

AUDIENCIA PÚBLICA EPEC 12 DE FEBRERO DE 2025

Lectura Resolución 2856/2024 ERSEP – Convocatoria a Audiencia Pública Virtual -.

José Luis Scarlatto – Presidente ERSEP – (JLS): Adelante por favor, adelante.

Lectura Resolución 68/2025 ERSEP – Ampliación Objeto Audiencia Pública Virtual -.

JLS: Muy bien, muy bien, por Secretaría, muy bien. Bueno, vamos a empezar con todo lo que son las ponencias en la Audiencia Pública, en este caso la expositora en representación de ERSEP, de EPEC, perdón, de EPEC, es la subgerente de Regulación y Mercado, hablamos de Gabriela de Gaetano.

Gabriela de Gaetano – Subgerente Regulación y Mercado EPEC – (GG): Hola, buenos días, para iniciar la exposición por parte de EPEC paso a compartir el documento con filminas que elaboramos...

JLS: Un segundito que estamos viendo si se puede ver, ahora sí, sí, sí.

GG: ¿Sí?

JLS: Se ve bien, perfecto.

GG: Bárbaro.

JLS: Adelante, por favor.

GG: ¿Lo están viendo en modo presentación?

JLS: Sí, se ve acá ¿no? Qué me dicen... pero el cartel qué dice ¿Audiencia Pública?

Sin identificar ERSEP: Tiene que apretar F5.

JLS: Me dicen que hay que apretar F5 para que se pueda ver la presentación, porque apareció una primer filmina en la pantalla, en la que hace referencia a Audiencia Pública 12 de febrero, resoluciones y EPEC.

GG: ¿Ahora?

JLS: ¿Cómo estamos? Los muchachos... ¿sigue igual?

Sin identificar ERSEP: Sigue igual.

JLS: ¿Sigue igual?

Sin identificar ERSEP: Sí.

GG: Bueno, denme un segundo...

JLS: ¿Le podrían explicar a ella...?

GG: No, no, no...

JLS: A ver... vamos a ver, tengamos un poquito de paciencia así se puede hacer bien...

Sin identificar ERSEP: Ahí está bien.

JLS: Ahora está bien eh, ahora sí, me dicen que sí.

GG: Bueno, entonces iniciamos.

JLS: Adelante Gabriela, adelante.

GG: Bueno, el primer tema que ustedes ya lo mencionaron, pasaron lectura, pero es la verificación del cumplimiento de tope máximo para los ajustes tarifarios derivados de la implementación de la fórmula de adecuación mensual en lo atinente a las actualizaciones del valor agregado de distribución correspondientes al año 2024, y de la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por las resoluciones generales ERSEP 19/2017 y 1/2024. Respecto a las variaciones de tarifa por la aplicación de la fórmula de adecuación mensual de los meses del 2024 EPEC elevó diez presentaciones a ERSEP, que corresponden a los doce meses del año 2024, con su documentación respaldatoria del cálculo y con la publicación previa en la página web de EPEC de los cuadros a aplicar, esta publicación también fue certificada con acta de escribano y elevada a ERSEP, cumpliendo con la antelación suficiente que se requería en la resolución general de ERSEP 77/2024. Como vemos en este cuadro de la filmina también se verifica que en cada período considerado la variación en tarifa presentada al Ente resultante de aplicar la fórmula mensual fue inferior al

tope máximo de los índices publicados por el Banco Central de la República Argentina, es decir la columna indicada como REM. En este segundo cuadro, vemos que la variación por la aplicación de las fórmulas de adecuación mensual de los meses del 2024 en la tarifa global empresa presentada al ERSEP y que se solicita convalidar es del 70,66%, mientras que la expectativa de inflación según REM el anual publicado en noviembre del 2024 fue de 118,80%, superior a lo solicitado por EPEC, más aún si se considera que de ese 70,66% solicitado EPEC solamente aplicó un 56,89%. Adicionalmente también se incluyó en este cuadro comparativo los valores anuales de los índices de inflación, o el IPC, tanto a nivel nacional como el publicado en Córdoba, donde ambos son sustancialmente superiores a las variaciones de tarifa por la aplicación del FAM, de esta forma queda convalidado en esta Audiencia anual que la variación de tarifa global empresa de los meses del 2024 se encuentra dentro del límite de inflación que establecen los indicadores. Ahora vamos a pasar al segundo tema, que es la continuidad, solicitamos la continuidad de la aplicación de la fórmula de adecuación mensual y del mecanismo del pass-through, de conformidad con las previsiones de las resoluciones generales ERSEP 1/2024, 77 y 97 también del 2024. Se solicita, como mencionamos, continuar con la aplicación de esta fórmula de adecuación mensual, que está contemplada en el marco de las resoluciones mencionadas, y sin pedir ninguna modificación en la metodología, hago aclaración que desde el año pasado, por aprobación de ERSEP, la Dirección General de Estadísticas y Censos de la provincia de Córdoba es la que calcula y publica en forma mensual en su página web el valor resultante de la fórmula de adecuación mensual, a modo ilustrativo está la fórmula que está publicada en la página de Estadísticas y Censos, en la parte de Metodología, y un print de un mes donde Estadísticas y Censos publica el resultado del cálculo del FAM. Respecto al mecanismo de pass-through, es el que nos permite trasladar a nosotros y a todas las distribuidoras toda la variación de precios y costos de compra de energía eléctrica y potencia, transporte y otros costos asociados al mercado nacional, incluyendo los que surjan de las ampliaciones del sistema argentino de interconexión, considerando los índices de pérdida y factores de carga correspondientes, durante el año 2024 se utilizó este mecanismo en seis oportunidades, como estamos mostrando en el cuadro de esta filmina, acumulando desde febrero, que fue el primer pass-through solicitado, hasta noviembre del 2024, una variación en tarifa global empresa de aproximadamente 129,85%, esto es debido a variaciones en los costos del MEM por resoluciones de precios estacionales y también por quita de subsidios o bonificaciones en los distintos niveles de categorías de compra del mercado. Este mecanismo resulta indispensable atento que todos los precios y costos que estamos mencionando o que se incluyen en el pass-through son fijados en la órbita nacional, ya sea por resolución de Secretaría de Energía, CAMMESA, ENRE o cualquier otro organismo de esa órbita, y son ajenos a la competencia de EPEC, por ello se solicita continuar con la autorización para la aplicación cada vez que se produzca alguna modificación y previa presentación de antecedentes al ERSEP, como se ha venido realizando hasta la fecha. El tercer tema que se

planteó para analizar en la Audiencia es la actualización de los ponderadores que están incluidos dentro de la fórmula de adecuación mensual, instrumentada bajo las previsiones de las resoluciones generales de ERSEP 1 y 77 del 2024, en base a la proyección de costos para el año 2025. Para la obtención de estos nuevos valores se proyectaron los gastos operativos de la actividad de EPEC distribución y transmisión para el año 2025, esta proyección ha sido elaborada sobre la base de los estados contables a septiembre del 2024, llevado a precios de diciembre del 2024, los rubros más importantes considerados corresponden, dentro de los gastos operativos, corresponden a mano de obra, a materiales y servicios, a otros impuestos, a bienes de capital y a gastos financieros, a partir de esa proyección y de calcular la participación relativa de cada uno de estos costos se obtienen los K o los ponderadores que integran la fórmula FAM. Estos nuevos valores, como vemos acá, corresponden para el K de Personal a 0,3734, para el ponderador de Materiales y Servicios de terceros 0,6103 y para los Gastos financieros que están asociados a aquellos intereses sujetos a tasa BADLAR un 0,0163. Estos nuevos valores son los que proponemos utilizar a partir de esta Audiencia en el cálculo de la FAM que hace la Dirección General de Estadísticas y Censos de la provincia, en caso de ser necesario EPEC elevará en su oportunidad la actualización de estos costos, si es que se requiere alguna modificación en estos valores de los ponderadores. Hasta acá llegamos con los temas planteados en el primer llamado o la convocatoria.

JLS: Muchas gracias Graciela de Gaetano, ahora le vamos a dar la palabra, en representación de ERSEP, al gerente de Energía Eléctrica, a Cristian Miotti, ingeniero Cristian.

Cristian Miotti – Gerencia Energía Eléctrica ERSEP – (CM): Buenos días, qué tal, buen día, ¿se me escucha bien?

JLS: Perfecto Cristian.

CM: Perfecto, voy a compartir pantalla entonces.

JLS: A ver si le embocamos al dedito ahí. Ahí parece que va bien Cristian eh...

CM: Perfecto, bueno...

JLS: Adelante...

CM: Voy a exponer, muchas gracias. Voy a exponer sobre el punto 4 del objeto por el que se convocó a Audiencia Pública por medio de la resolución del ERSEP número 2856/2024, que es puntualmente lo relativo a la modificación de la metodología de cálculo establecida en la

resolución ERSEP 44/2019 y actualización de las tarifas de generación distribuida, es un tema que lo planteamos desde aquí del ERSEP porque si bien lo estamos exponiendo hoy en la Audiencia Pública convocada para la Empresa Provincial de Energía de Córdoba también esto va a ser aplicado a las cooperativas eléctricas que prestan el servicio en el territorio provincial, y por ende lo vamos a estar exponiendo también en la Audiencia Pública del día de mañana. Lo que estamos planteando aquí es la necesidad de hacer una actualización en el mecanismo de cálculo de estas tarifas, que son las que se aplican a los usuarios generadores abarcados por la ley 27.424 de la Nación y por la ley 10.604 de la provincia, puntualmente como aspectos normativos relevantes aquí tenemos que destacar que la ley nacional a la que hice referencia, la 27.424, el decreto nacional 986/2018 y el decreto provincial 132/2019 estipulan que estas tarifas de inyección que se le van a reconocer a los usuarios por cada kilowatt excedente que suministren a la red ellos como generadores van a ser establecidas de manera acorde a los precios estacionales en el mercado mayorista y al precio del transporte nacional correspondiente a cada tipo de usuario. Eso desde el punto de vista normativo, ahora bien, técnicamente, dado que estos usuarios inyectan su energía excedente de generación directamente a la red de distribución, la prestataria del servicio, en este caso EPEC, ve reducidas sus pérdidas acorde al nivel de tensión en que se produce la inyección, y a esto lo vemos necesario incluir en las tarifas por los aspectos que les detallo a continuación. Los objetivos que estamos persiguiendo con este cambio de metodología es mejorar el reconocimiento de esa energía inyectada para favorecer la instalación de sistemas de generación distribuida comunitaria, que son sistemas que no se desarrollan en el ámbito de un usuario o en el inmueble, en el suministro de un usuario individual, sino que se sitúan en determinados lugares en donde de manera comunitaria se hacen desarrollos, se hacen las inversiones y se instala el sistema de generación y el 100% de la energía producida es inyectada, es decir que el único ingreso o el único beneficio que obtiene este sistema comunitario es el reconocimiento de la inyección, si mejoramos esta tarifa vamos a propiciar este tipo de inversiones y la parte principal es que en estos tipos de emprendimientos, por acuerdo con los prestadores del servicio, en general tienden a instalarse en lugares estratégicos de la red, de manera que le garantizan una mejor operación y funcionamiento de la red al distribuidor. De este modo, vamos a propiciar la participación de usuarios en sistemas de generación comunitaria de modo que inviertan en estos sitios y evitar la pérdida de valor agregado de distribución que le produce la generación distribuida individual a los prestadores, es decir, si un usuario consumidor instala un sistema de generación en su propio inmueble lo primero que va a hacer va a ser autoconsumir, todo el autoconsumo que tenga va a ser menor cantidad de energía adquirida al distribuidor y dentro de esa menor energía el distribuidor va a percibir menor valor agregado de distribución, entonces a esto lo estamos planteando para tratar de beneficiar la generación distribuida comunitaria mejorando los ingresos que perciban los generadores comunitarios y reduciendo la pérdida de valor agregado de distribución del

prestador del servicio, básicamente. La composición de las tarifas que tenemos, que se propone, no es muy diferente a lo que tenemos actualmente, simplemente se le agrega un ítem más, hoy para un usuario generador con medición de energía sin bandas horarias se determina una tarifa monómica, en la cual se ponderan los precios estabilizados de la energía en el mercado mayorista y el precio del transporte, según el segmento del que se trate, y ahora le vamos a sumar las pérdidas evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección de energía. Para el caso de los usuarios generadores con medición de energía por bandas horarias, hablamos de grandes usuarios o de cooperativas eléctricas, acá vamos a trabajar por banda horaria, en donde se va a considerar los respectivos precios estabilizados de la energía en el mercado, pico, valle y resto, los precios del transporte nacional, todo ello según el segmento del que se trate, más las pérdidas evitadas según el nivel de tensión que va a producir la inyección, eso que está resaltado en negrita y que refiere a las pérdidas evitadas según el nivel de tensión es el componente que le estaríamos agregando o el cambio de metodología que estaríamos propiciando a partir de este planteo. Aquí a modo de ejemplo mostramos los valores de los precios en el mercado mayorista, los precios estabilizados que tiene la energía para el mes de febrero, en la tabla que está arriba de todo, en donde vemos que para el pico, el valle y el resto, está entre 61.258, 60.052 y 59.099 pesos el megawatt/hora, es decir 61 pesos, 60 pesos y 59 pesos el kilowatt/hora visto desde el punto de vista de la factura del usuario, que esos son los componentes mayoristas que inciden sobre la tarifa de generación distribuida que estamos analizando. A ello se le suma el precio del transporte nacional, que es el que está en la tabla de abajo a la izquierda, que está en 2.788 pesos el megawatt/hora, 2,788 por kilowatt/hora, y si bien vemos ahí que cuando yo les hablaba de segmentos recién para cada tipo de usuario, aquí los segmentos que tenemos es, en la tabla de arriba, lo que se llama la demanda del distribuidor residencial y la demanda del distribuidor resto, todos los precios son idénticos, en cada fila tenemos exactamente los mismos valores, la única diferenciación que tenemos es por medio de una resolución adicional de Secretaría de Energía, que hoy por hoy es la resolución 36/2025 de la Secretaría, estipula que para los usuarios residenciales encuadrados en el nivel 2 de menor ingreso de segmentación o nivel 3 de ingresos medios, se les tenga que practicar respecto de los precios mayoristas una bonificación del 71,29 y del 55,4% respectivamente para lo que es el consumo base, que son los primeros 250 kilowatt/hora por mes en un residencial nivel 3 o 350 kilowatt/hora por mes en un residencial nivel 2, en fin, de todos estos valores es de donde va a surgir la tarifa de generación distribuida que actualmente se está aplicando y el cambio metodológico que estamos propiciando. A partir de ahí, hoy por hoy la resolución 44/2019 preveía que las tarifas se determinaban simplemente en base a esos precios estacionales y del transporte que les mostré, ahora le estamos proponiendo sumar los porcentajes de pérdidas evitadas, estas pérdidas dependen del nivel de tensión y globalmente del tipo de usuario del que se trate, cuando hablamos del nivel de tensión es suministros conectados, en este caso puntos de

generación conectados en baja tensión, en media tensión o en alta tensión, y la discriminación de tipo de usuario para el caso del cuadro tarifario de EPEC, de la Empresa provincial, es según se trate de usuario generales, de usuarios consumidores, o de cooperativas eléctricas. Entonces cuando hablamos de usuarios generales en baja tensión las pérdidas que se están reconociendo técnicamente hoy por hoy son el 12,8%, en media tensión el 7,2% y en alta tensión el 2,8%, cuando nos mudamos a las cooperativas eléctricas el hecho de que se conecten en puntos específicos de la red las cooperativas hace que en baja tensión las pérdidas que se estén reconociendo sean el 8,05%, en media tensión el 6,22% y en alta tensión el mismo 2,8 que para un usuario en general. A partir de eso, las tarifas resultantes al mes de febrero, las voy a mostrar en las próximas pantallas, comparadas con las que se determinaron conforme a la metodología que actualmente tenemos en vigencia según la resolución general del ERSEP 44 del año 2019, y aquí sí vamos a poner un poquito más de detalle, más allá de que no vamos a repasar todos los valores, vamos a ver el impacto y el efecto sobre las diferentes categorías previstas en el cuadro tarifario. Acá en la primera pantalla tenemos para usuarios residenciales, en donde vemos, está desagregado para el nivel 1, nivel 2 y nivel 3 de la segmentación tarifaria, para los usuarios del nivel 1 de mayores ingresos la metodología actual prevé que en números promedio la tarifa de la inyección que se reconozca sea de 62,96 pesos aproximadamente, y pasaríamos con la nueva metodología a 71,02 pesos por kilowatt/hora, es decir el incremento del 12,8% correspondiente a las pérdidas de baja tensión, porque todos estos usuarios se conectan en baja tensión. Para el caso de nivel 2, menores ingresos, hoy estamos en promedio 20 pesos el kilowatt/hora, pasaríamos a 22,63 y para los de nivel 3 estamos en 29 pesos y pasaríamos a 33, de nuevo, cuando hablamos de nivel 2 y nivel 3 estos son los precios que se aplican a la base de consumo, 250 o 350 kilowatt/hora por mes según sea nivel 2 o nivel 3, para todo excedente respecto de esa base aplican los mismos valores que el nivel 1, así que bueno, ahí quedaría más o menos demostrado el impacto de este cambio metodológico en cuanto al cálculo de las tarifas de generación distribuida para usuarios residenciales, de nuevo, como son todos en baja tensión lo único que se está produciendo es un incremento del 12,8%, que es un porcentaje extra a reconocerle al usuario por cada kilowatt/hora que inyecte. Cuando pasamos al esquema de usuarios electrodependientes, entidades del sistema de bomberos voluntarios, clubes de barrio y alumbrado público, acá vemos, en el caso de electrodependientes y sistema de bomberos voluntarios tienen bonificado el costo mayorista de la energía, más allá de que los electrodependientes provinciales tienen bonificado el 100% del precio de la energía, pero esa pérdida del 12,8% no surte impacto porque esos usuarios no están pagando costos relacionados con el mercado mayorista ni el transporte nacional, por ende no impactan las pérdidas, en el caso clubes de barrio están asimilados a lo que es un usuario residencial del nivel 2, entonces pasarían de 20 pesos a 22,60, un incremento del 12,8%, y en el alumbrado público en promedio pasaría de 62,72 pesos a 70,74, un incremento de 8 pesos, el

12,8% nuevamente por tratarse de usuarios de baja tensión. Y aquí empiezan a aparecer ya las diferencias, porque si bien todavía en los usuarios generales de hasta 10 kilowatt de potencia, es decir los pequeños comercios, los pequeños tallercitos, digamos, usos que no sean residenciales pero de baja demanda, también pasamos de 62,96 pesos a 71 pesos, 12,8%, y sí en los grandes... en las demandas generales mayores a 10 kilowatt y menores a 300, en donde cuando superamos los 40 kilowatt ya podemos tener usuarios en media tensión ahí vemos que si estamos en baja tensión pasamos de 62 pesos a 71, el 12,8% de aumento, pero si estamos en media tensión pasamos de los mismos 62,96 pesos a 67,49, es decir el incremento es solo del 7,2%, menor al 12,8, por el hecho de que estos usuarios al inyectar en la red de media tensión le están evitando menor porcentaje de pérdidas a la distribuidora, del mismo modo que su tarifa contiene ya en la compra de energía una pérdida inferior, en la inyección también reduce menor cantidad de pérdidas. Y cuando pasamos a los grandes usuarios de más de 300 kilowatt, en baja tensión tenemos los mismos números, se vuelven a replicar, el pasar de 62,96 a 71 pesos, 12,8%, en media tensión pasar de 62,96 a 67,49, lo que vimos recién, el 7,2%, y en alta tensión pasamos de 62... de 64, 61, 62 pesos según la banda horaria, a 65, 63, 64, es decir un incremento del 2,8%, de nuevo, como estos usuarios producen menos pérdidas porque usan solo la red de alta tensión se les reconoce también solo las pérdidas de la red de alta tensión. Y para el caso de cooperativas en baja tensión, en media o en alta, para los parques industriales que están atendidos en media tensión o para la empresa distribuidora de energía de Santiago del Estero, es un suministro singular que tiene la EPEC en el norte de la provincia, que está conectada en alta tensión, no desagrego los porcentajes categoría por categoría porque en realidad todo se mide a nivel del punto de suministro a la cooperativa, a la empresa de Santiago del Estero o al parque industrial, según el nivel de tensión, entonces ahí hablamos de que para las cooperativas es el 8,05% en baja, el 6,22% en media tensión o el 2,8% en baja tensión, para los parques industriales, como se asimilan a un usuario particular de media tensión, en lugar del 6,22% es el mismo 7,2 que tenemos en la tabla de arriba, y para la empresa de Santiago del Estero, al estar conectada en alta tensión igual que las cooperativas o que los grandes usuarios de alta tensión, es del 2,8%. En fin, eso sería lo que proponemos como cambio metodológico desde la Gerencia de Energía para el cálculo de estas tarifas y el impacto que tendría a valores del mes de febrero del año 2025. Aclarado todo eso, doy por finalizada mi presentación, agradezco la atención y quedo abierto a cualquier inquietud para que al final se pueda cursar las preguntas que hagan falta.

JLS: Muchas gracias ingeniero Miotti, gracias por su ponencia, ahora en representación del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos, el subsecretario de Planificación Energética, Luis Molinari.

Luis Molinari – Subsecretario de Planificación Energética Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos – (LM): Muchas gracias, voy a intentar entonces compartir...

JLS: Bueno, adelante. ¿Estaría bien chicos?

LM: Un segundito...

JLS: Ah, bueno... ahora parece que sí Molinari, adelante Luis, adelante.

LM: Bueno, muchas gracias, buenos días a todo el directorio del ERSEP, a las autoridades de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba presentes, y a las gerencias también del ERSEP. La presentación que vamos a intentar hacerlo de manera rápida y breve tiene dos partes, en la primera parte simplemente a modo recordatorio, porque nos interesa tener difusión sobre esta modalidad de generación y distribución de energía eléctrica en la provincia, que es la modalidad dispuesta por resolución 2023 de esta Secretaría, sobre los usuarios dispersos remotos. Nosotros tenemos, en la provincia hoy el sistema eléctrico, salvo muy pocas excepciones, la Empresa Provincial de Energía ya tiene alguna experiencia en este tema, tenemos una red compuesta por usuarios convencionales, usuarios de generación distribuida como explicaba anteriormente Cristian, y algunos usuarios rurales, y muchos usuarios a los cuales no es posible, por factibilidad técnica o económica, proveerle del servicio eléctrico a través de redes tradicionales o redes convencionales de energía eléctrica. En la provincia, en base a algunos estudios que hemos realizado, nosotros estimamos entre 5 mil y 8 mil usuarios que no están siendo atendidos por el sistema de distribución, y el avance tecnológico en los últimos diez o quince años nos pone una nueva realidad, que es posible abastecer a ese tipo de usuarios con sistemas remotos para la provisión de energía eléctrica con la misma calidad de servicio que puede brindar un buen sistema tradicional a través de redes eléctricas convencionales. Esto permite, y esta normativa establecida en 2023, permite que podamos ir hacia un sistema con una eficiencia en la distribución mucho mayor a la actual, sobre todo en aquellas zonas con muy baja densidad de usuarios, donde a veces nos encontramos con líneas o potencialidad de construir líneas para muy poquitos usuarios, que sabemos que son inviables tanto económica y a veces técnicamente imposibles de construir, entonces las prestadoras del servicio de distribución tienen la posibilidad a través de este modelo de poder brindarle de todos modos energía eléctrica a esos usuarios a cambio de, obviamente, de la tarifa correspondiente para la prestación del servicio, la construcción de esta nueva infraestructura. Simplemente para que quede en la presentación dejamos a disposición la normativa establecida para ese momento, entendiendo la definición fundamental, que aquel usuario disperso remoto, ya definido en esta resolución, es ya parte del sistema de distribución y es una persona humana jurídica reconocida como parte del servicio público, que la única

diferencia es que la energía provista es a través de un sistema de energía renovable no conectada a la red pública de distribución, el modelo es muy sencillo, la prestadora del servicio eléctrico los podrá considerar usuarios dispersos remotos a todos aquellos usuarios que obtengan factibilidad técnica por parte de la prestadora para convertirse en usuarios dispersos remotos, una de esas condiciones claramente es que sea viable construir estos sistemas frente a la construcción de una red tradicional, y que la instalación de los equipos de generación eléctrica cumpla con las normativas y condiciones técnicas establecidas a tal fin. Entonces cambia el esquema provincial de distribución y se agrega estos usuarios rurales como parte del sistema eléctrico provincial, rurales o no, digo rurales pero son en realidad usuarios dispersos remotos, contemplados dentro del sistema de distribución pero no conectados a una red física. Las categorías definidas por resolución son tres categorías residenciales, de 1 kilowatt, 1,8 kilowatt y 5,4 kilowatt, estas categorías están definidas simplemente por tecnología solar, no significa que esto en un futuro no se puedan agregar nuevas categorías u otras tecnologías, simplemente que la solar es la más difundida para este tipo de provisión de energía eléctrica, y las cinco categorías que son comerciales o productivas que también parten de 1 kilowatt y van hasta los 90 kilovatios de instalaciones solares. Existen dos modalidades dentro de la resolución, que son para definir luego las tarifas y que tienen que ver con la titularidad de los equipos, la titularidad por medio de contrato o factura de compra, donde el usuario es responsable y dueño del equipo, y la titularidad por medio de contrato de comodato o cesión de derecho de uso, donde la distribuidora es la dueña del equipo y puede cobrar, además de la tarifa de sostenimiento que vamos a presentar más adelante, una tarifa por recuperación de la inversión realizada y la amortización de ese equipo. Existen algunos casos donde, digamos, en esta primera instancia de implementación de esta normativa, puedan existir prestadoras que no estén en condiciones de brindar el servicio o que se manifiesten que no tienen capacidad para realizarlo, siempre y cuando tengan usuarios que manifiesten que quieren ser parte de este esquema, en tal caso el ERSEP en conjunto con la Secretaría de Planificación Energética resolverán garantizar el sostenimiento de esa infraestructura mediante algún tipo de prestación. Bueno, el sistema para conformarse como usuario disperso remoto está bien explicado en la resolución, es bastante sencillo, y pasamos directamente a la composición de las tarifas y facturación. Como les mencionaba anteriormente, existen dos tipos de cargo para este tipo de tarifa, el cargo por mantenimiento, reposición y disposición final de los equipos, este tipo de infraestructura en general tiene una duración de entre veinte y treinta años, todos los cálculos están establecidos para una duración de veinte años, y el cargo por amortización de la inversión en caso de que el equipamiento sea de propiedad de la distribuidora, parte del llamado de este quinto punto tiene que ver con la actualización de la metodología de cálculo y tiene que ver con los avances tecnológicos en los últimos dos años, en la etapa anterior se había contemplado un cálculo con una tecnología de baterías... con dos tipos de tecnologías de baterías, una era de plomo ácido y la otra eran las baterías de litio, que son las más

modernas, ya en esta etapa hemos decidido directamente ir solo hacia baterías de litio porque es la tecnología más adecuado, más eficiente y más económica a largo plazo en este nuevo esquema y los costos han bajado tanto que prácticamente ya el otro tipo de baterías no es conveniente colocarlo, así que de aquí en adelante se contemplan solamente para este tipo de provisión baterías de litio. La metodología establecida para estos usuarios está manifestada mediante una polinómica, para el cargo de mantenimiento, reposición y disposición final, un cargo mensual neto más las tasas y los impuestos asociados, y para la amortización de la inversión durante los 240 meses, que son los veinte años, la inversión inicial dividido cada uno de esos meses, cabe aclarar que en el cargo mensual de mantenimiento, reposición y disposición final están contemplados también las amortizaciones de todos los componentes que hay que ir cambiando durante la vida útil del equipo, por lo tanto al final de estos veinte años cada uno de estos equipos seguirá teniendo un residual de funcionamiento. La polinómica propuesta para el cargo mensual neto tiene un cargo fijo propuesto por la prestadora, que es el mismo indicado para las tarifas convencionales, de la red convencional, un costo mensual de un aseguramiento de los equipos, y luego una parte de la polinómica con el costo total de la reposición de cada uno de los componentes sumado al mantenimiento del equipo en general y el costo de mano de obra de reposición de cada uno de los componentes estimados durante toda la vida útil del equipo. En cuanto a la mano de obra, está también realizado un detalle con la cantidad de visitas previstas a cada uno de los equipos y en general esta parte de la metodología se mantiene igual como fue presentada originalmente, y aquí está el detalle de cada uno de los ítems contemplados en esa polinómica. Todas las tarifas propuestas, digamos, para este período, están calculadas en base a estas tipologías de equipos, son realizados con la tecnología más actual disponible en este momento en el mercado, con el costo de referencia indicado al final de cada fila, son equipos que cuestan para un usuario residencial desde 6 millones y medio de pesos, 6.516.690 pesos, hasta un equipo a nivel industrial de 277.666.0027 pesos, cabe aclarar que, digamos, el mínimo equipo correspondiente al usuario residencial de un kilowatt contempla el uso de los mismos consumos estándares de una residencia media en cualquier ciudad de nuestra provincia, en heladera, climatización, uso de internet, computadoras, digamos, este equipo le da el mismo estándar de provisión eléctrica, obviamente con un consumo eficiente y responsable, a los usuarios que opten por este sistema. Ya yendo al cálculo de las nuevas tarifas y contemplando la baja en los costos de los componentes en el último año y medio, y esto, digamos, viene con una tendencia muy marcada a nivel mundial, el costo tanto de la tecnología de generación como la tecnología de almacenamiento viene con una caída en los costos muy abrupta, y eso va a hacer que estos sistemas sean cada vez más viables, pero podemos ver, en cuanto al cálculo de tarifas de mantenimiento, reposición y disposición mensual para estos usuarios, que parten de los 21.470 pesos para un usuario de un kilowatt, 25.319,33 pesos para un usuario con un sistema de 1,8 kilowatt, 39.549 pesos para un usuario de 5,05 kilowatt, 183.560 pesos para un usuario de 40

kilowatt, 362.296 pesos para un usuario de 90 kilovatios de potencia, cabe aclarar que estas tarifas son fijas porque la infraestructura puesta a disposición tiene una limitante de generación y autonomía diaria, por lo tanto esa energía está disponible, el usuario consume o no la consume, está disponible de todas maneras. Para los cargos por amortización de los sistemas solares, para un kilowatt 27.153 pesos, 1,8 kilowatt 30.262 pesos, para 5,05 kilowatt 87.233 pesos, para 40 kilowatt 520.462 pesos y para 90 kilowatt 1.156.942 pesos, cargos mensuales sin impuestos. Solo a modo, digamos, de indicativo, y estas tarifas obviamente son indicativas y referenciales, luego cada distribuidora podrá solicitar en caso de adherirse al régimen alguna adecuación en base a las tipologías de sistemas que pueda tener contemplado dentro de su sistema, pero un usuario residencial donde la distribuidora le instale el sistema de generación de un kilowatt está contemplado que el sistema no supere, la tarifa o la factura de ese usuario, no supere los 60 mil pesos más impuestos mensuales. Y por último, hemos establecido una serie de parámetros de control en esta metodología de cálculo, para tener una referencia del costo total de los equipos, en realidad de los principales ítems de la composición de esos equipos, referente a las tarifas establecidas, esto qué significa, que cada distribuidora teniendo el costo de los cinco principales ítems de los equipos, que son los paneles solares, el regulador de carga, el inversor, el banco de baterías y las estructuras, teniendo el costo de esos cinco componentes, que es muy sencillo de conseguir en el mercado, pueden tener un parámetro de control si sus tarifas están más o menos en el orden de lo establecido por la Secretaría y tener esta referencia para poder establecer también sus propias tarifas. Así que hasta acá llega la presentación, entendemos que este sistema puede eficientizar el sistema de distribución, sobre todo en aquellos lugares donde tenemos mucha dispersión de usuarios y donde las líneas eléctricas tradicionales convencionales a veces no son posibles, las inversiones en este tipo de sistemas son cada vez más accesibles, cada vez más posibles, y estamos viendo que las tarifas que vamos estudiando período a período son cada vez menores y eso es un aliciente también para promover este tipo de sistemas en el ámbito de distribución de la provincia, sobre todo para llevar el derecho del acceso a la energía eléctrica en igualdad a todos los usuarios de las regiones que aún no cuentan con el servicio de energía, así que hasta acá mi presentación, quedo a disposición para cualquier duda o consulta que quede hacia el final. Muchas gracias.

JLS: Gracias ingeniero Luis Molinari, le agradezco su ponencia, entiendo de que va a retomar el uso de la palabra Gabriela Gaetano para la ampliación de tema.

GG: Sí, vamos a continuar con los temas que se incorporaron a partir del punto 6 del llamado a Audiencia. Comparto nuevamente...

JLS: Ya estamos resolviendo la parte técnica, no hay problema... va a andar, va a andar, tranquilito que va a andar, recién anduvo, tiene que andar de vuelta. Estaríamos en marcha.

GG: Bárbaro. Bueno, como mencionamos en el marco del punto 6 del llamado a Audiencia, el ERSEP ha, a pedido de EPEC, incorporado unos temas adicionales, que los vamos a tratar en esta oportunidad. El primer tema es la incorporación en el marco del mecanismo del pass-through del traslado de los precios y costos de compra energía eléctrica, potencia, transporte y otros costos asociados, que surgen del mercado eléctrico provincial u otro ámbito de compra y venta de energía y potencia, que cuenten con la aprobación de la autoridad de aplicación provincial. Esta solicitud surge para asegurar el traslado a tarifa del costo de abastecimiento de los distintos marcos de compra de energía y potencia y costos asociados y sus mecanismos, que permiten incorporar la actuación del distribuidor en los mercados de energía renovable, en los mercados de generación distribuida, generación distribuida comunitaria, generación comunitaria virtual y generación no renovable, sea el mercado spot o a término, tanto en la órbita del mercado eléctrico provincial, mencionamos la resolución del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos 31/2025, como en el ámbito nacional, considerando los documentos denominados Lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva, esto orientado principalmente a la descentralización y desregulación, y que fuera comunicado la semana pasada a todo el mercado eléctrico mayorista y sus agentes. También se incorporó como segundo tema adicional unificar tarifas de usuarios especiales T5 en los incisos 2.b y 2.c. Se propone unificar con carácter definitivo los incisos 5.2.b y 5.2.c de la tarifa 5.2 denominado otros usuarios especiales, dentro del cuadro tarifario de EPEC, en un único inciso, el 5.2.b, formalizando el tratamiento tarifario que se viene otorgando al inciso 2.b, desde la resolución general de ERSEP 138/2023, vigente a partir de diciembre del 23, en donde igualamos la tarifa a la del inciso 5.2.c, se recuerda que antes de diciembre los valores del inciso 5.2.b eran superiores a la del inciso 5.2.c, además se unificarán en los cuadros tarifarios los textos explicativos de ambos en un nuevo inciso, como mostramos en el cuadrado que está a la derecha incorporado en la filmina. Adicional a estos temas, se incorpora un pedido de unificación de la tarifa de grandes usuarios del grupo 1 y 2, organismos públicos de salud y educación, a los restantes grandes usuarios del distribuidor, por inexistencia de precio estacional diferenciado. Para aquellos grandes usuarios del distribuidor de demandas mayores a 300 kilowatt denominados GUDIs, que correspondan a organismos públicos de salud y educación, se solicita igualar las condiciones de aplicación del mecanismo del pass-through al utilizado para el resto de los GUDIs, como se procedía antes de la resolución 131/2021 de la Secretaría de Energía, que luego fue modificada por la resolución 204, también de la Secretaría de Energía, esto implica utilizar un mismo factor de simultaneidad e iguales índices de pérdida que los GUDIs generales, debido a que desde la resolución 7/2024 de la Secretaría de Energía se unifican los precios de compra del MEM entre los GUDIs generales y los GUDIs de salud y educación, quedando este segmento de GUDIs de organismos públicos de salud y educación dentro del resto de segmentos de demanda del distribuidor, con lo cual tienen

exactamente los mismos precios de compra que los grandes usuarios mayores a 300, esto se dio a partir del 1º de febrero del año 2024. En esta filmina lo que estamos mostrando es, previo a la resolución mencionada, previo a febrero del 2024, tenían precios diferenciales de compra, por un lado los grandes usuarios del distribuidor, generales, que son los marcados en rojo, en el cuadro de la izquierda, y los marcados en verde son los grandes usuarios del distribuidor, organismos públicos salud y educación, como ven tenía un diferencial de precios importante, por eso era su tratamiento por separado, posteriormente a partir del año 2024 se unifican los precios de compra en el cuadro que estoy mostrando a la derecha, donde tanto los grandes usuarios del distribuidor, GUDIs generales, como los grandes usuarios del distribuidor de organismos públicos salud y educación, se unifica a los mismos precios considerándolos como el resto de los segmentos, con lo cual tienen un mismo precio ambos grupos, esta es la justificación para la solicitud presentada. Por último, un tema que estábamos necesitando incorporar para su análisis en esta Audiencia es la incorporación de la tarifa de banda horaria para usuarios residenciales y usuarios general y de servicios que posean medición inteligente, con el objeto de avanzar en la gestión de demanda, el uso racional de energía, generar señales de precio para un uso más eficiente de la red y permitir al usuario una autogestión, considerando toda la infraestructura, toda la inversión en infraestructura de medición inteligente que tiene EPEC en toda la provincia, se propone incorporar para este grupo de usuarios, que son residenciales y generales de servicios, que poseen medición inteligente, una estructura tarifaria opcional con apertura de precios en las distintas bandas horarias que están definidas en el inciso C de las condiciones adicionales de suministro del cuadro tarifario, les recuerdo que los horarios de pico son de 18 a 23 horas, el horario de base de 23 a 5 de la mañana y los horarios de resto desde las 5 hasta las 18 horas. La medición por banda horaria es una herramienta que va a permitir al usuario conocer su comportamiento de consumo y ajustarlo a las señales de precios que se puedan establecer para los distintos horarios, como se mencionó es una condición necesaria para la implementación que el usuario cuente con medición inteligente. En la filmina siguiente mostramos la distribución geográfica en la provincia de Córdoba de todos los suministros que poseen medición inteligente, están dentro de la ciudad de Córdoba y en el resto del territorio de la provincia, se recuerda que existen 267 mil medidores aproximadamente que tienen medición inteligente y considerando en ellos los telemedidos. Finalmente está la estructura tarifaria propuesta, la que está arriba es la tarifa banda horaria para los usuarios residenciales y la que está abajo tarifa banda horaria para los usuarios general y de servicios, en la primera, en la tarifa banda horaria para residenciales, se unifican los escalones de VAD, los primeros 120 y los siguientes 120, resultando un VAD promedio ponderado para cada uno de los rangos de consumo, y van a ser iguales dentro de sus respectivas bandas horarias. Se propone también una apertura del rango que antes era de 121 a 500 kilowatt/hora, una apertura de 121 a 200 y de 201 a 500 kilowatt/hora, y otra apertura para la que antes era mayor a 700 kilowatt/hora, una desagregación en 701 a 1.400 y

otro rango para los mayores de 1.400 kilowatt/hora, esto es a los fines de distribuir el VAD en rangos de consumos más acotados. En cuanto al MEM, se utiliza los precios por banda horaria que se establecen a través de las resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, que ya tienen precios por banda horaria, en este caso estamos mostrando la estructura de los residenciales nivel 1, pero en el caso de los residenciales nivel 2 y nivel 3 los precios del MEM se van a ver escalonados no por VAD sino por las diferenciales que hay entre los precios del MEM en demanda base y demandas excedentes. Respecto a la segunda tarifa mostrada en el cuadro, que es la tarifa para usuario general y de servicios, se unifican cuatro escalones en un único VAD promedio ponderado, e igual para todas las bandas horarias, en este caso en cuanto al MEM se utilizan precios por bandas horarias establecidos por resolución de la Secretaría de Energía de la Nación y tiene precios muy similares entre las distintas bandas. Con las estructuras acá mostradas, mientras el mercado mayorista no establezca diferencias de precios de compra entre pico, valle y resto, esta tarifa asegura para iguales consumos un monto de factura similar a la que se obtiene o a la que cuentan hoy con la estructura en el cuadro vigente tarifario actual, sin embargo si a nivel nacional se establecen precios más altos en pico, para disminuir el consumo en las horas donde hay una mayor congestión del sistema, y precios más bajos en valle para aprovechar la capacidad ociosa que suele haber en la red en esos horarios, la factura final con esta estructura va a dar incentivos para que los usuarios cambien su comportamiento, por qué, porque se va a pagar menos si se consume más en las horas de valle y se va a pagar más por el consumo que se haga en las horas de pico donde la demanda es más alta. En etapas posteriores, y para mejorar los beneficios de un uso eficiente que hagan los usuarios de la red, a esta estructura que estamos presentando hoy para su aprobación por banda horaria se puede incorporar también diferenciales en los VAD asignados a cada uno de los horarios y también establecer un cargo por potencia que haga más eficiente la utilización de la red. Con esto terminamos de exponer todos los temas que estaban previstos en la Audiencia y agradecemos por la escucha.

JLS: Muchas gracias, muy amable Gabriela, sería muy bueno de que en el marco de todas las exposiciones, hemos visto mucho material, y si fuera factible que lo pasaran por correo para lo que es la composición del informe que va a ser elevado a directorio va a estar muy positivo, entiendo que normalmente lo suelen hacer pero por las dudas lo estamos solicitando, ¿sí? Así que bueno, en ese sentido si hay alguna pregunta estamos atentos. Parece que el silencio dice que no hay pregunta, bueno, en ese caso les quiero agradecer a todos la participación que tuvieron en esta Audiencia Pública del día de hoy, en la que se abordaron y se explayaron los distintos panelistas que tuvieron a cargo las distintas representaciones, ya sea del Ministerio de Servicios Públicos, de la EPEC como así del ERSEP, se profundizó el tema y naturalmente todo lo desarrollado en esta Audiencia Pública será elevado al directorio para su consideración. A todos le agradezco mucho la participación, muy buenos días.

GG: Gracias.

LM: Gracias.