

Córdoba, 18 de febrero de 2025 .-

RESOLUCIÓN GENERAL Nº 014

Y VISTO:

El Expediente Nº 0521-081586/2024, Trámite Nº 175561805914624, Control Interno Nº 11938/2024, en el que obra la Resolución ERSeP Nº 2476/2024, por medio de la cual se instruyó a la Gerencia de Energía Eléctrica a dar inicio al trámite de convocatoria a Audiencia Pública Anual para el Servicio Eléctrico a cargo de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), a los fines de la valoración de la aplicación de la Resolución General ERSeP Nº 01/2024, conforme al procedimiento dispuesto por la Resolución General ERSeP Nº 60/2024.

Y CONSIDERANDO:

voto del Presidente, José Luis Scarlatto, y de los vocales Mariana A. Caserio, Walter Scavino y Mario R. Peralta.

I) Que la Ley Nº 8835 -Carta del Ciudadano- en su artículo 25 inc. h), enumera como competencia del ERSeP, *“Aprobar las modificaciones, revisiones y ajustes de los cuadros tarifarios y precios de los servicios a cargo de los prestadores, de acuerdo con los términos de los títulos habilitantes.”*.

Que concordantemente, el Decreto Nº 797/01, que reglamenta el contexto normativo emergente de la Ley Nº 8837 -Incorporación del Capital Privado al Sector Público-, establece que *“...cuando los prestadores o las organizaciones de los usuarios, o el ERSeP actuando de oficio, consideren que existen cambios en los costos de los servicios de electricidad, ajenos al control de los concesionarios, sea su aumento o disminución, que afecten a alguno de los actores, el Ente iniciará los procedimientos para determinar si dichos cambios deben ser incorporados en las tarifas.”*, y asimismo dispone que, *“...a fin de establecer el aumento o reducción tarifaria correspondiente, la modificación en los costos deberá revestir significación y corresponder a una definida tendencia de aumento o disminución de los insumos afectados, y no a un cambio circunstancial de su valor.”*.

Que en el mismo sentido, el Estatuto Orgánico de EPEC, aprobado por Ley Nº 9087, en su artículo 44 dispone que *“La Empresa pondrá a consideración del*

ERSeP, los precios y tarifas para la energía y demás servicios que suministre o efectúe La Empresa, acompañando los estudios técnicos que reflejan los resultados del cuadro.”, y así también, en su artículo 45 establece que “Los precios y tarifas serán estructurados con sujeción a un criterio técnico-económico que garantice el desarrollo del sistema eléctrico provincial, asegure las mejores tarifas para los usuarios y se procure la mejor calidad de servicio.”.

II) Que en primera instancia, cabe indicar que el artículo 20 de la Ley N° 8835, según modificación introducida por la Ley N° 9318, dispone que la autoridad regulatoria deberá convocar a Audiencia Pública, “...cuando el informe o tratamiento se relacione con la modificación de los cuadros tarifarios de los servicios públicos, en forma previa a su implementación.”.

Que por su parte, en lo específicamente relacionado con la EPEC, la Resolución General ERSeP N° 19/2017, en su artículo 4º, estableció la periodicidad mínima anual en la celebración de Audiencias Públicas, independientemente de la utilización del entonces aplicado mecanismo de ajuste trimestral, siempre que resultara necesaria la actualización de tarifas.

Que en el mismo sentido, la Resolución General ERSeP N° 01/2024, aprobatoria del mecanismo especial para la determinación tarifaria de los servicios públicos bajo regulación y control del ERSeP, abarcativa, entre otros, del Servicio Eléctrico a cargo de la EPEC, en su artículo 2º inc. c) estableció que se realizará una Audiencia Pública anual o en tiempo menor, según el caso, de revisión integral, por tipo de servicio al que se le haya aplicado el mecanismo en cuestión.

Que por lo tanto, la convocatoria a Audiencia Pública en forma previa al dictado de un acto administrativo de carácter general, se hace necesaria a los fines de asegurar la transparencia y la eficiencia en la toma de la respectiva decisión.

Que mediante Resolución General ERSeP N° 60/2024, se puso en vigencia el Reglamento General de Audiencias Públicas y el mismo prescribe el dictado por parte del Ente Regulador, de una resolución por la cual se ordene la convocatoria a Audiencia Pública, haciendo mención del lugar y la fecha de celebración de la misma, lugar o lugares en donde se puede recabar mayor información, el plazo para la presentación de la solicitud de participación de los interesados, pretensiones y pruebas, breve explicación del procedimiento y toda otra información que se estime pertinente.

Que en este entendimiento, el Directorio del ERSeP aprobó la Resolución N° 2856/2024, por la cual se ordenó la convocatoria a Audiencia Pública, la que se celebró con fecha 12 de febrero de 2025, disponiendo los puntos del objeto de la misma y resolviendo la participación de las personas físicas y jurídicas inscriptas respectivamente, en carácter de oyentes o expositores, de acuerdo a la evaluación oportunamente realizada y por corresponder a derecho.

Que así también, en virtud de la solicitud incorporada por la EPEC bajo el Trámite N° 0126669 059 25 525, receptada con fecha 29 de enero de 2025, fue emitida la Resolución ERSeP N° 068/2025, de fecha 04 de febrero de 2025, disponiendo la ampliación del objeto de la Audiencia Pública anteriormente convocada.

Que en consecuencia, en la fecha, hora y lugar establecidos, se llevó a cabo la Audiencia Pública convocada, mediante la modalidad de Audiencia Pública Digital, a través de la plataforma Zoom, conforme lo habilita el Reglamento General de Audiencias Públicas citado supra, con la participación acordada por la resolución referida, labrándose el acta respectiva y, a tenor del orden de expositores previamente autorizado, la citada Audiencia Pública se desarrolló con normalidad, dándose las explicaciones pertinentes de las circunstancias que originaran su requerimiento y efectuándose apreciaciones de carácter general.

Que entonces, corresponde adentrarnos al análisis de los aspectos tratados en la Audiencia Pública, en la que se expusieron los argumentos y justificación de los puntos de su objeto, tanto incorporados por el ERSeP como requeridos por la EPEC, los que serán valorados en adelante y que pretenden cumplir con las formalidades establecidas en la normativa aplicable.

Que por todo ello, a tales puntos, deberá estarse a lo considerado y resuelto en la presente.

III) Que por otra parte, se ha verificado en autos el cumplimiento de los recaudos legales establecidos para el procedimiento de Audiencia Pública, a saber: publicación en el Boletín Oficial de la convocatoria a Audiencia Pública (Resolución ERSeP N° 2856/2024) y la respectiva ampliación de su objeto (Resolución ERSeP N° 0068/2025); solicitudes de inscripción; acta de audiencia; transcripción literal de la misma e informe al Directorio.

IV) Que, producida la Audiencia Pública, se incorporó el correspondiente Informe Técnico Conjunto del Área de Costos y Tarifas y de la Sección Técnica de la Gerencia de Energía Eléctrica del ERSeP, elevando análisis y conclusiones asociadas a los temas objeto de la audiencia celebrada.

Que respecto del primero de los puntos del objeto de la Audiencia Pública llevada a cabo **-Verificación del cumplimiento del tope máximo previsto para los ajustes tarifarios derivados de la implementación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), en lo atinente a las actualizaciones del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondientes al año 2024, y de la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 19/2017 y 01/2024-**, incluido por el ERSeP; el Informe Técnico analiza la situación de la siguiente manera: *“Este aspecto tuvo por finalidad dar cumplimiento a la verificación del tope máximo correspondiente a la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) y a la periodicidad mínima anual en la celebración de Audiencia Pública, según lo establecido en las Resoluciones Generales ERSeP N° 19/2017 y N° 01/2024, en lo relativo a convalidar la aplicación del mecanismo a lo largo del año 2024, el cual no debe superar para el período considerado, las expectativas de inflación que define el Banco Central de la República Argentina a través del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) y/o el Índice de Precios al Consumidor (IPC).”*.

Que entonces, luego detalla: *“...para cada procedimiento de ajuste, las variaciones tarifarias se mantuvieron por debajo del tope aplicable y, a valores promedio globales de la Empresa, por efecto de las sucesivas actualizaciones de mercado consideradas, (...) en el transcurso del mismo año, los ajustes de Valor Agregado de Distribución (VAD) significaron un incremento tarifario acumulado pleno o solicitado del 70,66%, mientras que el incremento acumulado parcial o aplicado fue del 56,89%, la inflación según Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) fue del 118,80%, la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) Nacional ascendió al 117,76% y la del Índice de Precios al Consumidor (IPC) Córdoba trepó al 121,09%.”*.

Que por lo tanto, el Informe Técnico remarca: *“En consecuencia, atento a que los incrementos tarifarios autorizados y aplicados por la EPEC resultaron inferiores a los topes correspondientes, a la vez que se materializó la realización de la Audiencia Pública de fecha 12 de febrero de 2025, pueden darse por cumplidos los requisitos exigidos por las Resoluciones Generales ERSeP N° 19/2017 y N° 01/2024.”*.

Que en lo relativo al segundo de los puntos del objeto de la Audiencia Pública **-Continuidad de la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) y del mecanismo de Pass Through, de conformidad con las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 01/2024, 77/2024 y 97/2024-**, incluido por el ERSeP; respecto de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) el Informe Técnico Conjunto explica que “...la EPEC propone continuar con la aplicación de dicho mecanismo en base a la proyección de costos para el año 2025, lo que permitirá la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) de acuerdo a la evolución de las variables macroeconómicas.”, aclarando que “De este modo, conforme a lo aprobado por las Resoluciones Generales ERSeP N° 77/2024 y N° 97/2024, en lo estrictamente relacionado con los ajustes del Valor Agregado de Distribución, la EPEC podrá determinar sus Cuadros Tarifarios en base a las publicaciones que la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia de Córdoba efectúe respecto de los resultados de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), erigiéndose dicha resultante en límite insoslayable y tope de los incrementos a aplicar, con la sola condición de que los mismos sean publicados por la Empresa con la antelación suficiente en su página web, como también elevados al ERSeP, conjuntamente con sus bases de cálculo, para conocimiento, la intervención de su competencia y la consecuente publicación en su página web oficial.”, resaltando que “...por medio del mecanismo cuya continuidad se analiza, a lo largo del año 2024 la EPEC llevó a cabo y sometió a análisis los ajustes tarifarios expuestos precedentemente, al dar tratamiento al punto 1 del objeto de la Audiencia Pública celebrada el 12 de febrero de 2025.”.

Que luego, el Informe refiere al Mecanismo de Pass Through, recordando que “...acorde a lo ya expuesto en anteriores Audiencias Públicas y plasmado en las respectivas Resoluciones Generales del ERSeP, permitiría el traslado de toda variación de los precios y costos mayoristas, incluidos los que surjan de las ampliaciones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), como también los fondos y demás conceptos relacionados con la compra de energía eléctrica y potencia, cada vez que se produzcan modificaciones, considerando los índices de pérdidas y factores de carga correspondientes.”, a lo cual agrega que “...la Resolución General ERSeP N° 01/2024, en su artículo 3° dispuso que la variación de costos establecidos por fuera de la jurisdicción provincial, se trasladarían a tarifas por medio del mecanismo de Pass Through. En igual sentido, también las Resoluciones Generales ERSeP N° 77/2024 y N° 97/2024, autorizaron la posibilidad de que, ante variaciones de costos de compra mayorista fijados en la órbita

nacional, sea por resolución de la Secretaria de Energía de la Nación, CAMMESA, el ENRE y/o cualquier organismo que los reemplace, a través de la metodología de Pass Through, EPEC calcule los nuevos Cuadros Tarifarios, elevándolos al ERSeP conjuntamente con sus bases de cálculo, para conocimiento, la intervención de su competencia y la consecuente publicación en su página web oficial.”.

Que adicionalmente, el Informe advierte que “...acorde a lo expuesto por la EPEC en la Audiencia Pública celebrada el 12 de febrero de 2025, por medio del mecanismo ahora tratado, en el transcurso del año 2024 se llevaron a cabo y se sometieron a análisis los ajustes tarifarios correspondientes (...), que significaron un incremento promedio global acumulado del 129,85%.”, sin perjuicio de lo cual, estipula luego: “En consecuencia, se entiende que no corresponden mayores consideraciones en cuanto a los mecanismos abarcados por este tópico, atento a que los mismos fueron reglamentados y perfeccionados por las aludidas Resoluciones Generales ERSeP N° 01/2024, N° 77/2024 y N° 97/2024, debiendo solo ratificarse su vigencia y aplicabilidad.”.

*Que en lo atinente al tercer punto objeto de la Audiencia Pública - **Actualización de los ponderadores de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), instrumentada de conformidad con las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 01/2024 y 77/2024, en base a la proyección de costos para el año 2025-**, incluido por el ERSeP; el Informe Técnico indica que “...la EPEC requiere la aprobación de los nuevos valores de los ponderadores “K” intervinientes en la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) instrumentada de conformidad con las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP N° 01/2024 y N° 77/2024, en base a la proyección de costos para el año 2025. Los mismos resultan representativos de la participación de los distintos componentes de costos de prestación del servicio, en base a los cuales se proyectan los Gastos Operativos utilizados para su obtención.”.*

Que en atención a ello, el Informe continúa resaltando: “La proyección de los costos operativos se efectúa tomando como base los costos contables a septiembre de 2024 a precios de diciembre de 2024. Los rubros más relevantes considerados corresponden a: a. Costo de Mano de Obra. b. Materiales y Servicios. c. Impuestos. d. Gastos Financieros y Otros Costos. En línea con ello, los Costos de Mano de Obra fueron proyectados en base a los costos de diciembre de 2024; Gastos de Materiales, Serv. Terceros, Impuestos, Otros Gastos Financieros y Bienes de Capital a valores de diciembre de 2024; y los Gastos Financieros se proyectan para el año 2025 según informes desagregados desde el área de contabilidad de la Prestadora. Por su

parte, para la determinación del ponderador representativo de la deuda financiera se tuvieron en cuenta los intereses por deuda en moneda local relacionados con la tasa BADLAR.”.

Que por lo tanto, ahora el Informe especifica que “...los mencionados ponderadores quedarían definidos de la siguiente forma con su respectivo coeficiente: K_p = participación del Costo de Personal en el total de costos de prestación del servicio, siendo $K_p = 0,3734$. K_m = participación del Costo de Materiales, Servicios, Bienes de Capital y Otros en el total de costos de prestación del servicio, siendo $K_m = 0,6103$. K_f = participación del Costo Financiero en el total de costos de prestación del servicio, siendo $K_f = 0,0163$...”.

Que luego, el mismo Informe avanza del siguiente modo: “...para la actualización mensual se continuarían aplicando los índices IPIM (índice de precios internos mayoristas) y Salario, publicados por INDEC, y la variación en la tasa BADLAR promedio mensual, publicada por el BCRA; (...) con respecto a los índices y variación en la tasa de interés considerada, cabe destacar que el mecanismo en vigencia prevé que, si al momento del cálculo de la Fórmula no se encuentran publicados la totalidad de los mismos, se utilice un promedio simple de las variaciones mensuales de los últimos tres (3) meses disponibles para reemplazar los valores faltantes.”.

Que en consecuencia, el Informe bajo tratamiento prescribe que “...el resultado de la Fórmula de Adecuación Mensual precedentemente tratada, calculada para un determinado período de revisión, arrojaría como resultado un factor total de ajuste de los ingresos por Valor Agregado de Distribución (VAD), que le permitiría continuar a la EPEC corrigiendo sus tarifas de manera de cubrir las variaciones de costos reflejadas por la evolución de los índices considerados. Todo ello en base al procedimiento definido por las Resoluciones Generales ERSeP N° 01/2024, N° 77/2024 y N° 97/2024.”.

Que atento al cuarto de los puntos tratados **-Modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP N° 44/2019 y consecuente actualización de las tarifas de generación distribuida aplicables a la energía inyectada a la red eléctrica pública por parte de los Usuarios Generadores encuadrados bajo las previsiones de la Ley Nacional N° 27424 y de la Ley Provincial N° 10604, de modo de considerar en su determinación, los valores estándares de pérdidas de red evitadas-**, incluido por el ERSeP; el Informe Técnico Conjunto confeccionado por el Área de Costos y Tarifas y por la Sección Técnica de la Gerencia de Energía Eléctrica del ERSeP manifiesta que “En cuanto a esta temática, oportunamente

tratada en el Expediente Nº 0021-063682/2019, en el marco del cual se celebrara la Audiencia Pública de fecha 04 de julio de 2019 y se dictara la Resolución General ERSeP Nº 44/2019, se aprobó el Cuadro Tarifario para Generación Distribuida elevado por la EPEC, al igual que el procedimiento de cálculo y consecuentemente las tarifas y demás incorporaciones, aplicables por las Cooperativas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba a sus Usuarios Generadores de Energía Eléctrica que cumplimenten con los requisitos exigidos por la Ley Nacional Nº 27424, sus modificatorias, complementarias y reglamentación asociada, y por la Ley Provincial Nº 10604 y su reglamentación asociada.”, resaltando luego que “...la misma resolución estableció que las tarifas y demás conceptos en ella abordados, resultarían actualizables cada vez que los precios y/o tarifas tomadas como referencia para su determinación sufran variaciones en virtud de los costos de compra de la energía eléctrica, potencia y/o transporte de las diferentes Distribuidoras involucradas, materializándose en el mismo acto en que se autorice el traslado a tarifas de estos últimos.”.

Que no obstante ello, ahora el Informe reza: “...técnicamente se plantea la necesidad de actualizar el mecanismo de cálculo de las tarifas en cuestión, tomando en consideración que, adicionalmente al Precio Estabilizado de la Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a los Precios Estabilizados del Transporte Nacional a contemplar, las Distribuidoras ven reducidas sus pérdidas acorde al nivel de tensión en que se produce la inyección de energía por parte de los Usuarios Generadores.”, aludiendo luego a los beneficios directos e indirectos que ello provocaría tanto para las Prestatarias del Servicio como para los propios Usuarios Generadores, ya sean individuales o comunitarios.

Que en línea con lo referido, a continuación, especifica que “...la composición de las Tarifas de Generación Distribuida sería la siguiente: - Usuarios Generadores con medición de energía sin bandas horarias: tarifa monómica obtenida de la ponderación de los respectivos Precios Estabilizados de la Energía en el MEM y los Precios Estabilizados del Transporte Nacional, según el segmento del que se trate, más las Pérdidas de Red Evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección. - Usuarios Generadores con medición de energía por bandas horarias (pico, valle y resto): tarifa por cada banda horaria, considerando los respectivos Precios Estabilizados de la Energía en el MEM y los Precios Estabilizados del Transporte Nacional, según el segmento del que se trate, más las Pérdidas de Red Evitadas según el nivel de tensión en que se produzca la inyección.”.

Que por lo tanto, estipula que “...corresponderá indicar a la EPEC que, en la metodología de cálculo de las Tarifas de Generación Distribuida (...), deberá incorporar como reconocimiento, las Pérdidas de Red Evitadas, según el tipo de usuario y nivel de tensión en que se produzca la inyección, conforme (...) a lo especificado en el pertinente Anexo del presente...”.

Que finalmente, en cuanto a esta temática, las áreas técnicas tratan lo concerniente a la fecha de vigencia y a las posteriores actualizaciones de las tarifas en cuestión, indicando que “...corresponde dejar establecido que si bien el cambio metodológico aquí tratado deberá ser implementado por parte de la EPEC en lo atinente a la energía inyectada por los Usuarios Generadores a partir del 01 de marzo de 2025, la posterior actualización de dichas tarifas deberá llevarse a cabo cada vez que los precios y/o demás conceptos tomados como referencia para su determinación sufran variaciones, materializándose su modificación en el mismo acto en que se adecúen sus Cuadros Tarifarios, en el marco del presente procedimiento y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025.”.

Que en atención al quinto de los puntos del objeto de la Audiencia Pública **-Modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP Nº 80/2023 y consecuente actualización de las tarifas destinadas a los Usuarios Dispersos Remotos encuadrados bajo los lineamientos definidos por la Resolución Nº 04/2023 de la entonces Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables dependiente del ex-Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba-**, incluido por el ERSeP; el tema fue expuesto por el Subsecretario de Planificación Energética del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba y, al respecto, manifiesta que “Este tópico, oportunamente tratado en el Expediente Nº 0521-071023/2023, en el marco del cual se celebrara la Audiencia Pública de fecha 04 de julio de 2023 y se dictara la Resolución General ERSeP Nº 80/2023, tiene relación con el procedimiento en cuyo marco se puso a consideración de este Ente la implementación de las tarifas en cuestión, conforme a lo prescripto por la Resolución Nº 04/2023 de la entonces Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables dependiente del ex-Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, por medio de la cual se aprobaron las definiciones técnicas y administrativas sobre Usuarios Dispersos Remotos y su reconocimiento como usuarios del servicio público, de conformidad con su Anexo Único, en el cual se disponen diferentes categorías y subcategorías de tales Usuarios, tanto desde la perspectiva de las características de los

sistemas de generación (en lo relativo a la capacidad de generación y tecnología de las baterías), como del destino de la energía producida (identificando alternativas residenciales y/o comerciales o productivas).”.

Que a continuación, el Informe aborda el planteo actual, aclarando que “...la Secretaría de Planificación Energética dependiente del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, propone dos tipos de cargos para este tipo de tarifa, un Cargo de Mantenimiento, Reposición y Disposición Final (de los equipos), y un Cargo por Amortización de Inversión aplicable en caso de que el equipamiento sea de propiedad de la Distribuidora. Así también refiere a una actualización de la metodología de cálculo, relativa los avances tecnológicos en los últimos dos años, contemplando solo el empleo de baterías de litio (dado que esta tecnología es la más adecuada, eficiente y económica a largo plazo).”.

Que profundizando, en atención al Cargo de Mantenimiento, Reposición y Disposición Final, especifica que “...se compone de un cargo mensual neto (al que se le adicionarán las tasas y los impuestos asociados al servicio).”, el cual “...se determina en base a un cargo fijo equivalente al de las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica por red, adicionado a un costo mensual de aseguramiento de los equipos, y una 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.”, agregando luego que “En cuanto a la mano de obra, se contempla la cantidad de visitas previstas a cada uno de los equipos.”.

Que en cuanto al Cargo por Amortización de Inversión, indica que “...se determina en base al valor de la inversión inicial dividido los 240 meses de vida útil mínima esperada para los equipos.”.

Que el Informe también estipula que “...las tarifas propuestas (...) se calculan en base a los costos de las tipologías de equipos y tecnología más actual disponible.”, y que “...se establecieron una serie de parámetros de control, que en base a los principales ítems que conforman el equipamiento necesario (paneles solares, regulador de carga, inversor, banco de baterías y estructuras), permitirán obtener una referencia de la variación de las tarifas en el tiempo, respecto de la variación del costo real de las instalaciones.”.

Que asimismo, se abordan cuestiones como los destinos de la energía generada por los sistemas involucrados, indicando que “...aunque en la exposición

efectuada en la Audiencia Pública celebrada, se hiciera referencia a tarifas destinadas a alternativas residenciales y/o comerciales o productivas, se interpreta adecuado que se aluda a actividades residenciales y/o generales, puesto que existen o pueden existir usos o finalidades que, sin ser residenciales, tampoco sean comerciales o productivas.”, al igual que a su aplicabilidad, al especificar que “...cuando adicionalmente al Mantenimiento, Reposición y Disposición Final, corresponda a la Distribuidora el Recupero de la Inversión, se facturará la sumatoria de ambos cargos conforme a la potencia de generación, a la vez que, cuando el sistema posea una potencia de generación diferente a las especificadas en el Cuadro Tarifario resultante, los respectivos cargos deberán poder calcularse de manera proporcional, tomando como base los valores correspondientes a la potencia de generación inmediata inferior, siempre que ello no arroje valores mayores a los correspondientes a la potencia de generación inmediata superior, en cuyo caso se aplicarán estos últimos.”, y que, “...en los casos en que un mismo sistema alimente a más de un Usuario, a cada uno se le facturará un importe equivalente al resultante de dividir los cargos correspondientes a la potencia de generación, por la cantidad de puntos de suministro servidos por dicho sistema.”.

Que cerrando el análisis de la temática, las áreas técnicas tratan lo concerniente a la fecha de vigencia y a las posteriores actualizaciones de las tarifas en cuestión, indicando que “...si bien las tarifas aquí expuestas deberán ser implementadas por parte de la EPEC en lo atinente a los servicios prestados a partir del 01 de marzo de 2025, con el objeto de garantizar su correcta actualización, especial consideración podrá efectuarse respecto de esta temática, en oportunidades en que se lleven a cabo recomposiciones tarifarias de los Distribuidores, como también ante toda necesidad específica de revisión de las mismas y/o su diferenciación en virtud de tecnologías, localizaciones u otras cuestiones no previstas, en el marco del presente procedimiento y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025.”.

Que en lo relativo al sexto punto en tratamiento **-Incorporación en el marco del mecanismo Pass Through, del traslado de los precios y costos de compra de la energía eléctrica y potencia, transporte y otros costos asociados, que surjan del Mercado Eléctrico Provincial, u otro ámbito de compra y venta de energía y potencia que cuenten con aprobación de la autoridad de aplicación provincial-**, requerido por la EPEC; el Informe aborda la cuestión planteando que “...esta solicitud pretende asegurar el traslado a tarifa del costo de abastecimiento de los distintos esquemas de compra de energía y potencia y sus mecanismos asociados, permitiendo la

actuación de la Empresa en los mercados de Energía Renovable, Generación Distribuida, Generación Distribuida Comunitaria, Generación Comunitaria Virtual y Generación No Renovable, sea en mercado spot o a término, tanto en la órbita del Mercado Eléctrico Provincial (MEP), creado por Resolución N° 31/2025 del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, al igual que en el ámbito nacional, considerando los Lineamientos para la Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y su adaptación progresiva, orientado a la descentralización y desregulación propiciada por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, a través de las distintas alternativas que la autoridad de aplicación y/o la regulación provincial establezca.”.

Que respecto de tal pretensión, el Informe manifiesta que “...técnicamente se entiende que cabe su consideración bajo el esquema del Mecanismo de Pass Through ya en vigencia y tratado en apartados precedentes del presente informe, aplicable cada vez que corresponda considerar el traslado a tarifas de los costos y/o precios referidos por la EPEC y/o cuando los mismos se vean modificados, considerando también los índices de pérdidas y factores de carga correspondientes, tal lo previsto en las Resoluciones Generales ERSeP N° 01/2024, N° 77/2024 y N° 97/2024, tanto en cuanto a modos y plazos de implementación, como en lo atinente a la necesidad de difusión de los Cuadros Tarifarios resultantes y su elevación al ERSeP conjuntamente con sus bases de cálculo, para conocimiento, la intervención de su competencia y la consecuente publicación en su página web oficial.”.

*Que en cuanto al séptimo punto en tratamiento **-Unificación de Tarifa Usuarios Especiales T5 2.b y c-**, requerido por la EPEC; el Informe expresa que “...la EPEC requiere unificar con carácter definitivo los incisos 5.2.b y 5.2.c de la Tarifa N° 5.2 - Otros Usuarios Especiales, de su Cuadro Tarifario Parcial, bajo un único inciso 5.2.b, dando al mismo el tratamiento tarifario que se viene otorgando al inciso 5.2.b desde el procedimiento que derivara en el dictado de la Resolución General ERSeP N° 138/2023, en vigencia desde el 07 de diciembre de 2023, momento en que se igualaran los cargos tarifarios parciales aplicables a ambas variantes.”, aunque destacando que, “En cambio, en lo relativo al Cuadro Tarifario Pleno, los valores deberán ajustarse a los que actualmente posee el inciso 5.2.c.”.*

Que luego, repasando el texto explicativo con el detalle de lo previsto para la identificación de los Usuarios alcanzados, finalmente el Informe aclara que “...dado que la medida no significará alteración alguna de las tarifas aplicables a los

Usuarios en cuestión y que ello redundará en una simplificación de los Cuadros Tarifarios vigentes, no se encuentran objeciones respecto de su aplicación.”.

Que para el octavo punto en tratamiento **-Unificación de Tarifa Grandes Usuarios del Distribuidor Organismos Públicos de Salud y Educación con restantes Grandes Usuarios del Distribuidor por inexistencia de Precio Estacional diferenciado-**, requerido por la EPEC; el Informe alude a que “...la EPEC requiere igualar los criterios de cálculo de los cargos por demanda de potencia o de sus incidencias, en lo atinente a aquellos Usuarios con demandas iguales o mayores a 300 kW que correspondan a Organismos Públicos de Salud y/o Educación, con los de los demás Usuarios con demandas iguales o mayores a 300 kW, tanto sea en lo relativo a la Tarifa Nº 3 - Grandes Consumos, a la Tarifa Nº 4 - Cooperativas de Electricidad y a la Tarifa Nº 5 - Gobierno Nacional, Provincial, Municipal y Otros Usuarios Especiales.”, agregando que de este modo “...se igualarían las condiciones de aplicación del mecanismo de Pass Through respecto de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) definidos estacionalmente por la Secretaría de Energía de la Nación (o los que los sustituyan o complementen en el futuro) para los Usuarios en cuestión, como se procedía con anterioridad a la vigencia de las Resoluciones Nº 131/2021 y Nº 204/2021 de la mencionada Secretaría, implicando utilizar en todos los casos el mismo factor de simultaneidad e iguales índices de pérdidas.”.

Por lo tanto, luego el mismo Informe confirma que “...dado que no existen razones técnicas ni reglamentarias que respalden la necesidad de mantener el actual modo de traslado de los precios mayoristas a las tarifas del segmento de demanda analizado y que lo pretendido también redundará en una simplificación de los Cuadros Tarifarios vigentes, no se encuentran objeciones respecto de su aplicación.”, respecto de lo cual especifica que: “Paralelamente, esta medida deberá hacerse extensiva a las Cooperativas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba, en virtud de los efectos causados por esta modificación sobre la Tarifa Nº 4 - Cooperativas de Electricidad, de los Cuadros Tarifarios de la EPEC.”.

Que finalmente, en lo concerniente al noveno punto en tratamiento **-Incorporación de Tarifa por Banda Horaria para usuarios Residenciales y General y de Servicios con medición inteligente-**, requerido por la EPEC; el Informe Técnico indica: “...Con el objeto de avanzar en la gestión de la demanda, el uso racional de la energía, generar señales de precio para un uso eficiente de la red y permitir al Usuario la autogestión de su consumo, tomando como base a la inversión en actualización y modernización de la infraestructura de medición efectuada en la Provincia, EPEC propone

incorporar para Usuarios encuadrados bajo la Tarifa Nº 1 - Residencial y bajo la Tarifa Nº 2 - General y de Servicios, que cuenten con medición inteligente, una estructura tarifaria con apertura de precios por bandas horarias según las definidas en el inciso “i” de las Condiciones Adicionales de Suministro del Cuadro Tarifario (horario pico de 18:00 a 23:00 hs., horario valle de 23:00 a 05:00 hs. y horario resto de 05:00 a 18:00 hs.). Conforme a lo expuesto por la prestataria, la facturación por bandas horarias es una herramienta que permitirá al Usuario conocer su comportamiento de consumo y ajustarlo a las señales de precios que se puedan establecer para los distintos horarios. Para ello, resulta condición necesaria que el Usuario cuente con medidor inteligente, que permita desagregar el registro de consumo según las bandas horarias indicadas.”.

Que a continuación el Informe hace referencia a las adecuaciones relativas a los Cargos Fijos y Variables involucrados en las respectivas tarifas, atento a lo cual, especifica: “...desde el punto de vista técnico, no se encuentran objeciones respecto de la implementación de las tarifas por bandas horarias propuestas por la EPEC, en virtud de que las mismas redundan en beneficios para los Usuarios alcanzados, ante la posibilidad de gestionar adecuadamente su demanda en función del horario del día, como también para la propia Distribuidora, puesto que la referida gestión de la demanda de parte de los Usuarios tendrá un efecto positivo sobre el funcionamiento de la red.”, a lo cual agrega: “...abonando lo indicado, debe remarcarse que la diferenciación horaria propuesta para las tarifas alcanzadas, no persigue una modificación de la recaudación global por Valor Agregado de Distribución de cada categoría tarifaria, sino el traslado por Pass Through de los precios mayoristas que ya se encuentran segmentados de manera horaria y que, para los Usuarios sin medición por bandas horarias, llevan actualmente a tener que necesariamente hacer una ponderación para obtener una tarifa monómica.”.

Que luego del pormenorizado análisis efectuado, el Informe Técnico Conjunto concluye que “...de considerarse jurídicamente pertinente; técnica, contable, económicamente se entiende recomendable: 1- CONVALIDAR los ajustes tarifarios derivados de las sucesivas actualizaciones del Valor Agregado de Distribución determinadas conforme a la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), implementados por la EPEC en relación a las variaciones de costos acaecidas a lo largo del año 2024, de conformidad con los informes de inflación publicados oficialmente por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), identificados como “Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)”, el IPC Nacional y el IPC Provincial, dándose por cumplido el requisito de

la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 19/2017 y 01/2024. 2- ESTABLECER que la continuidad de la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) y del mecanismo de Pass Through, que permitan a la EPEC la actualización mensual de su Valor Agregado de Distribución y el traslado a tarifas de las variaciones de sus costos de abastecimiento, respectivamente, deberá ajustarse a las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 01/2024, 77/2024 y 97/2024, resultando el Pass Through abarcativo del traslado de los precios y costos de compra de la energía eléctrica y potencia, transporte y otros costos asociados, que surjan del Mercado Eléctrico Provincial u otro ámbito de compra y venta de energía y potencia que la autoridad de aplicación y/o la regulación provincial establezca. 3- APROBAR la actualización de los ponderadores de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) determinados por la EPEC, conforme a la proyección de costos para el año 2025 y de acuerdo a los valores detallados en el respectivo apartado del análisis. 4- APROBAR la modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP Nº 44/2019 y consecuentemente la actualización de las Tarifas de Generación Distribuida aplicables a partir del 01 de marzo de 2025, en relación a la energía inyectada a la red eléctrica pública por parte de los Usuarios Generadores encuadrados bajo las previsiones de la Ley Nacional Nº 27424 y de la Ley Provincial Nº 10604, considerando la EPEC a tales efectos, los valores de pérdidas de red evitadas indicados en el Anexo Nº 1 del presente Informe Técnico, y dejándose establecido que dichas tarifas deberán ser ajustadas por la propia Empresa, cada vez que los precios y/o demás conceptos intervinientes en su cálculo sufran variaciones, materializándose su modificación en el mismo acto en que se adecúen sus Cuadros Tarifarios, en el marco del procedimiento tramitado en el Expediente Nº 0521-081586/2024 y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025. 5- APROBAR la modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP Nº 80/2023 y consecuentemente la actualización de las tarifas aplicables por la EPEC a partir del 01 de marzo de 2025, a los Usuarios Dispersos Remotos encuadrados bajo los lineamientos definidos por la Resolución Nº 04/2023 de la entonces Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables dependiente del ex-Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, acorde a los valores incorporados como Anexo Nº 2 del presente Informe Técnico y a lo expresando en el respectivo apartado del análisis, dejándose establecido que dichas tarifas podrán ser ajustadas en oportunidades en que se lleven a cabo recomposiciones tarifarias de los Distribuidores, como también ante toda necesidad

específica de revisión de las mismas y/o su diferenciación en virtud de tecnologías, localizaciones u otras cuestiones no previstas, en el marco del procedimiento tramitado en el Expediente Nº 0521-081586/2024 y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025. 6- APROBAR la unificación de los incisos 5.2.b y 5.2.c de la Tarifa Nº 5.2 - Otros Usuarios Especiales, de los Cuadros Tarifarios de la EPEC, conforme a lo indicado en el respectivo apartado del análisis. 7- APROBAR la unificación de las tarifas contempladas en los Cuadros Tarifarios de la EPEC, destinadas a Usuarios del Distribuidor que correspondan a Organismos Públicos de Salud y/o Educación con demanda de potencia igual o mayor a 300 kW, con las destinadas al resto de los Usuarios del Distribuidor con demanda de potencia igual o mayor a 300 kW, en lo relativo a las variantes previstas en la Tarifa Nº 3 - Grandes Consumos, en la Tarifa Nº 4 - Cooperativas de Electricidad y en la Tarifa Nº 5 - Gobierno Nacional, Provincial, Municipal y Otros Usuarios Especiales; haciendo extensiva dicha medida a las Cooperativas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba, en virtud de los efectos causados por esta modificación sobre la referida Tarifa Nº 4. 8- AUTORIZAR la incorporación de las Tarifas por Bandas Horarias aplicables por la EPEC a los Usuarios encuadrados bajo la Tarifa Nº 1 - Residencial y bajo la Tarifa Nº 2 - General y de Servicios, que cuenten con medición inteligente.”.

Que en virtud de lo expuesto, en cuanto a las temáticas abordadas, resulta procedente y ajustado a derecho proceder acorde a lo concluido por el Informe Técnico Conjunto tratado.

V) Que sin perjuicio de lo indicado precedentemente, cabe prever la posibilidad de que, ante la aplicación de cualquier disposición de la propia EPEC, posterior a la aprobación de las tarifas y demás cargos y conceptos analizados precedentemente, cuya implementación resulte favorable a los Usuarios alcanzados, dicha medida se entienda válida y emitida en el marco de las presentes actuaciones, debiendo tal circunstancia ser informada al ERSeP para su conocimiento y adopción de toda acción asociada que pudiera corresponder.

VI) Que atento lo dispuesto por el artículo 1º de la Resolución General ERSeP Nº 01/2001 (modificada por Resolución General ERSeP Nº 06/2004), el Directorio del ERSeP “...dictará Resoluciones Generales en los casos de disposiciones de

alcance general y de aplicación interna y externa, operativas, reglamentarias o interpretativas de la ley de su creación o de los marcos regulatorios de los servicios públicos y concesiones de obra pública bajo su control, como también cuando se tratara de pautas de aplicación general atinentes a su funcionamiento y organización...”.

Voto del vocal Facundo C. Cortés.

Viene a consideración del suscripto el Expediente N° 0521-081586/2024, Trámite N° 175561805914624, Control Interno N° 11938/2024, en el que obra la Resolución ERSeP N° 2476/2024, por medio de la cual se instruyó a la Gerencia de Energía Eléctrica a dar inicio al trámite de convocatoria a Audiencia Pública Anual para el Servicio Eléctrico a cargo de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), a los fines de la valoración de la aplicación de la Resolución General ERSeP N° 01/2024, en el marco del procedimiento dispuesto por la Resolución General ERSeP N° 60/2024.

Que en oportunidad de emitir mi voto en la mencionada resolución general, sostuve que las audiencias públicas constituyen una herramienta de participación idónea que configura la instancia material del debido proceso colectivo en la toma de decisiones con consecuencias generales, por lo tanto considere que los aspectos vinculados con el tema pone en crisis derechos de los usuarios y consumidores emanadas del art. 42 de la C.N, ya que las modificaciones de las tarifas de los servicios públicos deben garantizar la participación y el derecho a ser oído por parte de los usuarios “ex ante” y no “ex post” de la decisión respectiva.

Remitiéndome a la postura asumida en aquella oportunidad, considero que corresponde rechazar la presente convalidación en virtud de que la realización de audiencias públicas posterior a las modificaciones de las tarifas de servicios públicos incurre en una irregularidad y desvío del proceso de autorización de modificación de tarifas en materia de servicios públicos y su no realización con anterioridad a la toma de la decisión, constituye una omisión a un requisito de orden legal y constitucional que no puede ser obviado.

Así voto

Voto del vocal Rodrigo F. Vega

En relación con las presentes actuaciones, específicamente el Expediente N° 0521-081586/2024, Trámite N° 175561805914624, Control Interno N°

11938/2024, en el que obra la Resolución ERSeP N° 2476/2024, por medio de la cual se instruyó a la Gerencia de Energía Eléctrica a dar inicio al trámite de convocatoria a Audiencia Pública Anual para el Servicio Eléctrico a cargo de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), a los fines de la valoración de la aplicación de la Resolución General ERSeP N° 01/2024, en el marco del procedimiento dispuesto por la Resolución General ERSeP N° 60/2024.

Atendiendo a la normativa vigente, corresponde al ERSeP el tratamiento de la cuestión planteada. En este sentido, el artículo 22 de la Ley N° 8835 – Carta del Ciudadano – establece que: "El ERSeP tendrá como cometido la regulación de todos los servicios públicos prestados en el territorio provincial, con excepción de los de carácter nacional y los municipales que no excedan el ámbito de un solo municipio o comuna."

Conforme la solicitud planteada por la prestataria, en lo pertinente al punto de Verificación del cumplimiento del tope máximo previsto para los ajustes tarifarios derivados de la implementación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), en lo atinente a las actualizaciones del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondientes al año 2024, y de la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 19/2017 y 01/2024.

El Área Técnica analiza la situación de la siguiente manera: "Este aspecto tuvo por finalidad dar cumplimiento a la verificación del tope máximo correspondiente a la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) y a la periodicidad mínima anual en la celebración de Audiencia Pública, según lo establecido en las Resoluciones Generales ERSeP N° 19/2017 y N° 01/2024, en lo relativo a convalidar la aplicación del mecanismo a lo largo del año 2024, el cual no debe superar para el período considerado, las expectativas de inflación que define el Banco Central de la República Argentina a través del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) y/o el Índice de Precios al Consumidor (IPC)."

Que entonces, luego detalla: "...para cada procedimiento de ajuste, las variaciones tarifarias se mantuvieron por debajo del tope aplicable y, a valores promedio globales de la Empresa, por efecto de las sucesivas actualizaciones de mercado consideradas, (...) en el transcurso del mismo año, los ajustes de Valor Agregado de Distribución (VAD) significaron un incremento tarifario acumulado pleno o solicitado del 70,66%, mientras que el incremento acumulado parcial o aplicado fue del 56,89%, la

inflación según Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) fue del 118,80%, la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) Nacional ascendió al 117,76% y la del Índice de Precios al Consumidor (IPC) Córdoba trepó al 121,09%.”

Que, por lo tanto, el Informe Técnico remarca: “En consecuencia, atento a que los incrementos tarifarios autorizados y aplicados por la EPEC resultaron inferiores a los topes correspondientes, a la vez que se materializó la realización de la Audiencia Pública de fecha 12 de febrero de 2025, pueden darse por cumplidos los requisitos exigidos por las Resoluciones Generales ERSeP N° 19/2017 y N° 01/2024.”

Si bien valoro el trabajo técnico realizado, me opongo a la convalidación de los ajustes tarifarios derivados de las sucesivas actualizaciones del Valor Agregado de Distribución determinadas conforme a la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), implementados por EPEC en relación a las variaciones de costos acaecidas a lo largo del año 2024, de conformidad con los informes de inflación publicados oficialmente por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), identificados como “Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)”, el IPC Nacional y el IPC Provincial, así como también a la continuidad de la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) que permita a la EPEC la actualización mensual de su Valor Agregado de Distribución y el traslado a tarifas de las variaciones de sus costos de abastecimiento.

En este sentido, es importante subrayar que no solo disiento del mecanismo FAM, sino que también me opongo a cualquier tipo de mecanismo derivado de este, ya que considero que sigue atentando contra las facultades y competencias que la legislación ha conferido al ERSeP. Dichos mecanismos, al operar de forma automática y sin la debida intervención del ente regulador, limitan la capacidad de control y fiscalización, lo que hace que la supervisión y la regulación de los servicios públicos pierdan efectividad y se conviertan en procedimientos ineficaces e insuficientes para garantizar el adecuado equilibrio entre los intereses de los usuarios y los prestadores de los servicios.

Mi postura negativa responde, en primer término, al voto emitido en la las Resoluciones 77/2024 y 97/2024, en las cuales ya señalamos las causales por las cuales este mecanismo y todas las actuaciones derivadas del mismo no cuentan con el respaldo de esta vocalía, principalmente por su tendencia a despojar al ERSeP de sus facultades decisorias y de supervisión. A este respecto, la necesidad de intervención activa y control constante por parte del ente regulador no puede ser reemplazada por un sistema de ajustes automáticos, que no permiten el adecuado análisis de las circunstancias ni el ejercicio pleno de las competencias atribuidas por la ley.

Por todo lo expuesto, mi voto es negativo, ratificando en todos sus términos la postura que ya expresé en las Resoluciones 77/2024 y 97/2024 y reiterando mi disidencia respecto de cualquier medida que derive de la implementación del mecanismo de la Fórmula de Adecuación Mensual.

Asi Voto.

Que por todo ello, normas citadas, el Informe Técnico Conjunto del Área de Costos y Tarifas y de la Sección Técnica de la Gerencia de Energía Eléctrica, y el Dictamen emitido por el Servicio Jurídico de la Gerencia de Energía Eléctrica, en uso de sus atribuciones legales conferidas por los artículos 21 y siguientes de la Ley N° 8835 y, particularmente, por la Ley N° 9087, **el Directorio del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSeP)**; por mayoría (voto del Presidente, José Luis Scarlatto, y de los Vocales Mariana A. Caserio, Walter Scavino y Mario R. Peralta),

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1º: CONVALÍDANSE los ajustes tarifarios derivados de las sucesivas actualizaciones del Valor Agregado de Distribución determinadas conforme a la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM), implementados por la EPEC en relación a las variaciones de costos acaecidas a lo largo del año 2024, de conformidad con los informes de inflación publicados oficialmente por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), identificados como “Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)”, el IPC Nacional y el IPC Provincial, dándose también por cumplido el requisito de la periodicidad anual en la celebración de Audiencia Pública, acorde a lo estipulado por las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 19/2017 y 01/2024.

ARTÍCULO 2º: ESTABLÉCESE que la continuidad de la aplicación de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) y del mecanismo de Pass Through, que permitan a la EPEC la actualización mensual de su Valor Agregado de Distribución y el traslado a tarifas de las variaciones de sus costos de abastecimiento, respectivamente, deberá ajustarse a las previsiones de las Resoluciones Generales ERSeP Nros. 01/2024, 77/2024 y 97/2024, resultando el Pass Through abarcativo del traslado de los precios y costos de compra de la energía eléctrica y potencia, transporte y otros costos asociados, que surjan del Mercado Eléctrico Provincial u otro ámbito de compra y venta de energía y potencia que la autoridad de aplicación y/o la regulación provincial establezca.

ARTÍCULO 3º: APRUÉBASE la actualización de los ponderadores de la Fórmula de Adecuación Mensual (FAM) determinados por la EPEC, conforme a la proyección de costos para el año 2025 y de acuerdo a los valores detallados en el considerando respectivo.

ARTÍCULO 4º: APRUÉBASE la modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP N° 44/2019 y consecuentemente la actualización de las Tarifas de Generación Distribuida aplicables a partir del 01 de marzo de 2025, en relación a la energía inyectada a la red eléctrica pública por parte de los Usuarios Generadores encuadrados bajo las previsiones de la Ley Nacional N° 27424 y de la Ley Provincial N° 10604, considerando la EPEC a tales efectos, los valores de pérdidas de red evitadas indicados en el Anexo N° 1 de la presente, y dejándose establecido que dichas tarifas deberán ser ajustadas por la propia Empresa, cada vez que los precios y/o demás conceptos intervinientes en su cálculo sufran variaciones, materializándose su modificación en el mismo acto en que se adecúen sus Cuadros Tarifarios, en el marco del procedimiento tramitado en el Expediente N° 0521-081586/2024 y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025.

ARTÍCULO 5º: APRUÉBASE la modificación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución General ERSeP N° 80/2023 y consecuentemente la actualización de las tarifas aplicables por la EPEC a partir del 01 de marzo de 2025, a los Usuarios Dispersos Remotos encuadrados bajo los lineamientos definidos por la Resolución N° 04/2023 de la entonces Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables dependiente del ex-Ministerio de Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba, acorde a los valores incorporados como Anexo N° 2 de la presente y a lo expresado en los respectivos considerandos, dejándose establecido que dichas tarifas podrán ser ajustadas en oportunidades en que se lleven a cabo recomposiciones tarifarias de los Distribuidores, como también ante toda necesidad específica de revisión de las mismas y/o su diferenciación en virtud de tecnologías, localizaciones u otras cuestiones no previstas, en el marco del procedimiento tramitado en el Expediente N° 0521-081586/2024 y de la Audiencia Pública celebrada con fecha 12 de febrero de 2025.

ARTÍCULO 6º: APRUÉBASE la unificación de los incisos 5.2.b y 5.2.c de la Tarifa N° 5.2 - Otros Usuarios Especiales, de los Cuadros Tarifarios de la EPEC, conforme a lo indicado en el considerando respectivo.

ARTÍCULO 7º: APRUÉBASE la unificación de las tarifas contempladas en los Cuadros Tarifarios de la EPEC, destinadas a Usuarios del Distribuidor que correspondan a Organismos Públicos de Salud y/o Educación con demanda de potencia igual o mayor a 300 kW, con las destinadas al resto de los Usuarios del Distribuidor con demanda de potencia igual o mayor a 300 kW, en lo relativo a las variantes previstas en la Tarifa N° 3 - Grandes Consumos, en la Tarifa N° 4 - Cooperativas de Electricidad y en la Tarifa N° 5 - Gobierno Nacional, Provincial, Municipal y Otros Usuarios Especiales; haciendo extensiva dicha medida a las Cooperativas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba, en virtud de los efectos causados por esta modificación sobre la referida Tarifa N° 4.

ARTÍCULO 8º: AUTORÍZASE la incorporación de las Tarifas por Bandas Horarias aplicables por la EPEC a los Usuarios encuadrados bajo la Tarifa N° 1 - Residencial y bajo la Tarifa N° 2 - General y de Servicios, que cuenten con medición inteligente.

ARTÍCULO 9º: INDÍCASE a la EPEC que, ante la aplicación de cualquier disposición posterior a la aprobación de las tarifas y demás cargos y conceptos analizados precedentemente, cuya implementación resulte en ajuste favorable a los Usuarios alcanzados, dicha medida se entenderá válida y emitida en el marco de las presentes actuaciones, debiendo tal circunstancia ser informada al ERSeP para su conocimiento y adopción de toda acción asociada que pudiera corresponder.

ARTÍCULO 10º: PROTOCOLÍCESE, hágase saber, dese copia y publíquese en el Boletín Oficial de la Provincia de Córdoba. -