua, Plantas Potabilizadoras y Sistemas de Saneamiento Provinciales, deberá llevarse a cabo por conforme las pautas que han sido fijadas en cada caso, con la sola necesidad de comunicar adecuadamente los ajustes resultantes.



PUNTO 3 DEL OBJETO



PUNTO 3 DEL OBJETO



3) Modificación de la **metodología de cálculo** establecida en la Resolución General ERSeP N° 44/2019 y consecuente actualización de las **tarifas de generación distribuida** aplicables a la energía inyectada a la red eléctrica pública por parte de los Usuarios Generadores encuadrados bajo las previsiones de la Ley Nacional N° 27424 y de la Ley Provincial N° 10604, de modo de considerar en su determinación, los valores estándares de pérdidas de red evitadas.



PUNTO 3 DEL OBJETO



Argumentos respaldatorios

- **Aspectos normativos:**

La Ley N° 27424, el Decreto Nac. N° 986/2018, el Decreto Pcial. N° 132/2019 y demás normativa conexas, estipulan que **la tarifa de inyección será establecida de manera acorde a los Precios Estacionales en el MEM y al Precio del Transporte Nacional, correspondientes a cada tipo de usuario.**

- **Aspectos técnicos:**

Dado que los Usuarios Generadores inyectan sus excedentes directamente en la red de distribución, **la Prestataria del Servicio ve reducidas sus pérdidas acorde al nivel de tensión en que se produce la inyección**, y ello debe ser contemplado en la tarifa respectiva.



PUNTO 3 DEL OBJETO



Objetivos del cambio metodológico

- **Mejorar el precio de la energía inyectada** para reconocer adecuadamente la inyección de los Usuarios Generadores, pero favoreciendo especialmente la instalación de sistemas de Generación Distribuida Comunitaria, los que, por acuerdo con los Prestadores del Servicio, tienen la posibilidad de vincularse e inyectar a la red de distribución en puntos estratégicos.
- **Propiciar la participación de los Usuarios en general en sistemas de Generación Distribuida Comunitaria**, de modo que “inviertan” en estos sitios y se evite la pérdida de Valor Agregado de Distribución que la Generación Distribuida Individual provoca respecto de los Prestadores del Servicio.



PUNTO 3 DEL OBJETO



Composición de las tarifas propuestas

- Usuarios Generadores con medición de energía sin bandas horarias:

Deben ponderarse, en una tarifa monómica, los respectivos Precios Estabilizados de la Energía en el MEM y los Precios Estabilizados del Transporte Nacional, según el segmento del que se trate, **más las Pérdidas Evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección.**

- Usuarios Generadores con medición de energía por bandas horarias (pico, valle y resto):

Por cada banda horaria, deben considerarse los respectivos Precios Estabilizados de la Energía en el MEM y los Precios Estabilizados del Transporte Nacional, según el segmento del que se trate, **más las Pérdidas Evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección.**



PUNTO 3 DEL OBJETO



Precios Estabilizados de la Energía en el MEM y del Transporte

Precios MEM - Vigencia: 1° de febrero de 2025 al 30 de abril 2025

		Precio de Referencia de la Potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE)		
		(\$POTREF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Hora Resto (\$PER.RESTO)	Hora Valle (\$PER.VALLE)
		\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Demanda Distribuidor RESTO	Resto Segmentos	5.304.027	61.258	60.052	59.099
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL	Nivel 2	5.304.027 (*)	61.258 (*)	60.052 (*)	59.099 (*)
	Nivel 2 - Exc.	5.304.027 (**)	61.258 (**)	60.052 (**)	59.099 (**)
	Nivel 3	5.304.027 (*)	61.258 (*)	60.052 (*)	59.099 (*)
	Nivel 3 - Exc.	5.304.027 (***)	61.258 (***)	60.052 (***)	59.099 (***)

Transporte - Vigencia: 1° de febrero al 30 de abril de 2025

Nemo Agente	Descripción Agente	Alta Tensión (\$PEAT)	Distro (\$PDT)	Total (\$PET)
		\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	2788	0	2788

Bonificaciones Energía Eléctrica Mensual (N2 y N3)

Mes	Bonificación	
	N2	N3
Febrero 2025	71,29%	55,40%



PUNTO 3 DEL OBJETO



Porcentajes de Pérdidas Evitadas a reconocer

NIVEL DE TENSIÓN	Nivel de Pérdida
En Baja Tensión (220-380 V)	12,80%
En Media Tensión (7620-13200-33000 V)	7,20%
En Alta Tensión (66000-132000 V)	2,80%



PUNTO 3 DEL OBJETO



Tarifas resultantes a febrero/2025

USUARIOS RESIDENCIALES	\$/kWh SIN pérdidas	\$/kWh CON pérdidas	DIFERENCIA \$/kWh	DIFERENCIA %
Encuadrados en Nivel 1 - MAYORES INGRESOS*				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96802	71,02793	8,05991	12,80%
Encuadrados en Nivel 2 - MENORES INGRESOS**				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	20,37517	22,98319	2,60802	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	19,75532	22,28400	2,52868	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	20,02893	22,59263	2,56370	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	20,06568	22,63409	2,56841	12,80%
Encuadrados en Nivel 3 - INGRESOS MEDIOS***				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	30,10907	33,96303	3,85396	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	29,14615	32,87686	3,73071	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	29,57119	33,35630	3,78511	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	29,62829	33,42071	3,79242	12,80%
* Valor aplicable también al excedente de 350 kWh/mes para Usuarios Residenciales Nivel 2 y al excedente de 250 kWh/mes para Usuarios Residenciales Nivel 3.				
** Valor aplicable a los primeros 350 kWh/mes.				
*** Valor aplicable a los primeros 250 kWh/mes.				



PUNTO 3 DEL OBJETO



Tarifas resultantes a febrero/2025

CATEGORÍA TARIFARIA	\$/kWh SIN pérdidas	\$/kWh CON pérdidas	DIFERENCIA \$/kWh	DIFERENCIA %
Usuarios encuadrados como ELECTRODEPENDIENTES y entidades integrantes del SISTEMA NACIONAL DE BOMBEROS VOLUNTARIOS Por cada kWh inyectado	0,00000	0,00000	0,00000	12,80%
Usuarios encuadrados como CLUBES DE BARRIO Y DE PUEBLO Por cada kWh inyectado en horario de Pico	20,37517	22,98319	2,60802	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	19,75532	22,28400	2,52868	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	20,02893	22,59263	2,56370	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	20,06423	22,63245	2,56822	12,80%
Usuarios encuadrados como ALUMBRADO PÚBLICO Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,72089	70,74916	8,02827	12,80%



PUNTO 3 DEL OBJETO



Tarifas resultantes a febrero/2025

USUARIOS GENERALES CON DEMANDA DE HASTA 10 KW, EXCEPTO USUARIOS RESIDENCIALES Y ALUMBRADO PÚBLICO	\$/kWh SIN pérdidas	\$/kWh CON pérdidas	DIFERENCIA \$/kWh	DIFERENCIA %
Por los primeros 800 kWh mensuales				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	71,02222	8,05926	12,80%
Por el excedente de 800 kWh mensuales				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	71,02222	8,05926	12,80%



PUNTO 3 DEL OBJETO



Tarifas resultantes a febrero/2025

USUARIOS GENERALES CON DEMANDA MAYOR A 10 KW Y MENOR A 300 KW EXCEPTO RESIDENCIALES Y ALUMBRADO PÚBLICO	\$/kWh SIN pérdidas	\$/kWh CON pérdidas	DIFERENCIA \$/kWh	DIFERENCIA %
En Baja Tensión (220-380 V)				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	71,02222	8,05926	12,80%
En Media Tensión (7620-13200-33000 V)				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	68,65731	4,61131	7,20%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	66,34286	4,45586	7,20%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	67,36448	4,52448	7,20%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	67,49629	4,53333	7,20%



PUNTO 3 DEL OBJETO



Tarifas resultantes a febrero/2025

USUARIOS CON DEMANDA IGUAL O MAYOR A 300 KW	\$/kWh SIN pérdidas	\$/kWh CON pérdidas	DIFERENCIA \$/kWh	DIFERENCIA %
En Baja Tensión (220-380 V)				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	72,24389	8,19789	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	69,80854	7,92154	12,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	70,88352	8,04352	12,80%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	71,02222	8,05926	12,80%
En Media Tensión (7620-13200-33000 V)				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	68,65731	4,61131	7,20%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	66,34286	4,45586	7,20%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	67,36448	4,52448	7,20%
Para la totalidad de los kWh inyectados, cuando no se facture por bandas horarias	62,96296	67,49629	4,53333	7,20%
En Alta Tensión (66000-132000 V)				
Por cada kWh inyectado en horario de Pico	64,04600	65,83929	1,79329	2,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Valle	61,88700	63,61984	1,73284	2,80%
Por cada kWh inyectado en horario de Resto	62,84000	64,59952	1,75952	2,80%



**FIN DE LA SEGUNDA PARTE DE LA
PRESENTACIÓN...**
(DAMOS PASO AL SIGUIENTE EXPOSITOR)



AUDIENCIA PÚBLICA COOPERATIVAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REVISIÓN ANUAL CUADROS TARIFARIOS
RESOLUCIÓN GENERAL ERSEP N° 01/2024

RESOLUCIÓN ERSEP N° 2857/2024 (PUNTO 5)

13 de febrero de 2025



PUNTO 5 DEL OBJETO



PUNTO 5 DEL OBJETO



5) Redeterminación de la participación del Valor Agregado de Distribución (VAD) en las tarifas de las Cooperativas Concesionarias abastecidas en Alta Tensión y actualización de las mismas en base a su real incidencia, si correspondiera.



PUNTO 5 DEL OBJETO



- **Planteo de Cooperativas afectadas:** espontáneamente un grupo de Cooperativas abastecidas en Alta Tensión formalizaron presentaciones ante el ERSeP, advirtiendo la insuficiencia de recursos económicos para afrontar sus obligaciones.
- **Análisis realizado por el ERSeP:** a partir de un pormenorizado estudio de los costos de prestación del servicio y de los ingresos por VAD de las mismas, se confirmó que, en la mayoría de los casos, lo esgrimido por las referidas Prestatarias sería correcto.
- **Diagnóstico de la situación:** al tratarse de Cooperativas abastecidas en Alta Tensión, los ingresos por VAD de estas deben ser suficientes para afrontar costos de operación, mantenimiento e inversiones, superiores a los de las Cooperativas alimentadas en Media Tensión, en base a las cuales se determina la participación de los costos propios a la hora de autorizar recomposiciones tarifarias.



PUNTO 5 DEL OBJETO



- **Plan de acciones:**

- En el marco del procedimiento en curso y de la presente Audiencia Pública, se efectuarán los estudios técnicos y contables necesarios.
- Si correspondiera, se redeterminará la participación del VAD de estas Cooperativas en las respectivas tarifas y se elevarán las conclusiones al Directorio de este Ente a los fines que, de considerarlo pertinente, autorice una recomposición tarifaria extraordinaria.
- El VAD redeterminado se empleará también para el cálculo de las posteriores recomposiciones tarifarias periódicas.

- **Prestatarias alcanzadas:** las Cooperativas abastecidas en Alta Tensión que ya hayan formalizado o que formalicen su presentación ante el ERSeP, requiriendo la verificación de su situación.



**MUCHAS GRACIAS
POR SU ATENCIÓN**

lucassebastian.gonzalez@cba.gov.ar
cristianmiotti@gmail.com