

**AUDIENCIA PÚBLICA COOPERATIVAS ELÉCTRICAS 13 DE FEBRERO DE 2025**

**José Luis Scarlatto – Presidente ERSEP – (JLS):** Hola, buenos días, ¿estamos todo en orden chicos técnicamente para comenzar? Bueno, saludarlos a todos, en el día de hoy estamos celebrando la Audiencia revisoria anual correspondiente a las cooperativas del interior, y bueno, como hombre del interior, si ustedes me permiten, cuando se trata de cooperativas del interior quiero hacer una mención especial, porque me nació y me crié en mi pueblo, en Hernando, donde tenemos nuestra cooperativa, y francamente en estos tiempos que estamos viviendo, en donde realmente parece que el mercado es el que tiene que mandar, el que tiene que tomar decisiones de todo, nuestros pueblos del interior se desarrollaron gracias al esfuerzo que hicieron aquellos pioneros en su momento de crear las cooperativas, que fueron las que pusieron en marcha infinidad de iniciativas, entre ellas la prestación del servicio eléctrico, en lugares donde el mercado económico a lo mejor no hubiera llegado nunca o hubiera tardado una enormidad en llegar, ellos lo hicieron posible, en su momento lo hicieron posible, y lo siguen haciendo, por eso mi respeto profundo al trabajo que hace de manera permanente todo el movimiento cooperativo en distintas versiones de cooperativas, pero siempre con una visión de llegar adonde el mercado no llega, y estar en donde tienen que estar para que tratemos de construir un desarrollo armónico en las provincias como en el país, en este caso nuestro en nuestra Córdoba. Permítame la disculpa de haberme salido de lo protocolar de lo que es una Audiencia Pública pero no podía no dejar de reconocer como hombre del interior el esfuerzo y el trabajo que hacen nuestras cooperativas. A partir de estas palabras doy inicio a lo que es la Audiencia Pública del día de la fecha, en la que vamos a hacer lectura, a través de Secretaría, de las actas correspondientes de la convocatoria.

***Lectura Resolución 2857/2024 ERSEP – Convocatoria a Audiencia Pública Virtual -.***

***Lectura Resolución 069/2025 ERSEP – Ampliación Objeto Audiencia Pública Virtual -.***

**JLS:** Muchas gracias, muchas gracias por la lectura a ambas secretarías, le vamos a dar paso ahora en la primer ponencia, por parte de ERSEP, a Lucas González de área de Costos y Tarifas.

**Lucas González – Costos y Tarifas ERSEP – (LG):** Bueno, muy buenos días, como bien lo menciona el directorio, mi nombre es Lucas González, estoy a cargo del área de Costos y Tarifas, y a pesar que el nombrecito ahí dice Cristian Miotti nos hemos juntado para, como es una exponencia digamos conjunta, yo hago la primera parte y después le vamos a dar paso al ingeniero Miotti para la parte técnica. Paso a compartirles la presentación.



**JLS:** A ver, ponela y te avisamos si estamos viendo todos bien.

**LG:** ¿Se ve allí?

**JLS:** Ustedes me dicen, ingeniero, ¿ahora sí?

**Sin identificar ERSEP:** Ahora sí.

**JLS:** Ahora sí, adelante Lucas y Cristian.

**LG:** Bueno, bien, como les comentaba, la Audiencia Pública que nos convoca en el día de la fecha es por el tema de las cooperativas, de las concesionarias del servicio público de la distribución de la energía eléctrica, en lo atinente a la revisión anual de los cuadros tarifarios de la resolución 1/2024, y esto como fue bien dicho por la convocatoria en Secretaría, lo avala en la resolución 2857/2024, yo voy a exponer sobre el punto 1. El objeto del punto 1 de dicha resolución estipulaba la 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 de ERSEP, y específicamente lo atinente en la recomposición de la actualización del valor agregado de distribución, es decir el VAD, correspondientes al año 2024, y la periodicidad anual en la celebración de la Audiencia Pública acorde a lo estipulado a la mencionada resolución 1. Entonces, como observen allí en la parte gráfica, desde el dictado de la resolución 1 el presente análisis abarca desde enero del 2024, fecha en que se dictó la resolución número 1/2024. En forma resumida les expongo allí en el cuadro el instrumento legal, hubieron seis resoluciones durante el 2024, la resolución 5/2024, la 101, la 129, la 145, la 159 y la 9/2025, ellos contemplaron, la resolución 5 contempló el aumento por variación de costos de las cooperativas en lo referente a enero del 2024, y se otorgó en promedio un 22,81, como ustedes bien saben la metodología que utiliza el ERSEP para determinación de los aumentos tarifarios se compone de seis grupos, acá estamos exponiendo el promedio de esos seis grupos, después detallaré más adelante en una filmina a continuación cada uno de los grupos qué aumento tarifario tuvo en particular, cada uno de ellos. La resolución 5, como bien mencionaba, tuvo fecha de aplicación a partir del 1º de febrero del 2024, y en una comparativa contra el IPC, el IPC para el mismo período contempló un incremento de la inflación del 23,03%. Con respecto a la resolución número 1 que tuvo vigencia a partir del 14/8/2024, contempló el período de febrero a junio y se otorgó un incremento del 14,44%, mientras que el IPC para ese mismo período acusó un incremento de un 44,98%. La resolución 129, que tuvo aplicación el 8 de noviembre del 2024, analizó el período de julio a septiembre del 2024, se otorgó un incremento de un 9,33 y el IPC para ese mismo período acusó un incremento de un 13,29, como se puede ver a simple vista ya los

[www.cvamedios.com](http://www.cvamedios.com)

argentina@cvamedios.com  paraguay@cvamedios.com  
cel: +54 9351 5388993  cel: +59597 3 123939  
tel: +54 6351 4319349  tel: +595 21 214226

incrementos del VAD están siempre por debajo del IPC. Luego la resolución 145 tuvo aplicación el 4 de diciembre del 2024, analizó el período de octubre, y contempló un aumento del 2,04% mientras que el IPC tuvo una variación del 2,23. La resolución 159 tuvo su aplicación a partir de... allí está mal la fecha, es el 3/1/2025, y tuvo, analizó el período de noviembre del 2024 y tuvo un aumento del 2,35, mientras que el IPC tuvo una variación del 3,42, y finalmente la resolución 9 que tuvo aplicación desde el 7 de febrero del 2025, analizó el período de diciembre, tuvo un incremento promedio para las cooperativas del 2,49, mientras que el IPC aumentó un 3,49. Allí tienen ustedes en forma gráfica cada uno de los grupos tarifarios de lo cual mencionaba, para verlo en detalle, tenemos que aclarar que se dividen en seis grupos, el grupo A es el grupo que tiene las cooperativas en la parte sureste de la provincia de Córdoba con grandes usuarios, el grupo B sureste sin grandes usuarios, el grupo C el noreste con grandes usuarios, el grupo D el noreste sin grandes usuarios, mientras que el grupo E y F son los rurales con y sin grandes usuarios. Por ejemplo, para la variación que teníamos de enero promedio del 22,8% allí tienen discriminado, por ejemplo para el grupo A 21,99, para el grupo B 22,04, 22,10 para el grupo C, el D 23,37, 23,86 para el grupo E y finalmente para el grupo F 23,52, y así a lo largo de todo el año tuvieron discriminado conforme al promedio que mencioné anteriormente. En forma resumida, todo ese promedio puede agruparse en el acumulado anual, en donde se ve claramente allí que el aumento para todo el 2024, es decir de enero del 2024 a diciembre del 2024 el IPC tuvo un aumento del 121,09% mientras que cada uno de los aumentos de los grupos antes mencionados en su acumulado tuvieron para el grupo A 60,61%, para el grupo B 62,35, para el grupo C 61,72, para el grupo D un 69,36, para el grupo E 64,06 y para el grupo F 68,74%, todos por debajo del índice inflacionario. Entonces, la conclusión de esta manera del punto 1 de la convocatoria de la presente Audiencia Pública es que los valores autorizados conforme a la resolución 1/2024 han quedado debidamente contrastados y corregidos en base a índices reales, porque todos fueron medidos con los índices reales del período, conforme a lo estipulado en las resoluciones mencionadas, que fueron la 5, la 101, la 129, la 145, la 159 y la 9/2025, dando por cumplida la periodicidad anual de la celebración de la Audiencia Pública. Es todo, le damos paso al ingeniero Miotti.

**JLS:** Ingeniero Miotti, cómo le va, gerente de Energía de ERSEP, adelante.

**Cristian Miotti – Gerencia Energía Eléctrica ERSEP – (CM):** Buen día, muchas gracias, acá vamos a dar continuidad entonces a la presentación, un segundito que retomamos. Yo doy continuidad ahora a los puntos 2 y 3 del objeto de la Audiencia Pública convocada para el día de la fecha por la resolución 2857 del 2024 del ERSEP, ¿me confirman si está a la vista ya la presentación, por favor?

**JLS:** Sí, está perfecto Cristian, adelante.

**CM:** Perfecto, el punto 2 del objeto era la continuidad de la aplicación del mecanismo de adecuaciones periódicas de tarifas por actualización del valor agregado de distribución de las cooperativas y del mecanismo de pass-through de conformidad con las previsiones de las resoluciones generales del ERSEP 1/2024 y 97/2024. En cuanto a las adecuaciones periódicas por actualizaciones del valor agregado de distribución lo que se está proponiendo es darle continuidad a la metodología que ya se viene implementando desde el año 2017 y que es requerimiento de las propias prestatarias, en general instado por las federaciones que las agrupan a la totalidad de las cooperativas, que el ERSEP pueda evaluar la pertinencia de la autorización de estas recomposiciones en base a las variaciones de costos que se produzcan por períodos mensuales, como lo hemos hecho a lo largo del año 2024, que estas actualizaciones tengan como tope máximo los índices publicados por el Banco Central de la República Argentina en lo que es el relevamiento de expectativas de mercado para cuando no se dispone aún de los índices reales o el índice de precios al consumidor para el mes de costos que corresponda, y aclarando nuevamente que este análisis se hace solo para lo que tiene que ver con el incremento de valor agregado de distribución, para las recomposiciones de valor agregado de distribución, quedando excluido de este tope el mecanismo de pass-through porque, que es el otro ítem que veremos más adelante, esto no depende de la propia prestataria y excede incluso las decisiones de la provincia. Por otra parte, aclarar que para que las cooperativas resulten alcanzadas por estos ajustes deberán tener presentados los estados contables del último ejercicio cerrado en forma previa a la fecha del inicio de cada período de costos a evaluar, todo ello según la orden de servicio número 13 del año 2005, y en consonancia con esos estados contables, la declaración jurada DATA COOP coincidente con el período declarado, es decir es un elemento necesario para poder evaluar la variación de los costos de los prestadores y en función de eso necesario para hacer que el ajuste le sea aplicable a cada uno de ellos, la mecánica que venimos aplicando es que cada una de las cooperativas debe cumplir con este requerimiento, en caso que no lo haga no se le autoriza puntualmente a esa cooperativa el aumento pero en el momento que se da cumplimiento a los requisitos se le permite recuperar los incrementos que no hayan sido trasladados oportunamente. En lo que tiene que ver con el pass-through de las variaciones de costos de compra de las cooperativas, que acá hablamos para las propias cooperativas de trasladar las variaciones tarifarias de EPEC, ya sean por mayores... variaciones de precios mayoristas, variaciones de precios de transporte nacional, fondos nacionales o incluso el valor agregado de distribución de EPEC, que para las cooperativas es un insumo que las excede, entonces necesitan trasladarlo a tarifa, la idea es que este mecanismo permita cubrir las variaciones de costos de compra en cada oportunidad que resulte necesario, tal cual lo venimos haciendo también desde el año 2017, que el traslado de estas variaciones a los cuadros de servicio de distribución, incluida la tarifa de peaje, la generación distribuida, la tarifa industrial homogénea

y la de bombeos de agua y plantas potabilizadoras, se lleve a cabo conforme a las pautas que se ha fijado en cada una de las resoluciones aprobatorias de estos esquemas tarifarios con la sola necesidad de comunicar adecuadamente los ajustes resultantes, por qué, cuando hablamos de pass-through para el caso de EPEC se trabaja con una fórmula mensual, que ayer se expuso en la Audiencia Pública particular que tuvieron ellos, en donde la fórmula mensual es publicada por la Dirección de Estadísticas y Censos, ellos toman ese valor y nos lo elevan para conocimiento, si hay que tomar alguna medida correctiva se la toma y si no quedan en vigencia con el solo hecho de publicar los cuadros tarifarios, sin tener que dictar una resolución, bueno, la mecánica es según la resolución 97 del año 2024 del ERSEP, que eso también se haga de manera automática cuando se habla ya del traslado a los cuadros tarifarios de las cooperativas, sin necesidad de tener que dictar una resolución general especial adosada, digamos, complementaria de lo que se haya hecho con EPEC. Respecto del punto 3 del objeto, el punto 3 trataba la modificación de la metodología de cálculo establecida en la resolución general del ERSEP 44/2019 y la actualización de las tarifas de generación distribuida aplicables a la energía inyectada por los usuarios generadores que cumplan con la ley 27.424 de la Nación y 10.604 de la provincia, de modo de considerar en su determinación los valores estándares de pérdidas de red evitables. La cuestión con esto es que como aspecto normativo respaldatorio la legislación que mencioné recién estipula en general que la tarifa de inyección que se le va a reconocer a estos usuarios por los kilowatts que inyecten a la red se debe componer de los precios estacionales en el mercado mayorista, el precio del transporte nacional, acorde al tipo de usuario del que se trata, pero del punto de vista técnico surge que cuando estos usuarios inyectan energía a la red lo hacen en la red de distribución, por ende es energía que ya no necesita llegar al prestador desde el mercado eléctrico usando el transporte de alta tensión, usando el transporte provincial e incluso redes de distribución que pone EPEC a disposición de las cooperativas, entonces terminan reduciéndose las pérdidas técnicas que se hubieran producido si la compra se hiciera al mercado mayorista, la idea es que del mismo modo que las pérdidas del prestador se ven reducidas eso sea reconocido en el precio de inyección que se le paga al usuario por la energía que inyecta a la red. Objetivo es entonces mejorar el reconocimiento de esta energía inyectada para reconocer adecuadamente la inyección de los usuarios generadores, favoreciendo especialmente la instalación de generación distribuida comunitaria, que es una variante relativamente nueva de la generación renovable, lo que por acuerdo con los prestadores lleva a tener la posibilidad de vincularse e inyectar la energía en puntos estratégicos de la red, entonces se garantiza la reducción de pérdidas con este tipo de generación, qué es lo que ocurre, un generador distribuido comunitario es un generador que no tiene demanda de consumo asociada, es 100% inyección, entonces para hacer que un usuario invierta en este tipo de instalaciones necesitamos darle el reconocimiento adecuado, qué logramos adicionalmente, que al propiciar la participación de los usuarios en un sistema comunitario, haciendo que inviertan en ese lugar y generen en ese sitio,

se evita la pérdida de valor agregado de distribución que se le produciría al prestador del servicio de distribución en caso que el usuario inyectara energía en un sistema o invirtiera en un sistema de generación distribuida individual, en donde no solamente se le reconoce la inyección de sus excedentes sino que también la distribuidora termina perdiendo el valor agregado de distribución por no haberle vendido la energía que ese usuario autoconsumió, entonces la idea es propiciar la generación distribuida comunitaria a través de este nuevo esquema, más allá de que la tarifa de inyección va a ser común para toda la energía que se inyecte, sean generadores individuales o comunitarios. Hoy por hoy la composición de las tarifas es muy similar a la que estamos planteando, solo que le agregamos un condimento más, actualmente para un usuario con medición de energía sin bandas horarias, un usuario residencial, un usuario general y de servicios, tiene una tarifa monómica ponderada en función de los precios estabilizados de la energía en el mercado mayorista y el transporte, según el segmento de que se trata, y lo que ahora proponemos es adicionarle las pérdidas evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección. Para un usuario generador con medición por bandas horarias, pico, valle y resto, lo que se hace es mantener ese esquema, reconocer los precios estabilizados de la energía en el mercado y los precios estabilizados de transporte para cada banda horaria, según el segmento de que se trate, y agregarle, adicionarle las pérdidas evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección. A modo de referencia, acá tenemos los valores que se conjugan para determinar al mes de febrero las tarifas de inyección, en la tabla superior que tenemos son los precios estabilizados en el mercado eléctrico, en donde vemos que lo que está encerrado en la línea roja son los costos de la energía para cada uno de los segmentos de usuarios residenciales nivel 1, nivel 2, nivel 3 o el resto de los segmentos, en donde vemos que por pico, valle y resto están igualados todos los precios, 61.258 pesos el megawatt/hora pico, 60.052 el megawatt/hora resto y 59.099 el megawatt/hora valle, en la tabla de abajo a la izquierda el precio del transporte nacional, que es el otro ítem que se suma de costos mayoristas, que es igualado para toda la energía sin discriminar tipo de usuario ni banda horaria en 2.788 pesos el megawatt/hora y sí la diferenciación que aparece en la tabla de abajo a la derecha es que, de toda esa composición de precios que hay en la tabla de arriba, los usuarios del segmento N2 residenciales de bajos ingresos de la segmentación tarifaria tienen una bonificación al mes de febrero del 71,29% del precio mayorista y los N3 del 55,4%, esto aclarando que para los N2 es por los primeros 350 kilowatt/hora consumidos por mes, para los N3 para los primeros 250 kilowatt/hora consumidos por mes y para el excedente de esos consumos se aplica directamente el precio del nivel 1, que son los precios sin subsidio que vimos en la primera tabla, los 61.258, 60.052 y 59.099 pesos el megawatt/hora. Cuando nosotros traslademos todos estos precios a la tarifa de inyección lo transformamos, lo adaptamos y hacemos que sea pesos por kilowatt/hora, que es lo que tenemos en nuestro cuadro tarifario, que aquí es muy simple, en lugar de ser por ejemplo para el precio pico 61.258 pasa a ser 61,258 pesos. Pasando al tema de los

[www.cvamedios.com](http://www.cvamedios.com)

<a href="mailto:argentina@cvamedios.com">argentina@cvamedios.com</a>		<a href="mailto:paraguay@cvamedios.com">paraguay@cvamedios.com</a>
cel: +54 9351 5388993		cel: +59597 3 123939
tel: +54 6351 4319349		tel: +595 21 214226

porcentajes de pérdidas que se van a reconocer, hablábamos de pérdidas estándares idénticas para todo el sistema, en donde tenemos que si los usuarios que inyecten energía lo hacen en baja tensión se les debe reconocer un adicional del 12,8%, si lo hacen en media del 7,2% y si lo hacen en alta tensión del 2,8%. De ahí vamos ya a las tablas comparativas de lo que serían las tarifas actuales y lo que serían las tarifas que surgirían de inyección a partir de este nuevo mecanismo, aquí tenemos por ejemplo para los usuarios residenciales, en la primera columna de valores vemos que el valor promedio del kilovatio/hora inyectado por un usuario residencial nivel 1 hoy sería de 62,96 pesos el kilowatt/hora, para un nivel 2 de 20,065 y para un nivel 3 de 29,62, si le agregamos el 12,8% que proponíamos los 62,96 del nivel 1 se transforman en 71,02, los 20,06 del nivel 2 se transforman en 22,63 y los 29,62 del nivel 3 se transforman en 33,42, eso para los usuarios residenciales, abajo está la aclaración por supuesto que ese reconocimiento diferencial para un nivel 2 o nivel 3 de la segmentación tarifaria es solo para los consumos base de 250 o 350 kilowatt/hora por mes, para el excedente se aplican los 62 o los 71 pesos del nivel 1 básicamente. Yendo a otras categorías especiales, tenemos los cuadros tarifarios, lo que tiene que ver con los usuarios electrodependientes, que son usuarios que tienen bonificado el 100% del costo de la energía, entonces por más que tengamos una pérdida del 12,8% adicional a reconocer, como el precio mayorista es de 0 no se le efectúa reconocimiento alguno, para el caso de los clubes registrados dentro del sistema de clubes de barrio y de pueblo son equiparados a un usuario nivel 2 de la segmentación tarifaria, entonces pasaríamos de 20,06 pesos a 22,63, el 12,8% del que hablábamos recién de adicional, y para el alumbrado público pasaríamos de 62,72 a 70,74, también ahí el 12,8%. Yendo al resto de los usuarios generales, es decir la pequeñas demandas que no sean residenciales ni alumbrado público, caso de pequeños comercios, pequeñas industrias, que no superen los 10 kilowatt de demanda, en promedio también pasaríamos de 62,96 a 71,02 pesos por kilowatt/hora, el 12,8%, y yéndonos ya a las demandas mayores a 10 kilowatt ahí nos encontramos con que ya podemos tener usuarios en baja tensión o usuarios en media tensión, para los de baja tensión en promedio seguimos pasando de 62,96 a 71,02, un 12,8% adicional, mientras que en media tensión pasamos de los mismos 62,96 a 67,49, es decir el reconocimiento adicional es solo del 7,2% porque como estos usuarios ya de por sí hacen menos uso de la red de distribución le están provocando actualmente menor pérdida al prestador, por ende en la inyección corresponde reconocerle también una menor pérdida, porque inyectan en el sistema de media tensión. Y para usuarios con demandas iguales o superiores a 300 kilowatt vuelve a replicarse el esquema de baja tensión con un 12,8% de incremento, el de media tensión con un 7,2% de incremento, y sí para los usuarios de alta tensión acá se diferencia, de los mismos 62,96 pesos que tenemos actualmente si hiciéramos el promedio ponderado, que surge de ponderar 64,04, 61,88 y 62,84, pasamos a 65,83, 63,61, 64,59, es decir solo un 2,8% porque estos usuarios cuando producen pérdidas las producen solo sobre el sistema de alta tensión, cuando inyectan hacen que el distribuidor se ahorre solo las pérdidas del sistema de alta tensión. Ese sería

básicamente el esquema que se propondría para actualizar el mecanismo de cálculo de la resolución 44/2019 del ERSEP y actualizar las tarifas de modo de, como decíamos, propiciar un mejor reconocimiento para un usuario generador individual pero optimizar el reconocimiento en el caso de los usuarios distribuidos comunitarios, para que... perdón, usuarios generadores comunitarios, de la generación distribuida, para lograr incentivar a que un usuario tienda a invertir en estos sistemas, evitando o reduciendo la pérdida de VAD a la que se vería expuesta el prestador eléctrico. Dicho esto damos por finalizada esta segunda parte de la presentación y le damos paso al siguiente expositor y en breve retomamos con otro aspecto que nos corresponde a nosotros también, muchas gracias.

**JLS:** Gracias Lucas, gracias Cristian, ahora seguiría en el orden de expositores por parte del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos Luis Molinari, Subsecretaría de Planificación Energética, Luis.

**Luis Molinari – Subsecretario de Planificación Energética Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos – (LM):** Muchas gracias presidente, y adhiriendo a sus palabras también como persona del interior, quiero adherir a las palabras fuera de protocolo con el que ha comenzado la Audiencia, destacando la participación de cada una de las cooperativas y agradeciendo también el espacio, tanto a usted presidente como al directorio, para no solamente traer esta propuesta de actualización de tarifas para usuarios dispersos remotos sino recordar un poquito la metodología y esta normativa que hemos elaborado también en conjunto con el sector cooperativo como una nueva posibilidad de abastecimiento para aquellos usuarios que no están conectados a las redes de distribución tradicional. Así que... necesito que deje de compartir Cristian para... Cristian te voy a sacar yo creo, ahí está...

**JLS:** A ver, ahí estamos.

**LM:** Ahí está, ahí está.

**JLS:** A vos se te ve grande en el tele che.

**LM:** A ver ahí.

**JLS:** Ahora está entrando la ponencia, a ver, ¿está lista chicos? Faltaría un pasito más creo.

**LM:** Ahí me avisan...

**JLS:** Ahora sí mi hermano, muy bien Luis, adelante, gracias.

**LM:** Bueno, perfecto, muchas gracias. Nuevamente agradecer a todas las autoridades, a las autoridades de las federaciones de cooperativas presentes y a cada una de las cooperativas representadas en Audiencia, simplemente para hacer un breve repaso de la resolución 4/2023 a la cual hacía mención Cristian anteriormente, este es el paradigma actual de nuestra red de distribución a nivel provincial y nacional también, donde tenemos algunos usuarios de generación distribuida, usuarios tradicionales y usuarios en redes rurales pero aún con muchos usuarios sin energía, que es una problemática para el desarrollo de muchas regiones de nuestra provincia, nosotros hemos hecho un estudio y hemos estimado entre 5 mil y 8 mil usuarios que no están conectados a las redes tradicionales, acompañado esto de un avance tecnológico que hoy pone a consideración sistemas de energías renovables con los cuales podrían ser abastecidos estos usuarios que no están conectados a las redes, esto nos permitiría ir hacia un sistema de distribución mucho más eficiente, mejorando las zonas rurales de baja densidad de usuarios, donde muchas veces entendemos que tanto económica como técnicamente las redes tradicionales de energía eléctrica no son viables y sí son viables estos sistemas de generación remota de energía, y a su vez esto les permitiría a las cooperativas establecer nuevos modelos en la actividad de distribución de energía, pudiendo participar de algunos... de un nuevo mercado en el cual los usuarios hoy no están siendo abastecidos. Solo a modo de recordatorio y para que quede el link en la presentación, esta es la resolución 4/2023, de la ex Secretaria de Biocombustibles y Energías Renovables, que establece el mecanismo de funcionamiento para que estos usuarios puedan ser reconocidos como usuarios del servicio público de distribución de energía, la resolución define a los usuarios dispersos remotos como persona humana o jurídica reconocida como usuario del servicio público y cuya provisión de energía eléctrica se realiza a través de una fuente de energía renovable aislada de la red pública porque no existe la infraestructura disponible a esa red y porque resulta inviable técnica y económicamente la extensión de la misma, como había explicado anteriormente. El modelo funciona de manera muy sencilla, para convertirse en usuario disperso remoto se debe obtener primero una factibilidad técnica por parte de la distribuidora para convertirse en usuario disperso remoto y obviamente luego de instalar el sistema la distribuidora verificará que ese sistema cumpla con todas las normativas técnicas y de calidad vigentes en ese momento, entonces el sistema cambia el paradigma de la red a través de esta resolución, hay algunos usuarios ya bajo esta modalidad y esos usuarios que antes no podían ser abastecidos hoy mediante esta resolución pueden formar parte del sistema de distribución eléctrica. Todo lo dispuesto en esta resolución son consideraciones referenciales que luego cada distribuidora deberá acotar a sus condiciones técnicas y al tipo de sistema que también pueda mantener... instalar y/o mantener. Nosotros hemos definido unas ocho categorías de usuarios, tres categorías residenciales y cinco categorías comerciales/productivas, las tres categorías residenciales van desde 1 kilowatt a 5,4 kilowatt de potencia de generación, y las categorías

comerciales y productivas también, desde 1 kilowatt hasta 90 kilowatt pico de generación. Existen dos modalidades de titularidad, y esto define también luego la aplicación de las tarifas, la titularidad por medio de contrato o factura de compra, donde el usuario es responsable de aportar el valor inicial de la inversión, o sea que la titularidad del equipo es del usuario y la, digamos, y en este caso la prestadora del servicio se hace cargo del mantenimiento de ese equipo y la reposición de los componentes que pudieran ser necesarios de reemplazar en la vida útil del equipo a través del cobro de una tarifa, que luego veremos esta tarifa, y la titularidad por medio de contrato de comodato o cesión de derechos de uso donde el titular del equipo de generación y de provisión de energía es de un tercero, pudiendo ser también la cooperativa donde ese tercero cede su derecho de uso y la cooperativa cobra un cargo por la reposición o la amortización de ese equipo a lo largo de su vida útil. Acá en caso particular, en caso que una distribuidora o cooperativa decida que no está en condiciones de prestar este tipo de servicio, tanto el ERSEP en conjunto con la Secretaría de Planificación Energética resolverán quién garantizará ese servicio de manera temporal hasta que puedan ser abastecidos estos usuarios por redes tradicionales. Bueno, no voy a describir cómo son los pasos para convertirse en usuario porque están bien descriptos en la resolución, pero son pasos consecutivos y bastante sencillos, y por último aquí descriptas las dos tarifas, digamos, que pueden derivar de la aplicación de este tipo de sistemas, el cargo por mantenimiento, reposición y disposición final, que incluyen todos los cargos de operación, mantenimiento de los sistemas asignados y el reemplazo de los componentes, como decía anteriormente, que por normal, natural desgaste, pueden ser necesarios de reemplazar durante la vida útil de ese sistema, de la misma manera que en una línea eléctrica tradicional, y cargo por amortización de la inversión que en el caso que la titularidad del bien sea por parte de... no sea del usuario, bueno, la distribuidora tiene la potestad de también cobrar un cargo por esa infraestructura puesta a disposición. Ahora, dicho todo lo anterior y esta breve introducción, vamos sí a la propuesta que queremos elevar en el cambio de la metodología de cálculo que hemos propuesto desde la Secretaría de Planificación Energética, voy a mostrar simplemente cuáles son, digamos, los motivos por el cual se establece esta metodología de cálculo y fundamentalmente basados en una actualización tecnológica que se ha dado en estos últimos dos años, donde nos pone el desafío de estar muy actualizados en cuanto a lo que se viene avanzando en la materia, tenemos cambios de tecnología en los reguladores, inversores, baterías y en las protecciones que hacen los sistemas mucho más eficientes y mucho más económicos, es fundamental, y el impacto más importante es el recambio de baterías de plomo ácido inundado a baterías de litio, en la resolución 80/2023 del ERSEP se consideraba la tecnología de plomo ácido, ya en esta propuesta que estamos elevando no consideramos esta batería de plomo ácido, entendemos que la tecnología de litio es mucho más eficiente y mucho más económica a largo plazo para este tipo de sistema, y otra cosa fundamental es la disminución en los costos del mantenimiento de las instalaciones debido a la conectividad de

los equipos, en los últimos dos años ha habido un avance muy importante en la conectividad de equipos en áreas donde la conectividad a veces no llega a través de, por ejemplo ahora, internet satelital, lo que permitiría a las distribuidoras monitorear este tipo de equipo a distancia y eliminaría las operaciones o los viajes para hacer modificaciones de software en el sistema o para enviar algún comando o hacer alguna operación que se puede realizar en los sistemas de manera remota y a su vez tener todas las variables monitorizadas de los equipos que permiten hacer también un mantenimiento predictivo y preventivo de los sistemas, evitando también los viajes. Entonces, por estos motivos que mencioné anteriormente se ha modificado la metodología de cálculo en cuanto a los parámetros iniciales para calcular las tarifas. La polinómica propuesta es igual a la polinómica propuesta que se reglamentó por resolución 80/2023, los cargos de facturación para este tipo de sistemas son fijos, digamos, no hay una medición del consumo de energía porque la prestación del servicio pone a disposición infraestructura con un límite de energía establecido por un factor climático, en este caso nos vamos a concentrar solamente en la tecnología solar, que es la, digamos, el 99% de los sistemas están de manera remota asociados a sistemas solares, y la facturación por el mantenimiento es un cargo fijo mensual más las tasas y los impuestos asociados, y en el caso de los cargos por amortización de la inversión es la inversión inicial dividido los 240 meses que hemos tomado de referencia para la vida útil de este tipo de sistemas, en realidad los sistemas duran más de veinte años pero en este caso es lo establecido por reglas técnicas. Simplemente para dejarlo también en la presentación, lo dejamos a consideración, la fórmula de la polinómica con todos sus detalles para el cálculo del mantenimiento, que incluye por supuesto todos los costos de mano de obra y los costos logísticos para trasladarse a hacerle mantenimiento a este tipo de sistemas, y por último un resumen de los equipos tenidos a consideración para fijar ambas tarifas, como los mencionamos anteriormente son cinco tipologías de equipos que van desde los 6 millones y medio de pesos hasta los 277, aproximadamente 278 millones de pesos para abastecer a un equipo productivo. En el caso de las tarifas aplicables para el mantenimiento, reposición y disposición final para sistemas solares tenemos para 1 kilovatio pico de sistema de energía solar 21.470 pesos, para 1,8 kilovatios pico 25.319,33 pesos, para 5,05 kilovatios pico 39.549,0 pesos, para 40 kilovatios pico 183.560 pesos y para 90 kilovatios pico 362.296 pesos mensuales netos para el sostenimiento de esta infraestructura durante la vida útil del equipo. Para los cargos por amortización de la inversión, para un equipo de 1 kilovatio pico 27.153 pesos, para un equipo de 1,8 kilovatio pico 30.262 pesos, para un equipo de 5,05 kilovatios pico 87.233 pesos y para un equipo de 40 kilovatios pico 520.462 pesos y para un equipo de 90 kilovatios pico 1.156.942 pesos, cabe aclarar que el equipo mínimo definido, que es el de 1 kilovatio pico permite a un usuario residencial tener la misma calidad de servicio y una energía equivalente a un usuario residencial con un uso racional y eficiente de la energía, con las mismas comodidades que puede tener un usuario en cualquiera de las ciudades que abastecen las cooperativas. Hemos establecido también

parámetros de control, los cuales se pueden usar para hacer algunos tipos de relaciones, fundamentalmente son parámetros de control de las tarifas anteriormente dispuestas respecto a los cinco componentes que tienen mayor peso en los costos de los sistemas solares, que son los paneles fotovoltaicos, regulador de carga, inversor, banco de baterías y estructura, si nosotros tenemos los costos de esos cinco componentes podemos hacer una relación directa aplicable... para aplicar una tarifa de cada uno de los dos cargos que mencioné anteriormente. Solo como dato para tener en cuenta el avance y la reducción de costos de este tipo de sistemas, la resolución 80/2023, que fue en septiembre del 2023 hasta el día de la fecha, como hacían referencia anteriormente también al índice de precios al consumidor, hemos tenido una inflación del 277% y las tarifas propuestas que hemos elevado están en el orden de, depende el tipo de sistema, de entre el 50 y el 80%, con lo cual si bien en términos absolutos es un aumento de tarifa, en términos relativos es una reducción muy importante en los costos de los sistemas y consecuentemente en la prestación de los servicios respecto a la tecnología disponible en la actualidad. Hasta aquí presidente llega mi presentación y dejo a consideración la propuesta y las preguntas que surjan, quedo también a disposición.

**JLS:** Muchas gracias Luis Molinari, muchas gracias por la ponencia que has realizado, para ampliación de tema le vamos a dar a Cristian Miotti, gerente de Energía de ERSEP, la palabra.

**CM:** Muchas gracias.

**JLS:** Bien.

**CM:** Ahí estamos nuevamente, no sé si la presentación estará a la vista ya...

**JLS:** Faltaría un pasito más Cristian, ahora sí, ahora sí.

**CM:** Perfecto, bueno, ahora retomamos con el orden de los puntos del objeto de la Audiencia, el punto número 5, que tiene que ver con la redeterminación de la participación del valor agregado de distribución, VAD, en las tarifas de cooperativas concesionarias abastecidas en alta tensión y la actualización de las mismas en base a la real incidencia del valor agregado de distribución que se redetermine, si correspondiera luego de los estudios técnicos, en este caso como antecedentes tenemos el planteo de las cooperativas afectadas, que espontáneamente un grupo de cooperativas con compra en alta tensión formalizaron presentaciones ante el ERSEP advirtiendo la insuficiencia de recursos para afrontar los costos de prestación de servicio, desde el ERSEP se hizo un pormenorizado y profundo análisis de la situación y efectivamente se confirmó que en la mayoría de los casos lo esgrimido era correcto y del diagnóstico de la situación se determinó que al tratarse de cooperativas en alta tensión los ingresos por VAD deben ser suficientes para afrontar costos de operación, mantenimiento e

inversiones superiores a los de las cooperativas que compran en media tensión, que son la mayor cantidad, cooperativas que compran en alta tensión son ocho nada más, y qué es lo que está ocurriendo, el trabajo que se viene haciendo históricamente de actualización de valores agregados de distribución se trabaja en base a valores promedio y estas cooperativas no forman parte del conjunto representativo por el hecho de que, para poder prestar el servicio, tienen dentro de su parque de instalaciones el tema de las estaciones transformadoras de alta tensión, que no son menores en cuanto a costos de mantenimiento, inversión, reposición de equipamiento y todo ello, entonces no se estaba cuantificando con exactitud la participación del valor agregado de distribución y en primera instancia advertimos que se le estaban otorgando por valor agregado de distribución incrementos tarifarios menores que los que hubieran correspondido. En función de eso, como plan de acción les proponemos desde la Gerencia de Energía en conjunto con el área de Costos y Tarifas, en el marco del procedimiento en curso y de esta Audiencia Pública, efectuar los estudios técnicos y contables necesarios, si correspondiera redeterminar la participación del valor agregado de distribución de estas cooperativas, y elevar las conclusiones al directorio a los fines que de considerarlo pertinente se pueda autorizar una recomposición tarifaria extraordinaria, recordemos que analizando recién por ejemplo el tope que teníamos para los incrementos de valor agregado de distribución del año 2024 era la variación del IPC, el índice de precios al consumidor, y advertíamos que los aumentos tarifarios por valor agregado de distribución habían representado un 60% aproximadamente y el IPC había variado un 121%, es decir estamos lejos de siquiera exceder ese tope, entonces poder hacerlo en el marco de esta Audiencia pudiendo revisar lo trabajado en los años anteriores, que ese valor agregado de distribución redeterminado se emplee en adelante para las posteriores recomposiciones tarifarias, y alcanzar con este mecanismo a las cooperativas alimentadas, abastecidas en alta tensión, que hayan formalizado este pedido de revisión o que lo formalicen en el futuro, entonces a partir de que cada una haga su presentación en el marco de este procedimiento hacer la evaluación y si corresponde poder redeterminar las tarifas conforme a esta revisión específica. A partir de allí damos por finalizada la presentación que corresponde al ERSEP, así que damos paso al siguiente expositor que corresponda.

**JLS:** Muy bien, en representación de FACE y FECECOR estaría con el uso de la palabra Guillermo Oviedo.

**Guillermo Oviedo – FACE y FECECOR – (GO):** Buenos días señor presidente, bueno, muchas gracias...

**JLS:** Hola Guillermo, ¿cómo estás?

**GO:** Muy bien, muy bien. Bueno, compartiré pantalla a continuación, un segundo... bueno, tal como se leyó al inicio... ¿se escucha?

**JLS:** Sí, ahí está perfecto.

**GO:** Bueno, en coincidencia con lo que fue leído al momento de la apertura de esta Audiencia Pública vamos a dar tratamiento a los puntos que desde las federaciones presentamos que se han incorporado en [falla audio]. En el primero, respecto del apartado 2º del artículo 1º de la referida resolución, ratificamos lo solicitamos en oportunidad de Audiencias Públicas anteriores en la necesidad de sostener el actual mecanismo de adecuación periódica de tarifas por la actualización del VAD, con el objetivo lógico de preservar la ecuación de equilibrio económico financiero de las cooperativas. No voy a releer lo que ya fue enunciado aquí por parte del Ente regulador, en la presentación de la autoridad regulatoria, pero sí mencionar que esta modalidad ha permitido la sostenibilidad de los servicios públicos, disminuyendo un aspecto de mucha preocupación de las cooperativas, que era la distancia entre el momento en que se producía el efectivo incremento del costo de prestación del servicio y la posibilidad de la efectiva recepción de las mismas, garantizando de esta manera la continuidad de los servicios autoprestados por los usuarios de las cooperativas. Respecto del segundo punto que hemos presentado, que tiene que ver con el mecanismo de traslado de pass-through por mayor costo de compra, queremos que las fórmulas contemplen alguna situación particular referida a los mercados de jurisdicción de cooperativas estacionales y de estacionalidad y algunas con características propias en su infraestructura de distribución, en este sentido lo actualmente vigente permite que toda variación en el costo del precio y costo de compra de energía eléctrica y potencia lo podamos trasladar a tarifa, en transporte y otros costos asociados, así como... considerando índices de pérdidas y factores de carga correspondientes, sin embargo para los casos que se verifican condiciones de cooperativas con mercados estacionales donde se han registrado demandas importantes de potencia que no se acompañan con registros coincidentes o que acompañen registros de consumos, implican que los pass-through que nos autorizan no alcanzan a cubrir el mayor costo de compra y termina siendo un esfuerzo que hace la cooperativa en sus valores de distribución, con mercados preponderantemente rurales los índices de pérdida reconocidos en el pass-through también resultan insuficientes y generan un esfuerzo que se traslada al valor agregado de distribución de la cooperativa, del componente tarifario, también se verifica en cooperativas que tiene un sistema de distribución de doble transformación en media tensión y algunas otras que tienen particularidades propias de su mercado y su sistema de distribución. Se solicita a partir de esto un desarrollo e implementación de una fórmula particular de cálculo de valor agregado de distribución para los grupos de estas cooperativas que serán aplicadas solo por ellas y que permitirán con esto un traslado a tarifas que habilite el pleno recupero de los mayores costos de compra de la energía.

Respecto del tercer punto que hemos solicitado sea incorporado en esta Audiencia Pública, tiene que ver con la posibilidad de que más allá de esta actualización que se presenta en esta Audiencia Pública vinculado a los usuarios dispersos y remotos, posibilidad de acuerdos particulares atendiendo a las siguientes razones, esto fue presentado por esta federación en oportunidad de la Audiencia Pública celebrada el 4 de julio de 2023 y ahora insistimos en que sea atendido. Por qué motivo, porque la determinación de tarifas únicas para usuarios dispersos y remotos sin acceso a la red arrojará, por lo que nosotros entendemos, resultados dispares entre las cooperativas, atendiendo fundamentalmente a las diferentes zonas geográficas que deben atender, que conllevan costos de prestación de servicio que son únicos y particulares para cada cooperativa, donde las condiciones de prestación del servicio de mantenimiento también conllevarán costos diferentes para cada cooperativa y las instalaciones aisladas de red no podemos dejar de mencionar que cuentan con componentes que no están totalmente estandarizados. Si uno observa cómo es el sistema de distribución de la provincia donde las cooperativas que mayores posibilidades tienen de que se sumen este tipo de usuarios son aquellas con menor escala que cuentan con bajos recursos para asignar o designar fondos a esta nueva tarea. Los costos de prestación del servicio de mantenimiento son variables, según factores como distancia de instalación, necesidad de poda frecuente o de limpieza por polución del lugar, lo cual requiere la celebración de acuerdos particulares, algunas cooperativas están desarrollando proyectos de energías renovables de generación comunitaria, que les permitirá que se sume esta experiencia y capacitar al personal con posibilidad de hacer acuerdos voluntarios de mantenimiento en algunas zonas. Antes de definir tareas únicas, es necesario acordar los requisitos técnicos a solicitar durante la factibilidad, como equipos a instalar, si se permitirá la conexión de más de un usuario, si habrá distribución interna de energía en baja tensión, etc., por esto es que solicitamos la necesidad de contemplar acuerdos pero que cuenten con el acompañamiento y al menos el visto bueno del Ente regulador, los cuales deben tener en cuenta las condiciones de prestación en función de las características propias de cada sistema instalado, las condiciones de continuidad en la prestación del servicio, así como las características geográficas y climáticas en cada zona de prestación. Para concluir, y al igual que como lo indicamos en la Audiencia Pública del 4 de julio de 2023, insistimos en la necesidad de estos acuerdos de prestación del servicio de mantenimiento, de manera de poder realizar el seguimiento de los costos partiendo de la propuesta desarrollada por la autoridad de aplicación provincial, la que sería mejorada teniendo en cuenta las condiciones particulares del sistema, la continuidad del servicio y la obtención en el mercado de componentes que deberán ser reemplazados. Por último, en lo que me corresponde a mí en lo que hemos solicitado las federaciones, tiene que ver con lo que se desarrolló en última instancia por el Ente regulador, tiene que ver con la adhesión a una redeterminación del valor agregado de distribución para las cooperativas que compran en alta tensión, entendiendo que esta redeterminación garantizará la sostenibilidad del servicio, la

reposición y atender al crecimiento vegetativo de la demanda. Hasta aquí es la presentación que me corresponde a mí, dando continuidad al ingeniero Osvaldo José en el desarrollo de los puntos solicitados por nuestra federación, muchas gracias.

**JLS:** Gracias Guillermo Oviedo, gracias por tu ponencia, ahora también en representación de FACE y FECECOR Osvaldo José tiene la palabra.

**Osvaldo José – FACE y FECECOR – (OJ):** Buenos días, ¿me escucha bien ahí presidente?

**JLS:** Perfecto Osvaldo José, perfecto, adelante usted.

**OJ:** Bueno, luego de muchos años en el sector cooperativo fue muy grato escuchar el inicio, así que muy agradecido presidente.

**JLS:** No, al contrario, es un pensamiento sincero, que lo he expresado en muchas oportunidades antes de ser presidente del ERSEP.

**OJ:** Muy agradecido. Bueno, este trabajo conjunto entre FACE y FECECOR, en el punto cinco solicitamos la readecuación del concepto y estructura tarifaria vigente tendientes a la adopción del mecanismo de traslado del VAD a cargo de la potencia para todas las categorías tarifarias tendiente al resguardo de la sostenibilidad del servicio y en la equidad tarifaria para el conjunto de los usuarios, ante la cada vez mayor participación de las nuevas tecnologías de generación distribuida. Estas son las categorías que hoy no tienen medición de demanda, y sobre esto es que proponemos trabajar. Revisar la estructura tarifaria ajustando el VAD, trasladándolo al cargo por demanda autorizada en todas las categorías, garantizar la sostenibilidad del servicio y la equidad tarifaria ante el crecimiento de la generación distribuida, cada usuario pagará en función de su demanda real de red, evitando distorsiones en la asignación de costos. Ya en el año 2019 en la Audiencia Pública planteábamos que este mecanismo iba a generar pérdidas de VAD y esta situación se fue confirmando y la penetración de la generación distribuida hace de que cada vez más la reducción del consumo neto de estos usuarios afecta los ingresos de las distribuidoras y su sostenibilidad, produce un desbalance en la asignación de costo, la infraestructura sigue siendo utilizada pero con menor aporte de quienes generan su propia energía, y existen por ende subsidios cruzados de los usuarios sin generación distribuida, asumen una mayor carga de costos fijos. En esta solución que proponemos es una transición hacia una tarifa basada en demanda autorizada, se propone trasladar la recuperación del VAD al cargo por demanda autorizada, reemplazando el modelo actual de consumo de energía, cuál es la justificación, que la generación distribuida no elimina la necesidad de infraestructura de red, y en el decreto provincial 132/2019, como

mencionamos, otorga al ERSEP la facultad de poder hacer un sistema tarifario más justo. Cada usuario de esta manera contribuirá equitativamente a la infraestructura según su demanda real sin importar su nivel de autogeneración, esto tendrá un impacto positivo, habrá equidad tarifaria, sostenibilidad financiera, optimización del sistema, y previsibilidad tarifaria, este modelo que proponemos asegura que todos los usuarios aporten proporcionalmente según su demanda real, promoviendo una tarifa justa y sostenible. Cómo proponemos que se aplique, en una etapa primera a los prosumidores que hoy no tengan medición de demanda, en una etapa segunda las distribuidoras irán incorporando los nuevos medidores, que casi tienen el mismo costo y permiten la medición de demanda en todas las categorías tarifarias, y luego expandir el sistema en función de lo que el ERSEP determine para que en el corto plazo todos los usuarios tengan tarifas con demanda autorizada, con lo cual va a minimizar el impacto en los usuarios y va a facilitar la adaptación a esta nueva estructura tarifaria que proponemos. Esto traerá lógicamente una transparencia y equidad, ya que el traslado del valor agregado de distribución al cargo por demanda autorizada es clave para garantizar equidad y sostenibilidad del sistema eléctrico, representará una contribución justa, ya que todos los usuarios aportarán proporcionalmente a los costos de infraestructura sin importar su nivel de autogeneración. Solicitamos por ende al Ente regulador la implementación progresiva del esquema con medidas de acompañamiento, garantizar una transición justa para todos los usuarios, ya que un sistema más equitativo y previsible fortalece la calidad del mismo y la sostenibilidad financiera del sector eléctrico. En el punto seis de nuestra solicitud de las federaciones FACE y FECESCOR planteamos discutir procedimientos que definan los niveles y parámetros mínimos de seguridad que deberá cumplir la infraestructura eléctrica existente librada al servicio en base a los contemplados en la normativa técnica, esto permitirá que las cooperativas desarrollen planes de adecuación del sistema de distribución a cargo de ellas con el objeto de registrar la infraestructura, resguardando la responsabilidad, en cumplimiento de las condiciones mínimas de seguridad de las instalaciones y posibilitar asimismo un correcto estudio y evaluación técnico tarifaria, resultando en una mejora de los elementos necesarios para una política regulatoria consistente. A tal efecto, señor presidente, la infraestructura de nuestro sector, que data de más de noventa años, fue diseñada bajo distintas normativas a lo largo del tiempo, lo que ha generado diferencias en seguridad con las normativas vigentes, la urbanización de zonas rurales y la instalación de otros servicios sobre la red eléctrica han generado complejidades normativas que requieren regulación, tuvimos lamentables accidentes por intervención de otros servicios en el servicio eléctrico, por eso es fundamental establecer parámetros mínimos de seguridad para garantizar la protección de la seguridad pública y operativa, el registro ordenado y actualizado de las instalaciones existentes, y la regularización progresiva dentro de un marco normativo claro y unificado, definir una política regulatoria integral que contemple el contexto histórico, la evolución del sistema eléctrico, condiciones mínimas de seguridad y un plan de adecuación progresiva, consideramos que son los pasos

[www.cvamedios.com](http://www.cvamedios.com)

<a href="mailto:argentina@cvamedios.com">argentina@cvamedios.com</a>		<a href="mailto:paraguay@cvamedios.com">paraguay@cvamedios.com</a>
cel: +54 9351 5388993		cel: +59597 3 123939
tel: +54 6351 4319349		tel: +595 21 214226

que debemos seguir. Cuál es la limitación del marco normativo actual, las normas vigentes regulan nuevas infraestructuras pero no contemplan la adecuación de las instalaciones existentes, hay superposición de servicios, las redes eléctricas existentes han incorporado telecomunicaciones, alumbrado público, generando interferencias operativas y distintos requerimientos técnicos, a la falta de un marco unificado hay una diversidad de usos y la especificidad de la regulación de cada servicio en particular provoca confusión en la interpretación normativa de los servicios que utilizan los apoyos de energía eléctrica, afectando la seguridad y el mantenimiento, es imprescindible actualizar la normativa para garantizar una gestión segura y eficiente de estas infraestructuras en el contexto actual. Por ello señor presidente, proponemos la creación de una comisión técnica para definir estándares mínimos de seguridad, esa comisión deberá definir estándares y actualizar las condiciones mínimas de seguridad en infraestructuras eléctricas existentes, el objetivo será unificación normativa, consolidar y armonizar normativas vigentes, criterios claros, redactando resoluciones que establezcan estándares de seguridad en redes eléctricas y servicios compartidos como los de telecomunicaciones, alumbrado público, protección integral garantizando la seguridad de trabajadores y usuarios en la operación de infraestructuras eléctricas, consideramos que esta comisión por lo menos debe estar formada por los siguientes organismos: el Ente regulador, la Superintendencia de Riesgos en el Trabajo, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos, el Colegio de Ingenieros Especialistas, EPEC y las federaciones, este enfoque multidisciplinario garantizará regulaciones más precisas y aplicables al contexto actual. Cuál es la función clave, el análisis normativo evaluará, con las regulaciones vigentes, identificando conflictos y vacíos legales, se elaborarán resoluciones definiendo estándares mínimos de seguridad para la infraestructura eléctrica existente, permitiendo la regularización de la totalidad de las instalaciones en servicio, requerirá la supervisión y revisión mediante un seguimiento continuo y con ajustes normativos según las necesidades, el plan de adecuación que proponemos es que una vez que estén definidos estos ajustes normativos la cooperativa presentará un relevamiento de todos los bienes librados en servicio, para aquellas instalaciones que no cumplan con estos nuevos estándares de la normativa aprobada deberá desarrollar un plan de adecuación a la misma, garantizando el registro de las instalaciones existentes junto con el plan y el plazo de adecuación en función de los recursos propios y los aportados por el sistema. Esto facilitará mayor seguridad en redes eléctricas e infraestructura con servicios integrados, facilitará la integración con sectores como telecomunicaciones y alumbrado público, optimizará los recursos y mejorará la planificación, la claridad normativa y fundamentalmente la determinación del costo de capital, tan necesario en la fijación de tarifas. Por lo tanto, se solicita al Ente regulador su respaldo para la creación e implementación de esta comisión, fundamental para fortalecer la seguridad del sistema eléctrico en la provincia. En el punto siete pedíamos un rediseño y estudio de la metodología actual para la determinación de los valores autorizados y homologados por el ERSEP referido a la tasa de conexión al sistema

de distribución, hoy la tasa de conexión para la conexión monofásica es de 59.368 y la trifásica urbana de 103.249, cuando nosotros analizamos la realidad de nuestra provincia entendemos que el precio fijado por el ERSEP corresponde a una conexión típica, que llamamos estándar al vuelo, que significa que el medidor está debajo de una red de baja tensión existente, en nuestra provincia la mayoría de los lotes son loteos o en fracciones de tierra no tienen la infraestructura eléctrica completa, entonces el desarrollo se termina haciendo con el mecanismo de obra mínima necesaria, que pedimos también que se reglamente. Cuáles son las conexiones típicas que tenemos, la estándar al vuelo, un cruce de calle con poste existente, un cruce de calle con poste no existente y cruce de calle de hasta 40 metros en iguales condiciones, acá mostramos señor presidente la diferencia y las pérdidas que le significan a una cooperativa si se pretendiera cobrar la conexión sin tener en cuenta los costos reales asociados para los cuatro casos que planteamos... perdón, para los cinco casos que planteamos anteriormente que llegan en algunos casos al 710% de diferencia con el valor del costo de conexión único. En el caso de conexiones trifásicas hasta 15 kilowatt las distorsiones también son notables, llegando hasta el orden a veces del 1.000%, en el caso de 25 kilowatt también suceden distorsiones, y más aún en el caso de 35 kilowatt, ya que va variando el elemento con el cual se hace el cruce de la línea, en el caso de los costos que estamos viendo ahí. Por eso la metodología no refleja con precisión los costos, hay un desfasaje entre las tasas de conexión establecidas y los costos, por eso proponemos una revisión integral y rediseño del esquema de cálculo de las tasas de conexión para asegurar un cálculo preciso y equitativo, garantizar una tarifa justa y razonable alineada con los costos reales del sistema eléctrico, esto ya lo dijimos, hasta el año 2019 las cooperativas fijaban las tasas, a partir del 2019 se generó una gran confusión en este criterio de establecer una tarifa o una tasa única, sin tener en cuenta lo que estamos planteando en esta Audiencia, y lo hicimos en el 2019 y en enero del 2024, se evidenció una discrepancia significativa porque esta metodología no contempla los costos y produce un desequilibrio financiero para las cooperativas, hay mayor carga financiera para las cooperativas con menor margen económicos, y hay inequidad tarifaria, ya que todos los usuarios pioneros originales del sistema aportaron los costos reales de conexión que a partir del 2019 en muchos casos se pretende que sea solamente ese valor mínimo que planteamos, por lo tanto es urgente un ajuste de las tasas de conexión que refleje los costos reales de operación y garantice la equidad en el sistema, los costos reales incluyen materiales, mano de obra y logística de instalación y también, señor presidente, también significa una saturación de la capacidad de transporte, ya que las cooperativas se fueron desarrollando con aportes de los socios y esa prevención de la saturación de transporte tenemos que tener en cuenta también el costo asociado de la potencia disponible para cada conexión, por lo tanto interpretamos que la tarifa que tiene hoy sería para cooperativas que compran en baja tensión, ya que no tendrían ningún costo de transformación, para cooperativas que compran en media tensión tendrían un costo adicional por transformación a baja tensión, para cooperativas que

compran en 33 kilovoltios tendrían un costo adicional por transformación a 13,2 y baja tensión y para cooperativas que compran en alta tensión costos adicionales por transformación a media y baja tensión, por eso proponemos una metodología equitativa y representativa, evitando la sobrecarga de red y más que nada que los usuarios pioneros sientan que ellos hicieron aportes totalmente distintos que los nuevos. Por eso proponemos una revisión técnica de los costos reales, la participación y colaboración de las federaciones en la determinación tarifaria, a los efectos de reflejar con precisión estos costos, incorporar un factor de actualización periódica, ya que esto va a evitar un desequilibrio financiero de la cooperativa, asegurará que cada usuario pague un valor justo y proporcional a los costos reales de conexión y mayor transparencia en la metodología tarifaria, este modelo garantiza sostenibilidad, equidad para los usuarios que desarrollaron el sistema original de la cooperativa, mayor estabilidad financiera para las cooperativas será el impacto positivo, una planificación económica predecible, por lo tanto señor presidente solicitamos la implementación de una nueva metodología de cálculo respaldada por estudios técnicos y ofrecemos la participación de nuestras federaciones, esto va a garantizar un mecanismo de ajuste tarifario para evitar distorsiones económicas en el futuro, una tarifa de conexión justa y sostenible es clave para el futuro del servicio eléctrico cooperativo. Respecto del último punto, el punto ocho, que es las modificaciones en el reglamento de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por las cooperativas, proponemos actualizarlo, adaptarlo a una normativa y una realidad operativa actual, mejorando la eficiencia y seguridad de la prestación del servicio, corregir discrepancias entre los reglamentos de EPEC y las cooperativas y establecer criterios operativos unificados para mejorar la claridad y responsabilidad en la gestión, asegurando una mayor compatibilidad entre procesos. La actualización normativa es clave para un servicio eléctrico más moderno, eficiente y equitativo, en primer lugar planteamos la actualización de los límites de responsabilidad y de procedimientos, el límite de responsabilidad solicitamos se establezca en concordancia con el reglamento de comercialización de EPEC y sea hasta la salida del medidor y no hasta los bornes de ingreso al instrumento de protección del usuario como es ahora, el cruce de calle máximo se reduzca el límite de 40 metros a 25 según la especificación técnica 21.1, el interés por mora se ajuste a 1,5 veces a la tasa del Banco Provincia de Córdoba, equiparando en condiciones con EPEC, el depósito de garantía se modifique a dos períodos de facturación, permitiendo también la fianza del propietario o usuario como el régimen de EPEC, esto va a asegurar uniformidad y claridad en la regulación del servicio. En cuanto a la recuperación de la energía no registrada, ampliar el período de retroactividad de uno a dos años como tiene EPEC, aumentar el recargo por consumo irregular del 40 al 60% para desincentivar el fraude y compensar costos operativos. Ilícitos en el uso del servicio eléctrico, solicitamos que nuestro reglamento permita el retiro inmediato del medidor en caso de conexiones fraudulentas o manipulaciones indebidas, unificando el procedimiento con EPEC, optimizar el proceso de notificación, nuestro reglamento plantea el término de

notificación fehaciente, mientras el reglamento de EPEC plantea notificación, esto facilitaría la comunicación con un usuario sin perder validez legal, ya que es muy complicado hoy la notificación fehaciente, igualándolo con el de EPEC permitiría notificaciones a través de medios digitales, escritos o telefónicos mejorando la eficiencia y accesibilidad, esto va a permitir un mayor control, transparencia y eficiencia en la gestión del servicio. Estamos muy preocupados, señor presidente, por la redacción del artículo 2.3.3.a.1, y genera mucha confusión, interpretándose que un usuario con un cruce de calle menor a 40 metros tiene derecho automático a 5 kilowatt de demanda, sin considerar la capacidad técnica de la red, la demanda autorizada en el proyecto del loteo, el impacto en la estabilidad del servicio, estas consecuencias hacen que usuarios exigen 5 kilowatt de demanda, aunque el diseño del loteo original contemple 0,75 kilowatt, por lo tanto proponemos la modificación, ya que la demanda de cada usuario será determinada según la factibilidad técnica o el proyecto del loteo, no garantizar automáticamente 5 kilowatt sino un valor acorde a la infraestructura existente, si un usuario requiere más potencia de la prevista en su loteo deberá asumir los costos de adecuación y si la ampliación beneficia a múltiples usuarios distribuir proporcionalmente el costo de dicha inversión, esto va a asegurar un uso eficiente y equitativo de la capacidad eléctrica disponible. Proponemos también cambiar el criterio o mejorar el actual, porque está funcionando pero a veces sin una reglamentación precisa, cuál va a ser el mecanismo ante la solicitud de una nueva conexión, toda nueva conexión debe ser evaluada previamente para garantizar que no afecte la calidad del servicio establecida en la normativa de acuerdo al nivel de tensión de zona urbana o rural que la cooperativa está obligada a cumplir, si la inserción de esta nueva conexión se detectan impactos negativos en la calidad del producto el solicitante deberá asumir el costo de las adecuaciones necesarias, ya que la responsabilidad de la cooperativa es la de mantener la calidad del servicio según la normativa vigente, asegurando que la expansión de la red por nuevas conexiones no genere costos adicionales para los usuarios actuales. Por eso, la definición de obra mínima debe ser cualquier refuerzo o ampliación requerido para conectar nuevos usuarios sin afectar la calidad del servicio, esto lo consideramos será obra mínima y su costo será asumido por el nuevo usuario, estos objetivos de la actualización permitirá una expansión ordenada y sostenible del sistema, un mantenimiento de la calidad del servicio con criterios técnicos y la integración de nuevos usuarios sin afectar la infraestructura existente, mayor previsibilidad en la planificación de nuevas conexiones, evitará sobrecargas en la red. También planteamos, señor presidente, algo que consideramos fundamental en la problemática actual, es modificar el reglamento en lo que respecta al factor de potencia, ya que actualmente solo los usuarios con actividades productivas y con demandas autorizadas deben mantener un factor de potencia mínimo de 0,95, proponemos extender esta obligación a todos los usuarios de la red sin importar su actividad, esto garantizará la utilización eficiente de la energía y reducirá pérdidas técnicas en toda la red, esto traerá como beneficio mayor eficiencia de la red, un factor de potencia óptimo

reduce pérdidas de energía y mejora el desempeño del sistema, reducirá costos operativos y fundamentalmente sostenibilidad ambiental, ya que un mejor aprovechamiento de la energía evitando pérdidas contribuye a un uso más responsable y ecológico de los recursos, que esta medida, señor presidente, garantizará una red más eficiente, estable y sostenible para todos los usuarios. Optimizar el factor de potencia para todos los usuarios requerirá una regulación equitativa y uniforme, aplicar esta normativa a todos los usuarios garantizará un sistema más justo y estable y permitirá reducir pérdidas energéticas y mejorar la eficiencia de la infraestructura. Proponemos etapas, primero iniciarla con usuarios de mayor consumo sin tarifas con medición de demanda y luego extenderla gradualmente a todos los usuarios en un plazo que deberá definir el Ente regulador, brindando desde nuestras federaciones y nuestras cooperativas el soporte técnico para facilitar la adaptación de las instalaciones. Los beneficios que esperamos son mayor eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo pérdidas, menor impacto ambiental optimizando el uso de recursos energéticos y reducción de costos operativos y mejora en la calidad del servicio, un sistema más eficiente, equilibrado y sostenible alineado con los objetivos energéticos globales es el que aspiramos. Por eso, señor presidente, una tarifa basada en el equilibrio y la responsabilidad de cada usuario aplicando una tarifa en función de la demanda autorizada, promoverá un consumo eficiente y predecible, permite gestionar picos de consumo evitando sobrecargas y protegiendo la estabilidad del sistema, todos vimos los cortes de suministro que tuvimos en el mes de febrero producto de no haber previsto esto, el factor de potencia obligatorio tiene que ser para todos los usuarios, ajustando las instalaciones para alcanzar un factor de potencia óptimo reduciendo pérdidas y mejorando la calidad del suministro, incentivar el uso de tecnologías eficientes, disminuyendo el desperdicio de energía y el impacto ambiental. Experiencias que dieron muy buen resultado en momentos de exceso de demanda fue la suspensión temporal del servicio por exceso de demanda, ya que el corte de un minuto está previsto, en los casos de sobrecarga extrema este sistema aplicarlo a una interrupción breve y programada que será una señal para evitar las fallas masivas que suceden hoy en la red, esta experiencia se hizo en Córdoba y dio resultados muy buenos y solicitamos que se estudie este ajuste preventivo, promoviendo un consumo responsable y solidario entre los usuarios, estas acciones garantizan un uso más eficiente de la energía, estabilidad en la red y sostenibilidad en el consumo eléctrico. Por último, un sistema eléctrico eficiente y sostenible beneficia a toda la sociedad, la responsabilidad compartida garantiza equidad y acceso seguro a la energía para futuras generaciones, y es momento de adoptar prácticas responsables para proteger nuestro planeta y fortalecer la estabilidad de las redes eléctricas, estamos conscientes de que juntos optimizaremos el uso de la energía para un futuro más sostenible, muchísimas gracias.

**JLS:** Muchas gracias Osvaldo José, muchas gracias, ha finalizado la lista de oradores que estaban inscriptos, una de las cosas que les vamos a estar solicitando, en el marco de todas

las propuestas que se han acercado en esa Audiencia Pública, es si nos pueden alcanzar el material utilizado, porque naturalmente va a ser de mucha utilidad para poderlo estudiar, analizar y elevar al directorio para su estudio y análisis correspondiente. Si hay alguna pregunta, algo que esté pendiente, de lo contrario, si no hay preguntas, estaríamos dando por finalizada la Audiencia Pública. ¿Alguna pregunta?

**Secretaria:** Hasta ahora no.

**JLS:** Entiendo que no, entonces yo les quiero agradecer a todos la participación en esta Audiencia Pública, que se hayan expresado, que hayan podido exponer, con el tiempo suficiente, cada uno todo lo que tenía que poner sobre la mesa de debate, y les insisto en la necesidad de acercar los elementos que utilizaron, como para graficar toda la ponencia, y esto va a ser estudiado y analizado por el seno del directorio del ERSEP. A todos muy buenos días, les agradezco que hayan sido parte de esta Audiencia Pública.

**LM:** Muchas gracias.

**CM:** Buenos días, hasta luego.