

## INFORME TÉCNICO

Referencia: EX-2024-46720628-APN-SD#ENRE Recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra Resol-2025-303-APN-ENRE#MEC.

### I. ANTECEDENTES

Mediante nota Gal 249/25 del 13 de junio de 2025, identificada como IF-2025-65367584-APN-SD#ENRE, la Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (en adelante EDESUR S.A.) interpone en tiempo y forma Recurso de Reconsideración con Alzada en Subsidio contra la RESOL-2025-303-APN-ENRE#MEC de fecha 29 de abril de 2025, dictada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por considerarla arbitraria, incongruente e inmotivada, en tanto vulnera las previsiones establecidas en el Contrato de Concesión de EDESUR S.A. y, bajo tales alcances, resulta una transgresión del marco jurídico regulatorio vigente.

Adicionalmente, solicita al ENRE que reconsidere su postura y resuelva decretar la nulidad parcial –en la medida del recurso- del acto administrativo, dejándolo sin efecto por existir en el mismo, vicios insalvables y solicita se dicte una nueva resolución acorde al marco legal y regulatorio vigente.

La distribuidora comienza sintetizando tres aspectos que considera esenciales para entender sus desacuerdos y reclamos.

El primer aspecto es la determinación del OPEX. Menciona que si bien la metodología utilizada es correcta, su aplicación no es adecuada, ya que para que la misma resulte efectiva, requiere que el gasto de la empresa se realice en un marco de eficiencia y calidad de prestación, es decir, bajo un entorno de comparación donde el gasto de las empresas es producto de sus decisiones, y no de las restricciones antojadizas impuestas por la autoridad, cuestión que no sucedió por dos cuestiones centrales: una por el desfase en los ingresos de la compañía, producto de la política regulatoria del servicio público y la otra, por utilizar los costos operativos del 2023 como parámetro de eficiencia, lo cual resulta un error conceptual insalvable ya que el mismo estaba afectado por la falta de ingresos para la prestación del servicio. Por lo tanto, EDESUR S.A. considera que estas cuestiones invalidan la metodología.

El segundo aspecto refiere al Factor X, la distribuidora menciona que si bien desde el punto de vista conceptual la formulación resulta adecuada, su expresión numérica resulta una alteración injustificada e inaceptable, dado que las formulaciones que propone el ENRE para la aplicación de un descuento promedio por eficiencia del 5,1% anual acumulativo, considerando el valor final por el método de fronteras estocásticas, con una performance del 81,6%, implicaría que EDESUR S.A. debería operar con una performance superior al 100% para el año 2029, lo cual constituye un contrasentido lógico.

El tercer aspecto cuestionado es el coeficiente de incremento mensual. La distribuidora entiende que hay un error de cálculo en el anexo de la resolución, cuando busca equiparar los flujos producidos en la serie de los ingresos con el total del incremento al

término de cada año le aplica el factor “E” recortando el flujo final, mientras que cuando determina el flujo con el incremento en su cálculo no lo incorpora. Es decir, que la metodología explicitada en el IF-2025-41383541-APN-ARYEE#ENRE para el recupero equivalente del costo propio de distribución tiene un defecto al considerar en el Flujo 1 allí explicitado el ajuste anual por aplicación del factor E y desconsiderarlo en el Flujo 2. El resultado de dicha omisión genera un ajuste mensual del 0,36%, mientras que, si se aplicara según su parecer, el ajuste mensual debería ser del 0,544% a efectos de equiparar el valor actual de ambos flujos.

En base a estos tres aspectos, la compañía realiza ciertos cuestionamientos.

Respecto a la proyección de la estructura de consumo y venta, la distribuidora solicita realizar una nueva estimación de la Potencia contratada para el quinquenio 2025-2029, ya que considera que no se han tenido en cuenta los cambios regulatorios, como la implementación de la Resolución Secretaría de Energía 148/2024, y el contexto macroeconómico, lo cual significaría una reducción de la potencia facturada, cuestión relevante para la compañía en el recupero de su Costo Propio de Distribución.

En relación a la determinación de la remuneración de la base de capital, EDESUR S.A. considera que la tasa WACC es insuficiente, lo cual implicaría consecuencias negativas, con afectación sobre el servicio público y, en cuanto a la base de capital, solicita que se rectifique el informe denominado “EDESUR S.A. Anexo IV – Base de Capital Regulada (IF-2025-41384587-APN-ARYEE#ENRE)” ya que en el punto (i) Inversiones asociadas al Acuerdo de Regularización de Obligaciones, se menciona no haber recibido información al respecto, cuando la distribuidora habría remitido información monetaria por nota GAM 02/25 y física por nota Grids – ND 08-24.

En cuanto a la determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Comercial, EDESUR S.A. sostiene que se deberían rever los costos utilizados como INPUT del modelo de estimación, ya que los mismos han sido condicionados por restricciones tarifarias ajenas a la compañía y no resultan comparables con los costos erogados por el resto de las empresas de la muestra que llevan operando más de 20 años en condiciones de razonable previsibilidad.

La distribuidora explicita que recibió en promedio entre el año 2017 y el año 2022 el 56% de lo que hubiese correspondido, destacando que en el año 2022 con una inflación que alcanzó el 94,8%, solo recibió un único aumento del 8%. Además, en el año 2023 tuvo un aumento con desdoblamiento del mismo por instructivo N° 7/ 2023 del ENRE lo que le ocasionó otro desfasaje limitando la efectividad del mismo. En el año 2024 el OPEX reconocido actualizado a 2025 fue un 21% inferior a la sumatoria de los anexos D, E y F sin depreciaciones ni penalidades de la Contabilidad Regulatoria a diciembre 2024 que actualizado a mayo 2025 llegaría a un 26%.

Dado que la salida del modelo debe ser necesariamente coherente con los datos ingresados, EDESUR S.A. menciona que corresponde adicionar las diferencias de desadaptación en forma expresa como se hizo con el Combate de Pérdidas No Técnicas, y que debería haberse contemplado en la modelización i) la indisponibilidad de cables de Media y Baja Tensión, ii) los controles de periodicidad de lecturas y facturación, iii) el Régimen Sancionatorio por consumo estimado y no por factura y iv) el

Régimen de Seguridad en la Vía Pública respecto a las campañas desarrolladas por el regulador ad hoc.

Adicionalmente a estos desfasajes, menciona que existe un error en el cálculo, dado que los datos de ingreso al modelo ya se encuentran neteados de actividades no reguladas y otros rubros no afectados por el nivel de producción, por lo que el descuento realizado posteriormente en los ingresos resulta un doble descuento impropio.

Adicionalmente, y en relación al cobro del seguro de cobertura de continuidad eléctrica, EDESUR S.A. cuestiona que el regulador está restando a futuro un monto de dinero que el mismo sabe, por su expresa prohibición, que la empresa no puede obtener con lo cual simplemente le resta recursos y, con respecto al Alquiler de Apoyo de Postes, sostiene que la actividad debe ser reconocida y no descontarse de los costos operativos porque está obligada a prestar dicho servicio.

Por otra parte, EDESUR S.A. observa que los valores de VNR Bruto y clientes detallados en la página 12 del IF-2025-41385828-APN-ARYEE#ENRE, resultan no coincidentes con los expresados en informes en los que se determinan los mismos, concluyendo por esto que no se han considerado ni los suministros de "Villas" ni los usuarios T1-AP, por lo que solicita corregir dicha situación.

En particular, sobre la Consideración de la Energía del Acuerdo Marco para el cálculo de la Remuneración Anual Aprobada, EDESUR S.A. sostiene que en distintas partes del cálculo tarifario se observa que en el prorrateo de los costos propios de distribución para su recupero se ha incluido en su cálculo la energía asociada a los asentamientos y villas, mientras que han sido excluidas del cálculo de sus Costos de Operación y Mantenimiento según se observa en el cuadro de la página 12 del IF-2025-41385828-APN-ARYEE#ENRE, donde la suma de los Clientes PD R, PD G, MD y GD excluye a las Villas.

Respecto al reconocimiento del Combate de Pérdidas No Técnicas, la distribuidora hace mención a la existencia de una discrepancia metodológica, fundamentando que se asumió una efectividad lineal cuando se trata de un fenómeno con comportamiento inercial y de saturación, asimilable a una curva de histéresis magnética, resultando el monto asignado por dicho concepto insuficiente para el logro esperado.

Otro cuestionamiento surge respecto al reconocimiento de la Incobrabilidad, calculado únicamente sobre el CPD y no sobre la totalidad de la Tarifa, solicitando el recálculo y adecuación de dicho reconocimiento, salvo que sea interpretación del ENRE que EDESUR S.A. no está obligada a abonar la parte correspondiente a los incobrables de la componente mayorista de la tarifa y sus impuestos asociados.

En referencia al Régimen de Calidad, la empresa cita los puntos 5.5.3.2 "Indicador Individual: facturación estimada" y 4.1.2 "Facturación estimada" del Subanexo IV (IF-2025-43481735-APN-ARYEE#ENRE), donde se detallan las penalizaciones por facturación estimada, que considera que se multa la misma lectura dos veces, una por la propia lectura actual y luego por ser lectura anterior, en la siguiente factura, cuando se trata de la misma acción de terreno/lectura. Es decir que hay un crecimiento exponencial de la penalización. Por lo tanto, solicita al regulador utilizar el criterio que

inspiró el Contrato de Concesión original o modificar la penalización al 30% del VAD de dicha liquidación de servicio público.

En cuanto a la eliminación del punto “Afectación de la prestación del servicio por inversiones en MT o BT destinadas a mejoras de red”, la distribuidora considera que resulta al menos llamativo, por cuanto se trata de una definición totalmente lógica y razonable que va en línea con alentar la realización de obras y su correspondiente conexión a las redes existentes, lo cual genera la necesidad de realizar una interrupción del servicio y que redundará en una mejora en la calidad de este.

Sumando a lo antes mencionado, destaca que la eliminación de este ítem viene con posterioridad a la incorporación de un régimen de control de inversiones a través de la Resolución ENRE N° 543/24, con lo cual resulta contradictorio y falta de razonabilidad incorporar una interrupción programada por inversiones en las redes para mejorar la calidad del servicio, en el cálculo de los indicadores de calidad de servicio y mucho peor sancionar a EDESUR S.A. por realizar nuevas obras que tienen como objetivo la mejora de la prestación del servicio cuando estas son debidamente programadas y avisadas.

Para la distribuidora, resulta arbitraria la incorporación del párrafo en el Subanexo IV, que determina que la exclusión de las interrupciones por eventos climáticos particulares, solo alcanza a redes aéreas y no a las redes subterráneas, cuando ciertos eventos meteorológicos generan inundaciones con sus respectivas consecuencias.

EDESUR S.A. considera improcedente, la aplicación de los factores definidos en el punto 3.2.3 “Factores Semestrales- Indicadores globales” a la tarifa de alumbrado público ya que los usuarios asociados a dicha tarifa no han sido considerados en la determinación del reconocimiento de Costos de Operación y Mantenimiento página 12 del IF -2025-41385828-APN-ARYEE#ENRE.

En cuanto a la aplicación de los Factores Semestrales, donde el factor semestral por partido o comuna resultase menor o igual a 2, se debe multiplicar por la bonificación individual de cada usuario perteneciente a esa jurisdicción, conforme el mecanismo de indicadores individuales, o en cambio, si el factor resultase superior a 2, la parte excedente se debe destinar según el mismo cálculo a la ejecución de obras de mejora de calidad en el partido o comuna correspondiente, la empresa sostiene que este criterio debería sostenerse y fortalecerse, ya que de esta forma se evita destinar en forma excesiva los montos derivados de sanciones por incumplimientos o desviaciones de la senda de calidad que pueden destinarse hacia obras en las redes de distribución y que representa un beneficio tangible y directo para la comunidad.

De este modo, sostienen que se evita una visión meramente punitiva del sistema y se consolida una lógica de reinversión socialmente útil de los fondos sancionatorios, especialmente en aquellos casos donde ya existen obras en curso o planificadas en el ámbito geográfico afectado.

Finalmente, EDESUR S.A. considera que el régimen de calidad planteado termina con la imposición de penalidades de cuantía superlativa, injustificada y desproporcionada respecto a su remuneración recibida y sostiene que las sanciones deben ser morigeradas y buscar una metodología que, si bien priorice el derecho del usuario a ser

resarcido por desvíos en la calidad de servicio, permita sostener e incrementar en el tiempo el flujo de inversiones destinados a la mejora sistemática del servicio público.

Otro punto que la distribuidora solicita es adecuar las tablas del Subanexo II desagregando los valores asociados a los Telemandos. EDESUR S.A. aclara que en la página 26 del Subanexo II IF-2025-42925309-APN-ARYEE#ENRE, la unidad asociada a TMB-MT/BT es cantidad y no MVA, ya que los valores físicos consignados en dicha línea se corresponden expresamente con los informados en el plan de inversiones correspondiente a la propuesta tarifaria.

Según el análisis de la compañía, el Costo de la Energía no Suministrada (CENS) en su valor promedio del período como en su valor pleno, ha aumentado respecto a la aprobada en la Resolución ENRE N° 03/2025; por lo tanto, el impacto final de este nuevo valor del CENS en proporción, es más elevado que los anteriormente vigentes y condiciona a la distribuidora, generando un equilibrio complejo entre los incentivos y las sanciones.

Asimismo, la distribuidora menciona que para poder cumplir con las inversiones necesarias para mejorar la calidad técnica del servicio público (menos interrupciones y menos durabilidad de las mismas) debe contar con fondos suficientes, para lo cual las tarifas deben contemplar la totalidad de sus costos. Es en este punto donde aparecen sus objeciones al marco regulatorio de la Resolución ENRE N° 303/2025, dado que no fija la remuneración adecuada por su actividad regulada, no reconoce debidamente los costos de operación y mantenimiento, tiene desvíos en las señales a aplicarse en el factor de eficiencia y también aplica un régimen que suele llevar en la práctica a un exceso de punición.

La recurrente plantea la ilegalidad de la Resolución recurrida, alegando las circunstancias expresadas y los reconocimientos en la remuneración alejados de cumplir con los parámetros de otorgar una tarifa justa y razonable conforme las premisas definidas por el artículo 41 de la Ley 24.065, sumado a un riguroso y excesivo régimen punitivo sobre las deficiencias en la calidad de servicio.

Adicionalmente, EDESUR S.A. señala que dicha Resolución adolece de severos vicios que provocan la nulidad del acto administrativo en cuestión de la totalidad de los aspectos cuestionados en el presente recurso, entre ellos:

Vicio en la causa, ya que el acto administrativo no se sustenta en antecedentes razonables que justifiquen los alcances de la remuneración fijada, la determinación de los costos de operación y mantenimiento y la sobreexigencia del régimen sancionatorio dispuesto totalmente alejado de la realidad actual del servicio público y prescindente de una relación lógica y razonable entre ingresos y calidad de servicio exigible.

Vicio de objeto, ya que el acto administrativo debe ser cierto y física y jurídicamente posible. En este sentido, EDESUR S.A. considera que la regulación dispuesta por la Resolución ENRE N° 303/2025 para la remuneración de la Distribuidora y reconocimiento de sus costos de operación y mantenimiento resulta largamente distante de aquellas premisas fundamentales de los artículos 40 y 41 de la Ley N° 24.065 en materia tarifaria, y bajo tales alcances, y a diferencia de lo esperable en cuanto a una morigeración del régimen sancionatorio a efectos de reorientar recursos aplicados a

cumplir con el exceso punitivo en la inversión en el servicio, por el contrario se termina manteniendo -y, en su caso, endureciendo también- un esquema de calidad de servicio prácticamente asociado solo a la punición de los desvíos y prescindente del empleo lógico de los recursos para la mejora de la prestación.

Vicio de motivación, por los desvíos y falta de sustento de lo resuelto en la Resolución recurrida.

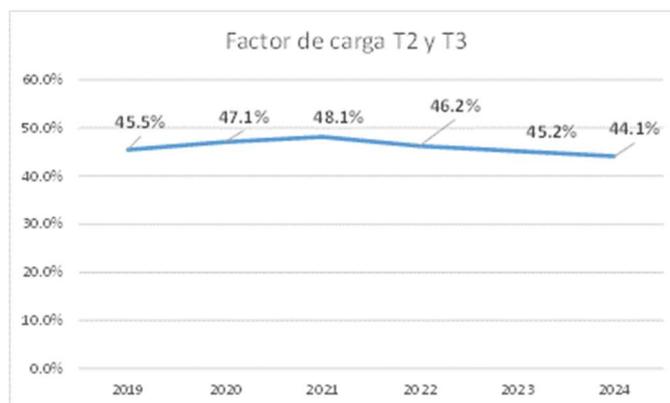
Por último, vicio de finalidad, ya que expresa que hay manifiesta desviación de poder existente en la Resolución recurrida, pues el ENRE aprobó un régimen regulatorio para el próximo quinquenio que la priva de recursos y la expone a un esquema de punición de los desvíos de calidad con exceso en las penas a aplicar, llegándose en consecuencia a la posibilidad cierta en que la calidad de servicio pueda verse afectada por la detracción injusta de recursos y de tal como terminar yendo en contra de la propia finalidad que debería tener la nueva RQT, que no es otra que la mejora del servicio público y de los estándares de calidad existentes luego de más de dos décadas de atrasos tarifarios y deterioro sistemático de las instalaciones y el patrimonio de la Distribuidora.

## II. ANÁLISIS

En primer lugar, cabe señalar que, en cuanto al aspecto formal, el recurso planteado resulta procedente a la luz de la normativa aplicable (Artículos 84 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto N° 1.759/1972. Texto Ordenado en 1991, modificado por el Decreto N° 695/2024) debido a que ha sido interpuesto dentro de los plazos procesales pertinentes.

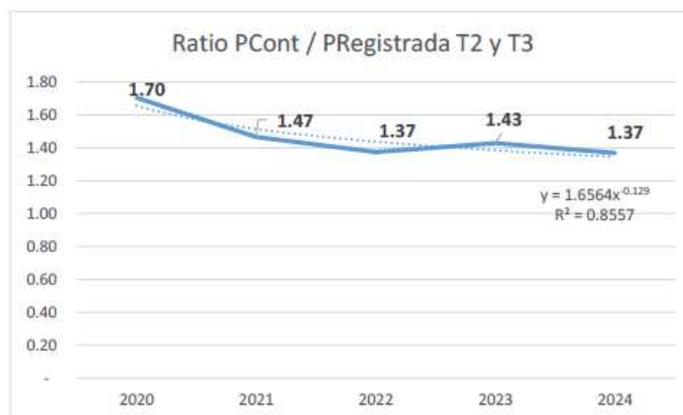
Habiéndose descripto las pretensiones de la recurrente corresponde ahora adentrarse en el análisis de los planteos expuestos.

En lo que respecta a la proyección de la estructura de consumo y venta, la Potencia Contratada puede mantener su nivel y lo que se modifica es la potencia máxima, es decir puede ocurrir un empeoramiento o mejora del factor de carga de los usuarios, algo que se observa como ocurrió entre 2024 respecto de 2023, donde las MD y GD han empeorado su factor de carga pasando en promedio de 45,2% a 44,1% (variación porcentual del 2,3%), mostrando que se mantiene el cambio de tendencia que inicia entre 2021 y 2022.



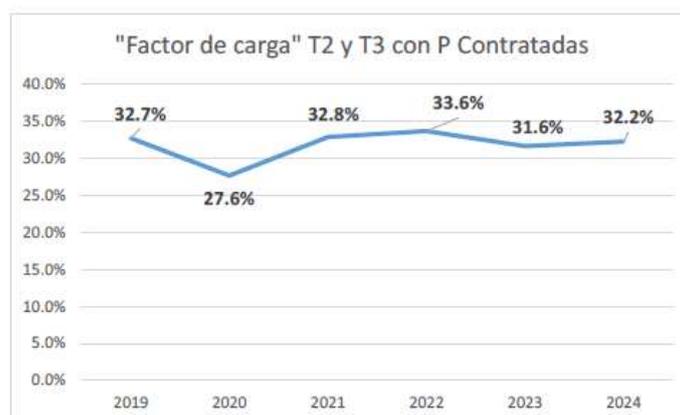
Por lo tanto, puede asumirse que a pesar de que se espere una mejora en la relación entre potencias registradas y potencias contratadas, este empeoramiento del factor de carga podrá significar mantener los niveles absolutos de potencias contratadas.

Por otra parte, si se observan los valores presentados por EDESUR S.A. relativos a la relación histórica entre las potencias contratadas facturadas y las potencias registradas, quitando el año 2019, la caída en la relación presenta una tendencia funcional muy bien ajustada con una función potencial.



La tendencia considerando una función potencial, es un mejor reflejo del comportamiento entre las potencias si se compara con la tendencia lineal planteada por la distribuidora.

Finalmente, si se plantea una especie de "Factor de carga" calculado considerando las potencias contratadas, en vez de las potencias registradas, la evolución en el tiempo es la siguiente:



Como puede observarse, este factor entre 2019 y 2024, con excepción del año 2020, muestra estabilidad, por lo que haber utilizado como driver a la venta de energía para proyectar la potencia contratada facturada, resulta un criterio coherente, razonable y aceptable.

Las respuestas a los cuestionamientos sobre la metodología utilizada para el cálculo de la tasa de rentabilidad fueron presentadas oportunamente en la Resolución RESOL-

2025-238-APN-ENRE en respuesta al recurso de reconsideración específico sobre dicho tema.

En relación a las inversiones asociadas al Acuerdo de Regularización de Obligaciones, de acuerdo a lo indicado por EDESUR S.A., se confirma que fueron informadas y no formaron parte de la base de capital.

En cuanto a la metodología utilizada para la determinación de los costos operativos de la empresa EDESUR S.A. se basaron en el principio que, si otras empresas semejantes incurrir en un determinado costo para prestar el servicio con la calidad requerida, la empresa en estudio también debería poder incurrir en un nivel de costos similar.

Para su estimación se tuvieron en cuenta datos de empresas distribuidoras de electricidad de Argentina, Brasil, Estados Unidos y Perú, limitándose la muestra a aquellas con más de 500.000 clientes de manera que resulten comparables.

En cuanto a la ventana de tiempo, fueron utilizados datos correspondientes al periodo 2016 – 2023. En el caso particular de la distribuidora, se tuvieron en cuenta los costos operativos de ocho años para considerar la historia y no basarse en un año en particular. Estos costos fueron reexpresados en moneda homogénea de diciembre 2023, para su incorporación en el modelo de estimación. La técnica de benchmarking aplicada tiene la capacidad de basar sus resultados en la información que aportan las distintas empresas que forman parte de la muestra, enriquecida por la información propia de la empresa bajo análisis, no quedando condicionado el análisis a un año en particular.

La utilización de los valores de 2023 como referencia de cálculo de los costos a reconocer, se corresponde con la utilización del año base (2023) como punto de partida para la estimación de costos. Siendo que, al momento de la estimación de los costos operativos, el año 2024 aún no había culminado, su incorporación al análisis no resulta válida, como así también debe entenderse que hubiera representado solo una observación más en una muestra bastante amplia.

Tomando los montos del periodo 2016-2023 y reexpresados en moneda de diciembre 2023 siguiendo el procedimiento presentado en el informe relativo a costos de explotación, se puede apreciar que, en términos reales, el costo incurrido en el año 2023 resulta en el segundo más alto de los últimos 8 años.

Por último, los modelos de frontera estocástica utilizan variables explicativas para elaborar las estimaciones de costos a reconocer, por lo que el resultado no depende solamente de los costos totales de la empresa, sino de las variables físicas, cuyos coeficientes resultan significativamente distintos de cero, su relación con los costos y su variación a lo largo del tiempo.

Respecto a las diferencias de desadaptación que EDESUR S.A. sugiere adicionar expresamente como el combate de pérdidas no técnicas, se menciona que tal como fue detallado en el informe de costos de explotación y en las respuestas presentadas en este recurso, la metodología utilizada para la estimación de los costos operativos se basa en la comparación del nivel de gastos de la distribuidora en relación con los valores de empresas comparables. Cabe aclarar que el método aplicado considera la performance promedio de EDESUR S.A. durante el periodo 2016-2023, por lo que el

valor del 81,6% no tiene en cuenta solamente el año 2023 sino que resulta de un cálculo que abarca 8 años, incluyendo los posteriores a la revisión tarifaria pasada que, según lo expuesto por la distribuidora, fue considerada la desadaptación de costos.

Por otro lado, la fórmula aplicada para estimar los costos a reconocer, se basa en la comparación de la performance promedio de EDESUR S.A., con la performance promedio de todas las empresas de la muestra, es decir, no se le exige a la distribuidora que tenga la mejor performance del mercado, sino que se reconoce un desempeño “promedio” del sector, motivo por el cual, en el caso particular de EDESUR S.A. el resultado final arrojó un nivel de costos un 4% por encima de los costos reales del año 2023.

En cuanto a los datos de ingreso al modelo de costos, cabe aclarar que los mismos fueron extraídos de los Estados Contables auditados, para todas las empresas de la muestra. Se utilizó la nota correspondiente a los gastos clasificados por naturaleza para identificar los costos asociados a las áreas de Operación, Comercial y Administración.

Sobre dichos gastos, se excluyeron aquellos que no corresponde su consideración dentro de los costos regulados por analizar, como depreciaciones y amortizaciones, multas y penalidades, Impuestos y otros gastos ajenos al servicio.

En el caso particular del año 2023 para EDESUR S.A, se presenta el detalle de los valores considerados:

**NOTA 5. GASTOS**

(a) Costo de explotación

	<u>2023</u>
Compras de energía	368.170.436
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	47.684.529
Amortización de activos intangibles	-
Remuneraciones y cargas sociales	55.296.657
Honorarios	80.841
Servicios contratados	29.617.121
Provisión para contingencias (Nota 24)	13.552.251
Provisión para desvalorización de materiales y repuestos	-
Servicios de transporte	4.593.961
Impuestos y contribuciones	2.293.496
Insumos	17.990.192
Gastos varios	1.221.968
<b>Total</b>	<b>540.501.452</b>

(b) Gastos de comercialización

	<u>2023</u>
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	5.804.436
Amortización de activos intangibles	14.083
Remuneraciones y cargas sociales	8.497.097
Honorarios	2.907
Servicios contratados	10.547.310
Servicios de transporte	39.491
Impuestos y contribuciones	126
Comisiones bancarias	2.843.138
Insumos	1.108.014
Gastos varios	496.535
<b>Total</b>	<b>29.353.137</b>

## (c) Gastos de administración

	<b>2023</b>
Depreciaciones de propiedad, planta y equipo	2.389.768
Amortización de activos intangibles	2.205.523
Remuneraciones y cargas sociales	13.791.955
Honorarios	986.014
Servicios contratados	4.882.112
Servicios de transporte	286.930
Impuestos y contribuciones	4.897.165
Impuesto sobre débitos y créditos en cuenta corriente bancaria	4.975.154
Comisiones bancarias	103.378
Insumos	139.669
Seguros	646.390
Publicidad y propaganda	366.945
Gastos varios	1.737.180
<b>Total</b>	<b>37.408.183</b>

Gastos considerados	Costos Explotación (Miles de ARS)	Costos Comercialización (Miles de ARS)	Costos Administración (Miles de ARS)
Remuneraciones y Cargas Sociales	55.296.657	8.497.097	13.791.955
Honorarios	80.841	2.907	986.014
Servicios Contratados	29.617.121	10.547.310	4.882.112
Servicios de Transporte	4.593.961	39.491	286.930
Comisiones Bancarias		2.843.138	103.378
Insumos	17.990.192	1.108.014	139.669
Seguros			646.390
Publicidad y Propaganda			366.945
Gastos Varios	1.221.968	496.535	1.737.180
<b>Subtotal</b>	<b>108.800.740</b>	<b>23.534.492</b>	<b>22.940.573</b>
<b>Total</b>			<b>155.275.805</b>

En ningún caso se han eliminado costos vinculados con ingresos no regulados.

Por todo lo expuesto, dentro de los costos utilizados para el modelo no se netearon aquellos costos vinculados a actividades no reguladas, por lo que corresponde que posteriormente se resten del CPD los ingresos correspondientes a estas actividades.

En cuanto a la observación manifestada por EDESUR S.A. respecto a que la información utilizada como VNR Bruto o que la cantidad de clientes difiere de lo expresado como resultado en los informes correspondientes a la determinación de estas, se detalla que los montos obtenidos a partir de la metodología de benchmarking aplicada, son representativos del año 2023, por lo que deben ser ajustados al mercado e infraestructura que tendrá la empresa para cada uno de los años del periodo tarifario. Para ello, se utiliza un impulsor del costo, representativo de cada actividad dentro de la empresa, para evolucionar los costos año a año hasta 2029, a saber:

- Costos de Explotación de Red: Evolucionan según la variación del Valor Nuevo de Reposición (VNR) del correspondiente nivel de tensión.
- Costos Comerciales: Evolucionan acorde a la variación de usuarios.
- Costos Administrativos: se mantienen contantes a lo largo del quinquenio.

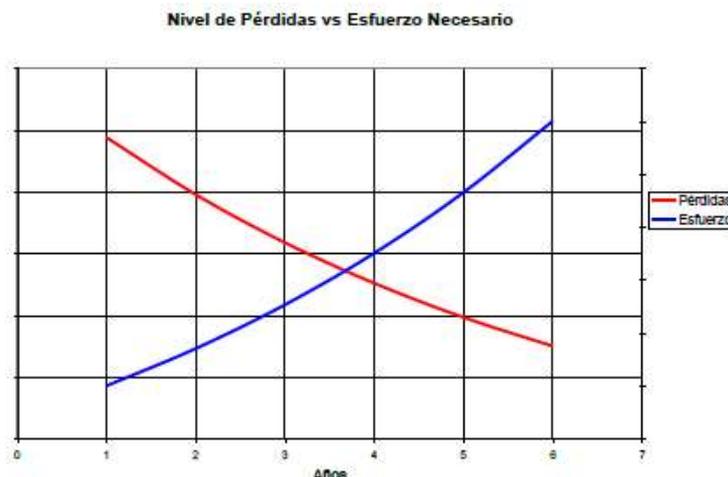
En el caso de los costos de explotación de red, los montos evolucionan en función del VNR al inicio de cada año (o final del año inmediato anterior). En respuesta a lo mencionado por EDESUR S.A., los valores de VNR correspondientes a la columna 2023 de la tabla presentada en la página 12 del IF-2025-41385828-APN-ARYEE#ENRE

corresponden al VNR a diciembre de 2022. Siguiendo el mismo razonamiento, los montos de VNR presentados en la columna 2024 del mencionado cuadro corresponden al VNR a diciembre 2023.

Por otro lado, la variación de los costos comerciales es asociada a la evolución de clientes, tomando como referencia los clientes promedio del año como valor representativo de dicho año. La cantidad de clientes considerada en las categorías AP y Villas resulta poco representativa si se la compara con los clientes residenciales o generales, por lo que su inclusión dentro del cálculo modificaría a la baja la tasa de crecimiento que el impulsor de costos elegido presenta en el estudio.

Un punto a destacar, es que lo importante de los impulsores de los costos, es la tasa de variación anual que presentan a lo largo del tiempo, quedando en segundo lugar lo relativo a sus valores absolutos.

En lo relativo a combate de pérdidas no técnicas, en general los programas de combate que las empresas llevan adelante, determinan el siguiente comportamiento en costos y nivel de pérdidas alcanzado:



El principio que rige este comportamiento de las curvas está basado en lo que normalmente ocurre en la realidad en cuanto a que al comienzo cuando la distribuidora tiene un sin número de irregularidades, resulta más “fácil” la detección y erradicación o control de esas anomalías, pero a medida que las causas mayores o los puntos principales son controlados, lograr mejoras implica redoblar esfuerzos para detectar esos focos problemáticos. Esta situación se acentúa cuando el nivel de pérdidas por mejorar es elevado, siendo este el caso de EDESUR S.A. con más del 11% de pérdidas no técnica respecto de la energía ingresada en su sistema de distribución.

La existencia de zonas conflictivas dentro del área servida por EDESUR S.A. podría alterar el comportamiento natural a la baja del nivel de pérdidas, modificando la reducción, siguiendo una función de saturación inversa. Es por ello que asumir una caída lineal, plantea una “demora” en el tiempo del efecto esperado, tanto en reducción de pérdidas como en conversión de ella en mayor venta. A su vez, desde el punto de vista de los costos, el criterio adoptado de reconocimiento, sitúa a la empresa con un nivel de recursos por encima de lo naturalmente esperado como comportamiento en esfuerzo y por ende en costos.

Respecto al reconocimiento de la incobrabilidad, tal como se especifica en el informe, el reconocimiento de incobrables corresponde a un “monto” estimado equivalente al 1% del CPD anual de la distribuidora. Esta metodología no implica que no se reconozca la componente del costo mayorista, sino que se trata de una forma parametrizada de estimar el costo a ser reconocido. En caso que el cálculo se realizara tomando como referencia la facturación total de la empresa, el porcentaje por aplicar sería menor a 1%.

En cuanto a las consideraciones adicionales sobre los nuevos negocios, no hay un doble descuento de los rubros asociados a actividades no reguladas ya que solo son descontados de los costos operativos. Como ya fue comentado, los costos operativos estimados no se encuentran neteados de los ingresos por actividades no reguladas, sino que responden a los costos informados por la distribuidora en su balance contable.

Respecto de las actividades retiradas de la factura eléctrica, esto no implica que la empresa siga prestando dichos servicios y facturando por ellos.

En cuanto a la metodología aplicada para el ajuste anual de la remuneración aprobada y la incoherencia en la determinación del factor de eficiencia que plantea EDESUR S.A., en la revisión tarifaria del 2016, desde el punto de vista de los costos operativos, se concluyó que la empresa se encontraba desadaptada, sin embargo, se entendió que la situación requería de un sendero a lo largo de los años para lograr que la empresa mejorara un parámetro que influía fuertemente en la jornada efectiva.

La evolución del OPEX en la revisión tarifaria del 2016 consideró mismos drivers que en la actual RQT, pero el punto de partida no fueron costos según performance media del sector (lo que sí se ha hecho en esta RQT), sino que se consideró una situación con un grado de desadaptación que debía irse corrigiendo anualmente debido a ineficiencias en términos del nivel de ausentismo, que tal como se ha indicado más arriba, incidía en la jornada laboral efectiva. La mejora planteada fue la siguiente:

2018	2019	2020	2021
-1.9%	-2.2%	-2.8%	-3.3%

Por lo tanto, los costos aprobados a lo largo del tiempo, en valores absolutos, consideraban ganancias por eficiencias. Por otro lado, al evolucionar los costos (operativos y de capital) en el tiempo a una tasa menos que proporcional respecto de la demanda, en términos unitarios se observaban y esperaban no solamente ganancias por eficiencia sino también por economías de densidad (productividad).

El factor X (o factor estímulo (FE)) planteaba una reducción anual en promedio del 2,3%, lo cual se abría de la siguiente forma por año y por componentes del factor.

Factor	2018	2019	2020	2021
X sin Inversiones	-4.4%	-5.4%	-5.6%	-4.9%
Q	1.7%	1.6%	2.6%	5.3%
X	-2.6%	-3.8%	-3.0%	0.4%

El X sin inversiones no es solo OPEX, sino que considera la variación del CPD sin efecto de las inversiones del año inmediato anterior (costo de capital y OPEX).

Debe entenderse que un “X sin inversiones” como tal no existe, sino que lo que resulta de interés es el Factor E, el cual requiere un desdoblamiento solo con fines de permitir un seguimiento del plan de inversiones y adoptar medidas ante apartamientos. La lectura parcial del “X sin inversiones” y su tasa negativa (promedio del 5,1% anual) es un error, considerando además que en el denominador hay una demanda creciente, la cual sin inversiones no sería factible de atender.

En la revisión tarifaria del 2016, EDESUR S.A. presentó un plan de inversiones que anualmente en promedio representaba un 3,3% respecto de la base bruta de activos (VNR).

MM de ARS de Dic/15							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
VNR Bruto	68,412	70,563	72,649	74,548	76,949	81,154	83,290
Inversiones		2,150	2,087	1,899	2,401	4,205	2,136
Crec. %		3.1%	3.0%	2.6%	3.2%	5.5%	2.6%

El plan permitía, a pesar de la reducción del OPEX (por mejora en el ausentismo) y del crecimiento de la demanda, tener un FE del orden del 2,3% negativo anual.

En la presente RQT, el principal determinante del FE calculado es la existencia de un plan de inversiones el cual representa alrededor de un 2,4% respecto de la base bruta de activos, pero que a su vez tiene la siguiente evolución en el tiempo:

MM de ARS de Dic/23							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
VNR Bruto	4,655,547	4,720,935	4,786,917	4,879,612	5,031,554	5,191,867	5,356,619
Inversiones		65,388	65,983	92,695	151,942	160,313	164,753
Crec. %		1.4%	1.4%	1.9%	3.1%	3.2%	3.2%

Como puede observarse, el plan previsto presenta una tendencia de menos a más, por lo tanto, los mayores réditos la empresa los tendrá en los siguientes ciclos. El costo de capital, que el nivel de inversiones aporta, no logra sostener ni siquiera en valores absolutos el costo de capital inicial aportado por la base de activos de 2023, la cual va cayendo en el tiempo principalmente en su componente de rentabilidad y en segunda medida en depreciación.

Al no exigírsele a los costos operativos ganancias de eficiencia, lo que se observa a nivel de FE es producto solamente de la existencia de economías de densidad con un plan de inversiones con baja representatividad, principalmente entre 2024 y 2026.

Debe entenderse que el FE es un resultado, dado por un flujo de CPD, el cual dividido por la venta de energía, da lugar a las variaciones anuales. Por lo tanto lo que menciona la empresa sobre un “X sin inversiones” del 5,2%, mayor al de la revisión tarifaria del 2016, no es algo que depende de un factor arbitrario, sino que responde a una situación natural dada por las proyecciones de costos de capital, de OPEX y ventas, considerando en el numerador la no participación de inversiones, mientras que en el denominador está presente toda la demanda, tal como se indicó más arriba y por lo que no corresponde hacer una lectura de este factor parcial, sino ver el conjunto (FE).

En lo relativo al reconocimiento de costos, el estudio de benchmarking llevado adelante, tal como lo indica en su comentario EDESUR S.A., determinó que la distribuidora presenta una performance que en promedio se encuentra por encima de la media de la

muestra y es por ello que a la empresa en el año base se le establece un costo un 4% por encima del real, siendo este costo el que luego evoluciona a lo largo del quinquenio con los impulsores de costos indicados en el Informe Técnico de la Resolución recurrida, no habiéndose establecido factor de reducción alguno buscando mejoras en la eficiencia.

En su comentario, EDESUR S.A. presenta un cuadro, resultado de lo aprobado por el ENRE, con la evolución del CPD en valores absolutos con apertura en sus componentes (costo de capital y OPEX) y la evolución del CPD unitario.

Cuadro 1

Concepto		2025	2026	2027	2028	2029
Costo de capital	MM ARS	258,621	256,835	259,675	268,609	277,727
Costos de explotación	MM ARS	188,482	190,478	193,066	195,103	199,221
<b>Total CPD</b>	<b>MM ARS</b>	<b>447,103</b>	<b>447,313</b>	<b>452,741</b>	<b>464,712</b>	<b>476,948</b>

Concepto		2025	2026	2027	2028	2029
CPD total	MM ARS	447,103	447,313	452,741	464,712	476,948
Venta energía	GWh	18,112	18,705	19,336	19,960	20,571
<b>CPD unitario</b>	<b>ARS/kWh</b>	<b>24.69</b>	<b>23.91</b>	<b>23.41</b>	<b>23.28</b>	<b>23.19</b>

Asume que en dicho cuadro no está aplicado el factor estímulo (o sus componentes) y luego plantea el siguiente cuadro donde EDESUR S.A. aplica en forma explícita el FE (o sus componentes).

Cuadro 2

MMS	2025	2026	2027	2028	2029
Costo del Capital	258.621	268.100	281.093	300.642	320.545
Costos de Explotación	188.482	165.009	142.964	121.040	99.408
<b>CPD</b>	<b>447.103</b>	<b>433.109</b>	<b>424.057</b>	<b>421.682</b>	<b>419.953</b>
<b>\$/kWh</b>	<b>24,69</b>	<b>23,15</b>	<b>21,93</b>	<b>21,13</b>	<b>20,41</b>

Este cuadro debe despreciarse ya que los flujos aprobados por el ENRE, tanto en OPEX como en Costo de Capital, para cada año del ciclo tarifario son los del Cuadro 1.

Los CPD unitarios y los resultados a nivel de FE son una consecuencia de los flujos presentes en el Cuadro 1.

		2026	2027	2028	2029
VAD / Energía	ARS/KWh	23.9	23.4	23.3	23.2
Variación año anterior		-3.13%	-2.09%	-0.56%	-0.41%

Si en el 1er año del ciclo tarifario se aplicara la tarifa media (en este caso el CPD unitario) resultante para dicho año, pues bien, al 2do año debería aplicarse el FE que resultó en el estudio (-3,13%), lo cual no implica que la empresa obtendría lo indicado por ella en el cuadro 2 en 2026, sino que el ajuste en la tarifa, si la venta ocurre según lo previsto, le daría los 447.313 MM de ARS (en moneda de Dic/23) de CPD. Lo mismo se hace extensivo a los siguientes años del ciclo.

Por otra parte, dado el esquema de tarifas dispuesto para el quinquenio, considerando gradualidad en los incrementos, pero manteniendo el CPD total aprobado a EDESUR S.A., la consideración y evaluación del FE no aplica como ajuste en la fórmula de actualización del CPD. Como se verá más adelante (respuesta a “error en la determinación del factor mensual”), solo se tomarán en consideración apartamientos que podrán ocurrir en el plan de inversiones, donde variaciones en dicho plan afectan el flujo de CPD reconocido en el quinquenio para la empresa.

Por otra parte, aunque vinculado con el régimen de sanciones (y no con ajustes en el CPD), las componentes FQ del FE, en las distintas etapas de red / negocio, deben ser determinadas en el marco de seguimiento a EDESUR S.A. en el cumplimiento de su plan anual de inversiones y su plan quinquenal.

En cuanto al reclamo de EDESUR S.A. sobre el impacto de la demanda en la eficiencia, se señala que la existencia de economías de densidad es algo normal en empresa maduras como es el caso de EDESUR S.A., fenómeno que se da de manera natural considerando que sus costos de prestar el servicio (costos de capital y costos operativos) crecen menos que proporcionalmente respecto de la demanda por atender.

Por otra parte, y dado el esquema de tarifas dispuesto para el quinquenio, considerando gradualidad en los incrementos, pero manteniendo el CPD total aprobado a EDESUR S.A., la consideración y evaluación del FE no aplica como ajuste en la fórmula de actualización del CPD.

Referido a la progresión de ingresos y el error en la determinación del factor mensual que plantea EDESUR S.A., tal como menciona la distribuidora, el factor de estímulo ya se encuentra incluido dentro del 0,36% de ajuste mensual dado que la metodología utilizada para el cálculo de dicho aumento fue la de flujo de fondos descontados equivalentes, es decir, se igualó el flujo de fondos resultante de la RQT que incluye el Factor E, con el flujo de fondos que surge de aplicar un 3% en mayo 2025 y sucesivos aumentos iguales entre junio 2025 y noviembre 2027.

Debe existir coherencia y consistencia entre el documento IF-2025-41383541-APN-ARYEE#ENRE - METODOLOGÍA RECUPERO EQUIVALENTE DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN (CPD) y el documento IF-2025-42925309-APN-ARYEE#ENRE - SUR Subanexo II “PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO”.

Cabe destacar dos cuestiones, una es que el factor estímulo es un factor que resulta relevante si se inicia un periodo tarifario con la tarifa determinada para el año 1 y la otra es que la necesidad de plantear un esquema tarifario con gradualidad en los incrementos a lo largo del tiempo, hizo que lo relevante pase a ser el flujo de CPD aprobado para el quinquenio, el cual a valor presente debe ser igualado por cualquier esquema alternativo que se proponga implementar (en este caso CPD unitario vigente a abril 2025, incrementado 3% en mayo 2025 y luego incrementos mensuales en términos reales de 0,36% entre jun/25 y nov/27).

Luego de haberse evaluado el mecanismo de actualización que atienda lo requerido por una tarifa en el tiempo (incrementos reales derivados de la gradualidad, efecto precio por cambios en la economía de los índices que buscan preservar el nivel tarifario en

términos reales y apartamientos en el plan de inversiones en relación al plan aprobado en la RQT), se debe considerar lo siguiente:

### Efecto Precio

El propósito del mecanismo de ajuste del CPD es preservar en términos reales el valor de la tarifa a lo largo del tiempo. La variación de precios en la economía, correspondiente al mercado en el que opera la distribuidora, será trasladada, al CPD base aprobado, mediante una polinómica que considera los índices:

- Índice de Precios al Consumidor (IPC), nivel general. Publicado mensualmente por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC)
- Índice de Precios Mayorista (IPIM), nivel general. Publicado mensualmente por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC)

La ponderación de los índices indicados es:

$\alpha_{IPC}$	$\alpha_{IPIM}$
33%	67%

Donde:

$\alpha_{IPC}$ : porcentaje del CPD que se actualiza por IPC.

$\alpha_{IPIM}$ : porcentaje del CPD que se actualiza por IPIM.

La frecuencia de aplicación de la fórmula de actualización del CPD será mensual y, considerando la fecha en que deben mensualmente publicarse los nuevos cuadros tarifarios, dado el mes “n”, se considerarán los índices de precios al mes “n-2”.

Es probable que los índices establecidos evolucionen en el tiempo de manera diferente.

Lo anterior hace necesario que, para lograr un adecuado reflejo de la evolución de los precios en la economía y así permitirle a la empresa mantener el valor del servicio prestado, la componente de la fórmula de actualización que contemple el efecto precio, debe ser calculada considerando los índices acumulados al mes de interés, respecto de aquellos asociados al 1<sup>er</sup> mes de publicación del nuevo cuadro tarifario (mayo 2025).

En fórmulas:

$$FAjP_n = 33\% \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + 67\% \frac{IPIM_{n-2}}{IPIM_0}$$

$FAjP_n$ : factor de ajuste por variación de los precios en la economía, acumulado al mes n

$IPC_{n-2}$ : IPC del mes n-2 respecto del mes n de publicación cuadro tarifario

$IPC_0$ : IPC del mes de marzo de 2025, siendo mayo 2025, el mes base de publicación del 1er cuadro tarifario de la RQT

$IPIM_{n-2}$ : IPIM del mes n-2 respecto del mes n de publicación cuadro tarifario

*IPIM*<sub>0</sub>: IPIM del mes de marzo de 2025, siendo mayo 2025, el mes base de publicación del 1er cuadro tarifario de la RQT

Luego, la actualización de cada componente del CPD, presente en los cargos tarifarios, está dada por la siguiente expresión:

$$CPD_n = CPD_0 \times FAjP_n$$

*CPD*<sub>n</sub>: Componente CPD, al mes n, presente en los cargos tarifarios.

*CPD*<sub>0</sub>: Componente CPD, al mes de mayo 2025, presente en los cargos tarifarios.

### Incremento real – gradualidad

De acuerdo a lo desarrollado en Anexo IF-2025-41383541-APN-ARYEE#ENRE de la RESOL-2025-303-APN-ENRE#MEC, para el CPD determinado para el quinquenio, que en el año 1 significaba un incremento promedio del **15,69%** en las componentes CPD de los cargos tarifarios, se evaluó y estableció un esquema de incrementos mensuales, fijando el CPDU de May/25 a partir del CPDU de EDS en Abr/25, que permitiera mitigar el impacto en tarifa final a los usuarios en el plazo inmediato pero que a la vez, no afecte el CPD proyectado para la empresa en el quinquenio.

Para ello se construyeron dos flujos de ingresos mensuales en el quinquenio y se igualó el valor presente del flujo 2 al valor presente del flujo 1 (la tasa de descuento utilizada es la tasa de rentabilidad aprobada mediante Resolución ENRE N° 238/2025 de **9,99%**, igual a **0,797%** al mensualizarla).

- Flujo 1: CPD unitario calculado para cada año del quinquenio multiplicado por las cantidades mensuales a vender en cada año, según proyección de la demanda.
- Flujo 2: El CPD unitario es calculado mensualmente y multiplica luego la misma venta aplicada para construir el Flujo 1. En relación al CPD unitario, se tiene lo siguiente:

$$CPDU_{may/25} = CPDU_{abr/25} \times (1 + 3,00\%)$$

$$CPDU_n = CPDU_0 \times FAjG_n, \text{ para } n=\text{jun}/25 \text{ a } \text{abr}/30$$

Donde:

$$FAjG_n = \prod_{i=1}^n (1 + \%G_i)$$

*FAjG*<sub>n</sub>: factor de ajuste por incremento real gradual, acumulado al mes n. Donde n=1 es jun/25 y n=59 es abr/30.

*%G*<sub>i</sub>: Incremento establecido para el mes i, donde i=1 es jun/25 e i=59 es abr/30.

$$\text{Si } i \leq 30 \text{ (nov/27)} \rightarrow \%G_i = \mathbf{0,36\%}$$

$$\text{Si } i > 30 \rightarrow \%G_i = 0,00\%$$

Dado el mes, el ajuste en términos reales de cada componente del CPD, presente en los cargos tarifarios, estará dado por la siguiente expresión:

$$CPD_n = CPD_0 \times FAjG_n$$

$CPD_n$ : Componente CPD, al mes n, presente en los cargos tarifarios.

$CPD_0$ : Componente CPD, al mes de mayo 2025, presente en los cargos tarifarios.

#### Fórmula integradora de ajuste precio e incremento gradual

Mensualmente las componentes CPD, presentes en los cargos tarifarios, deben redeterminarse considerando el incremento gradual definido para EDS y el efecto precio.

Tomando en cuenta lo desarrollado en inciso C y en inciso D, en fórmula se tiene lo siguiente:

$$CPD_n = CPD_0 \times FAjG_n \times FAjP_n$$

$CPD_n$ : Componente CPD, al mes n, presente en los cargos tarifarios.

$CPD_0$ : Componente CPD, al mes de mayo 2025, presente en los cargos tarifarios.

$FAjG_n$ : factor de ajuste por incremento real gradual, acumulado al mes n. Donde n=1 es jun/25 y n=59 es abr/30.

$FAjP_n$ : factor de ajuste por variación de los precios en la economía, acumulado al mes n

Dado el  $CPD_0$ , el  $FAjG_n$  lo incrementará en términos reales hasta el mes n, mientras que el  $FAjP_n$  le incorporará el efecto precio acumulado al mes n.

#### Apartamentos en el plan de inversiones de la RQT

La RQT llevada adelante para EDS, presenta el siguiente resultado en sus principales variables:

	Fecha moneda	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Base bruta (a diciembre)	Dic/23	MM ARS	4,786,917	4,879,612	5,031,554	5,191,867	5,356,619
Inversión	Dic/23	MM ARS	65,983	92,695	151,942	160,313	164,753
Base neta (a diciembre)	Dic/23	MM ARS	1,710,034	1,716,796	1,780,640	1,850,302	1,922,249
Costo de capital	Dic/23	MM ARS	258,621	256,835	259,675	268,609	277,727
Costos operativos	Dic/23	MM ARS	192,669	194,771	197,457	200,600	203,836
Otros ingresos	Dic/23	MM ARS	-4,187	-4,293	-4,392	-4,497	-4,615
<b>CPD</b>	<b>Dic/23</b>	<b>MM ARS</b>	<b>447,103</b>	<b>447,313</b>	<b>452,741</b>	<b>464,712</b>	<b>476,948</b>
Venta de energía		GWh	18,112	18,705	19,336	19,960	20,571
CPDU (ARS de Dic/23)	Dic/23	ARS / kWh	24.69	23.91	23.41	23.28	23.19
<b>CPDU (ARS de May/25)</b>	<b>May/25</b>	<b>ARS / kWh</b>	<b>48.20</b>	<b>46.69</b>	<b>45.71</b>	<b>45.46</b>	<b>45.27</b>

Respecto del plan de inversiones, durante el quinquenio, al mismo se le dará seguimiento, debido a que, entre otros motivos, el CPD aprobado para el quinquenio presenta las siguientes características:

- Contiene el plan de inversiones, el cual impacta en el costo de capital y nivel de costos operativos del quinquenio
- El valor presente del flujo de ingresos por CPD determinado en la RQT (expresado en moneda de May/25) se ha igualado con el valor presente de un flujo de ingresos que tiene como punto de partida el CPDU de abril 2025, el cual, en el quinquenio may/25 – abr/30, considera un incremento del 3% en May/25 y un incremento porcentual mensual e igual al 0,36% de Jun/25 a Nov/27 inclusive.

En función de lo anterior, cualquier apartamiento en el cumplimiento del plan de inversiones (ya sea en menos o en más) debe tomarse en cuenta, corrigiendo el CPD determinado en la RQT, para luego igualar los valores presentes de los flujos de CPD (ambos expresados en moneda de May/25).

El seguimiento del plan de inversiones se hará por etapa de la red y/o negocio, habiéndose definido los siguientes impulsores, cuyas cantidades físicas (o montos) forman parte del plan reconocido en la RQT:

Negocio	Sub negocio	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
AT	AT/AT	MVA AT/AT	-	-	300.0	-	-
AT	LAAT	km LAAT	-	0.1	-	-	-
AT	CAAT	km CAAT	-	5.0	24.5	20.2	50.0
TAM	AT/MT	MVA AT/MT	-	-	120.0	205.0	80.0
MT	LAMT	km LAMT	36.7	88.8	78.5	72.8	68.0
MT	CAMT	km CAMT	78.3	189.0	167.0	155.0	145.0
TMB	MT/BT	# CTs	292.0	325.0	400.0	348.0	345.0
BT	LABT	km LABT	42.0	59.0	79.0	63.0	64.0
BT	CABT	km CABT	27.0	37.0	49.0	39.0	40.0
COM	Medidores	# medidores	80,509	65,384	67,962	74,794	83,839
COM	Act. no eléct. y otros	MM ARS de Dic/23	3,706	4,050	3,807	3,807	3,807
ADM y COM	Act. no eléct. y otros	MM ARS de Dic/23	13,919	16,031	18,562	20,433	18,286

Considerando los negocios y subnegocios, se tiene que la infraestructura que se incluye en cada uno de ellos es la siguiente:

AT - AT/AT y TAM: Obra civil y transformadores AT/AT, AT/MT y MT/MT

AT - LAAT: Líneas aéreas AT

AT - CAAT: Cables subterráneos AT

MT - LAMT: Líneas aéreas MT

MT - CAMT: Cables subterráneos MT

TMB - MT/BT: Obra civil y transformadores MT/BT

BT - LABT: Cajas, líneas, postes y acometidas

BT - CABT: Cajas, buzones, cables y acometidas

COM - Medidores: Medidores

ADM y COM - Act. no eléct.: Activo no eléctricos y otros

La evaluación del plan de inversiones ejecutado en el año 1, impacta en el CPD del año 2 al año 5, quedando inalterado el año 1 aprobado en la RQT. El flujo de ingresos por CPD, habiendo corregido el plan de inversiones en el año 1, se constituye en la nueva referencia contra la cual, a valor presente, debe igualarse el flujo de ingresos generado por el CPDU con incremento mensual del 0,36% entre los meses de jun/25 y nov/27. **El ajuste será un cambio de nivel (hacia arriba o hacia abajo) en el CPDU por aplicar en el 1er mes del año 2**, manteniendo hacia adelante el esquema de incrementos predefinidos.

Al finalizar el año 2, ocurrirá nuevamente un control del plan de inversiones ejecutado (en este caso en el año 2), el cual tiene impacto en el CPD del año 3 al año 5 (ahora siendo referencia el flujo de CPD corregido por las inversiones realmente ejecutadas en el año 1). El proceso se repite al finalizar el año 3 (teniendo en cuenta el impacto acumulado de las inversiones ejecutadas en el año 1, año 2 y año 3) y al finalizar el año 4 (teniendo en cuenta el impacto acumulado de las inversiones ejecutadas en el año 1, año 2, año 3 y año 4).

En función de lo anterior, el CPDU correspondiente al 1er mes de los años 2 a 5, considerará una componente adicional de ajuste en términos reales, por apartamientos en el plan de inversiones, antes de su actualización por efecto precio.

Considerando la fórmula presentada en el inciso D, la cual indica lo siguiente:

$$CPDU_n = CPDU_0 \times FAjG_n, \text{ para } n=\text{jun}/25 \text{ a } \text{abr}/30$$

Donde:

$$FAjG_n = \prod_{i=1}^n (1 + \%G_i)$$

$FAjG_n$ : factor de ajuste por incremento real gradual, acumulado al mes n. Donde n=1 es jun/25 y n=59 es abr/30.

$\%G_i$ : Incremento establecido para el mes i, donde i=1 es jun/25 e i=59 es abr/30.

$$\text{Si } i \leq 30 \text{ (nov/27)} \rightarrow \%G_i = \mathbf{0,36\%}$$

$$\text{Si } i > 30 \rightarrow \%G_i = 0,00\%$$

El  $FAjG_n$  se modifica a la siguiente expresión:

$$FAjGPI_n = \prod_{i=1}^n (1 + \%G_i + \%API_i)^1$$

$FAjGPI_n$ : factor de ajuste por incremento real gradual y apartamientos en plan de inversiones, acumulado al mes n. Donde n=1 es jun/25 y n=59 es abr/30.

$\%G_i$ : Incremento establecido para el mes i, donde i=1 es jun/25 e i=59 es abr/30.

Si  $i \leq 30$  (nov/27)  $\rightarrow \%G_i = 0,36\%$

Si  $i > 30 \rightarrow \%G_i = 0,00\%$

$\%API_i$ : Variación porcentual positiva o negativa derivada de apartamientos en la inversión realizada respecto de la presentada en la RQT, donde:

$\%API_i = 0$  para todo i distinto a may/26, may/27, may/28 y may/29

Cuando n sea may/26, el  $\%API_i$  de dicho mes será aquel valor que iguale los flujos 1 y 2 considerando en el flujo 1 las inversiones realizadas en el año 1. Los  $\%API_i$  de may/27, may/28 y may/29 se mantienen en 0.

Cuando n sea may/27, el  $\%API_i$  de dicho mes será aquel valor que iguale los flujos 1 y 2 considerando en el flujo 1 las inversiones realizadas en el año 1 y año 2. Los  $\%API_i$  de may/28 y may/29 se mantienen en 0.

Cuando n sea may/28, el  $\%API_i$  de dicho mes será aquel valor que iguale los flujos 1 y 2 considerando en el flujo 1 las inversiones realizadas en el año 1, año 2 y año 3. El  $\%API_i$  de may/29 se mantiene en 0.

Cuando n sea may/29, el  $\%API_i$  de dicho mes será aquel valor que iguale los flujos 1 y 2 considerando en el flujo 1 las inversiones realizadas en el año 1, año 2, año 3 y año 4.

### Mecanismo de actualización de las componentes del CPD

La fórmula de actualización de las componentes de CPD en los cargos tarifarios del cuadro tarifario de aplicación en cada mes, resulta la siguiente.

---

<sup>1</sup> Dado que el  $\%API$  en los meses de mayo será aquel valor que permita igualar los valores presentes de los flujos 1 y 2, su consideración en la fórmula resulta indiferente. Se ha colocado  $(1 + \%G_i + \%API_i)$ , pero podría haberse puesto  $(1 + \%G_i) \times (1 + \%API_i^*)$ , donde  $\%API_i^*$  es distinto  $\%API_i$ , aunque ambos permiten igualar a valor presente los flujos 1 y 2 del quinquenio, en los meses que se hace evaluación del plan de inversiones.

$$CPD_n = CPD_0 \times FAjGPI_n \times FAjP_n$$

$CPD_n$ : Componente CPD, al mes n, presente en los cargos tarifarios.

$CPD_0$ : Componente CPD, al mes de mayo 2025, presente en los cargos tarifarios.

$FAjG_n$ :

$$FAjGPI_n = \prod_{i=1}^n (1 + \%G_i + \%API_i)$$

$FAjP_n$ :

$$FAjP_n = 33\% \frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} + 67\% \frac{IPIM_{n-2}}{IPIM_0}$$

La tabla siguiente presenta las componentes de los cargos tarifarios, correspondientes a los  $CPD_0$ , para cada una de las categorías tarifarias, a moneda de Mayo/25:

<b>Tarifa 1 - R</b>			
<b>hasta 150</b>	CDFR1	\$/mes	1,150.21
	CDVR1	\$/kWh	11.00
<b>151 a 400</b>	CDFR2	\$/mes	2,414.31
	CDVR2	\$/kWh	11.38
<b>401 a 500</b>	CDFR3	\$/mes	7,902.82
	CDVR3	\$/kWh	19.32
<b>501 a 600</b>	CDFR4	\$/mes	12,887.46
	CDVR4	\$/kWh	22.00
<b>601 a 700</b>	CDFR5	\$/mes	27,864.96
	CDVR5	\$/kWh	30.14
<b>701 a +1400</b>	CDFR6	\$/mes	42,283.31
	CDVR6	\$/kWh	41.19
<b>Tarifa 1 - G</b>			
<b>hasta 800</b>	CDFG1	\$/mes	12,738.10
	CDVG1	\$/kWh	56.74
<b>801 a 2000</b>	CDFG2	\$/mes	12,738.10
	CDVG2	\$/kWh	72.62
<b>Más de 2000</b>	CDFG3	\$/mes	12,738.10
	CDVG3	\$/kWh	77.16
<b>Tarifa 1 - AP</b>			
	CDA	\$/kWh	39.96
<b>Tarifa 2 y Peaje</b>			
	CDFMD	\$/mes	33,830.46
	CDPCMD	\$/kW-mes	12,261.14
<b>Tarifa 3 - BT y Peaje</b>			
	CDFGB	\$/mes	133,979.79
	CDPCGB	\$/kW-mes	9,258.10
<b>Tarifa 3 - MT y Peaje</b>			
	CDFGM	\$/mes	133,979.79
	CDPCGM	\$/kW-mes	4,000.47
<b>Tarifa 3 - AT y Peaje</b>			
	CDFGA	\$/mes	133,979.79
	CDPCGA	\$/kW-mes	1,050.89

Finalmente, en el subanexo II, el inciso E “Parámetros del cuadro tarifario no sujetos a variación”, pasar a ser inciso H.

EDESUR S.A. realiza algunas consideraciones respecto al Régimen de Calidad, la distribuidora menciona que en las penalizaciones por facturación “estimada”, detalladas en el punto 5.5.3.2 “Indicador Individual Facturación estimada” y en el punto 4.1.2 Facturación estimada, del subanexo IV - IF-2025-43481735-APN-ARYEE#ENRE, considera que la misma lectura que se estime para un periodo anterior, luego la utiliza para multar la siguiente factura, aunque la lectura de ese periodo fuera real. Es decir, multa la misma lectura dos veces, una por la propia lectura actual y luego por ser lectura anterior en la siguiente factura, cuando se trata de la misma acción de terreno/lectura.

En tal sentido, solicita utilizar el criterio que inspiró el Contrato de Concesión original (en el cual una factura estimada era aquella que su lectura de ciclo era estimada) o modificar la penalización al 30% del VAD de dicha liquidación de servicio público.

Del Expediente Electrónico EX-2018-58666862- -APN-SD#ENRE surge que mediante NO-2018-60240221-APN-DIRECTORIO#ENRE de fecha 21 de noviembre de 2018,

notificada el día 23, el Ente se pronunció sobre “Primera Lectura Real posterior a una Lectura Estimada”:

De acuerdo a los resultados de los controles realizados desde la Revisión Tarifaria Integral, se ha detectado que -una vez superados los límites del numeral 4.1.2 del Subanexo 4 del Contrato de Concesión- la primera lectura real -posterior a la estimación- no es bonificada con el 30% del monto de las dos liquidaciones asociadas a dicha lectura real.

Al efecto se hace necesario recordar a la Prestadora, el criterio sostenido históricamente por esta Autoridad de Aplicación, en el cual la lectura real posterior a la estimación debe formar parte del “monto de la facturación estimada” al que se refiere el numeral 5.5.3.2. del referido Subanexo 4, toda vez que el punto 4.1.2 del mismo reza que la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales.

Al tratarse de una lectura real, no corresponde que sea considerada a los efectos del límite de estimaciones permitidas, pero no caben dudas que la diferencia entre la lectura real del estado actual y la anterior estimada, ambas del instrumento de medición, efectivamente representan un consumo estimado.

En tal sentido, cabe instruir a la Distribuidora para que proceda a bonificar a los usuarios damnificados en los términos aquí definidos y en un todo de acuerdo con la Nota ENRE N° 127.231.

Mediante Nota digitalizada como IF-2018-64525427-APN-SD#ENRE de fecha 11 de diciembre de 2018, la Distribuidora interpone Recurso de Reconsideración y Jerárquico en Subsidio a la instrucción impartida por el Ente.

Mediante RESFC-2019-238-APN-DIRECTORIO#ENRE de fecha 12 de septiembre de 2019, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD no hizo lugar al referido recurso justificando dicha conclusión en los considerandos de la misma, de los cuales se puede citar:

Que, al respecto, cabe señalar que el Punto 4.1.2 del Subanexo 4 de su Contrato de Concesión establece que “...la facturación debe realizarse en base a LECTURAS REALES...”. Por su parte, el artículo 4, inciso b) del Reglamento de Suministro se expide en igual sentido: “...la facturación debe reflejar lecturas reales...”. Por último, el Punto 5.5.3.2 del Subanexo 4 citado establece una penalidad del TREINTA POR CIENTO (30 %) sobre la totalidad de la facturación estimada.

Que una interpretación armónica de la citada normativa indica que, tal como se afirma en la nota recurrida, la factura que incluye la última lectura como real pero la lectura anterior como estimada debe incluirse dentro de la penalización establecida por el Punto 5.5.3.2 citado, en la medida de que dicha factura no cumple con la obligación de reflejar lecturas reales.

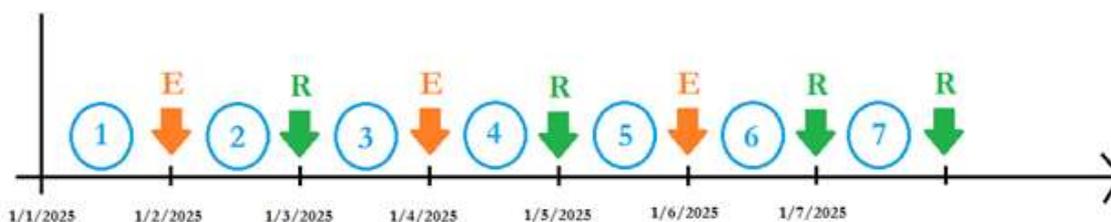
Que ello es así en tanto el Punto 4.1.2 y el artículo 4 inciso b) citados, rezan que la facturación debe realizarse en base a lecturas reales. El uso del plural indica que obligatoriamente tanto la lectura inicial como la final deben ser reales. En el presente caso, sólo la lectura final es real. Por lo tanto, no caben dudas que la diferencia entre la

lectura real del estado actual y la inicial estimada, representa efectivamente un consumo estimado y, por ende, una factura estimada.

Que se debe tener especialmente en cuenta que en esta factura se incluyen los consumos que la Distribuidora no facturó en los períodos correspondientes por su propia decisión, por lo que excluir la misma del cálculo de la sanción aplicable implicaría un perjuicio concreto para el Usuario afectado y un beneficio indebido de su parte.

Que, sin perjuicio de ello, se procede a realizar la explicación de la metodología correspondiente sobre el ejemplo esgrimido por la Prestadora en el Recurso que hoy en día se trata. A dicho ejemplo se le adicionaron las lecturas de junio, julio y agosto, siendo estimada la del mes de junio.

Fecha lectura	Estado Actual	Estado Anterior	Tipo	Penalizable
1/2/2025	100	0	E	NO
1/3/2025	200	100	R	NO
1/4/2025	300	200	E	NO
1/5/2025	400	300	R	NO
1/6/2025	500	400	E	SI
1/7/2025	600	500	R	SI
1/8/2025	700	600	R	NO



Fecha lectura	Estado Actual	Estado Anterior	Tipo Lectura	Consumo	Tipo Consumo	Penalizable
1/2/2025	100	0	E	= 100 (E) – 0 (R)	Estimado	NO
1/3/2025	200	100	R	= 200 (R) – 100 (E)	Estimado	NO
1/4/2025	300	200	E	= 300 (E) – 200 (R)	Estimado	NO
1/5/2025	400	300	R	= 400 (R) – 300 (E)	Estimado	NO
1/6/2025	500	400	E	= 500 (E) – 400 (R)	Estimado	SI
1/7/2025	600	500	R	= 600 (R) – 500 (E)	Estimado	SI
1/8/2025	700	600	R	= 700 (R) – 600 (R)	Real	NO

Lo expresado por EDESUR S.A. en los 4 puntos detallados debajo del cuadro de su ejemplo, concuerda íntegramente con la metodología establecida en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

No obstante, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 4º, inciso b), con la primera lectura posterior a las estimaciones realizadas dentro de tal límite, se debe efectuar la refacturación del consumo habido entre dicha lectura y la última lectura real anterior, prorrateando dicho consumo en función de los períodos de facturación comprendidos entre las dos lecturas reales y facturando los consumos resultantes al valor tarifario vigente en cada período. La Distribuidora debe emitir la Nota de Débito o de Crédito resultante de la diferencia entre las facturaciones realizadas con valores estimados y la refacturación correspondiente.

Otro punto del Régimen de Calidad que EDESUR S.A. menciona llamativo, es la eliminación del punto “Afectación de la Prestación del Servicio por inversiones en MT o BT destinadas a mejoras de calidad de red” ya que aquellas interrupciones, podrán ser excluidas del cómputo de indicadores individuales. Dicha eliminación, viene con posterioridad a la incorporación un régimen de control de inversiones a través de la Resolución ENRE 543/24, con lo cual resulta contradictorio y falta de razonabilidad incorporar una interrupción programada por inversiones en las redes para mejorar la calidad del servicio, en el cálculo de los indicadores de calidad de servicio y mucho peor sancionar a EDESUR S.A. por realizar nuevas obras que tienen como objetivo la mejora de la prestación del servicio cuando estas son debidamente programadas y avisadas.

Con respecto a lo señalado por EDESUR S.A. se indica que, con la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N° 64/2017 (RTI), donde el punto de partida de indicadores globales se corresponde con los años 2014-2015 para llegar a indicadores globales objetivos correspondientes al año 2000-2003 (calidad media de referencia del Acta Acuerdo) y, con el objeto que la Distribuidora adecuara sus redes a los niveles de calidad establecidos, se definieron para el quinquenio (2017-2021), senderos de reducción de los indicadores globales (partidos y/o comunas), senderos de reducción para los indicadores individuales, el factor de CENS para cada semestre e intervalo de interrupción, excluyendo también las interrupciones por inversiones para mejoras en MT-BT (indicadores individuales de calidad y de las bonificaciones).

Con el inicio del proceso de la RQT (2025-2030), el día 2 de agosto de 2024 se notificó a EDESUR S.A. de los Parámetros de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Resolución ENRE 521/2024, donde en el punto 3 Anexo a la Resolución, no se tienen en consideración al tratamiento particular de las interrupciones por inversiones en MT-BT.

Por lo expuesto y contrariamente a lo manifestado por EDESUR S.A., al momento de la notificación del Régimen Sancionatorio por Apartamiento del Plan de Inversiones (Resolución ENRE N° 543/24) ya tenía conocimiento que este Ente, no excluiría dichas interrupciones por inversiones en MT-BT.

Otro punto que cuestiona la Distribuidora del SubAnexo IV es respecto a la exclusión de las interrupciones por eventos climáticos particulares, que solo alcanza a las redes aéreas.

Con relación a lo manifestado por EDESUR S.A., se indica que el día 7 de enero de 2025 se notificó a la Distribuidora de los Parámetros de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica establecidos en la Resolución ENRE 3/2025 (RQT) para el quinquenio 2025-2030 que reemplazó a la Resolución ENRE 521/2024, donde se definió claramente las interrupciones que se contemplan al momento del análisis de los eventos climáticos particulares; sin tener objeción al respecto.

Por otro lado, de la norma surge claramente que los eventos climáticos particulares se consideran tormentas, vientos e inundaciones que no encuadran como caso fortuito o fuerza mayor. Los mismos, tienen mayor incidencia e impacto en las instalaciones aéreas, que son las que están expuestas a estos efectos climáticos.

Las instalaciones mixtas, son consideradas, en el presente punto.

La compañía, considera que resulta improcedente la aplicación de los factores definidos en el punto “3.2.3 Factores Semestrales – Indicadores globales” a la Tarifa de Alumbrado Público ya que menciona que los usuarios asociados a dicha tarifa no han sido considerados en la determinación del reconocimiento de Costos de Operación y Mantenimiento.

Al respecto, corresponde señalar que los costos de explotación aprobados para EDESUR S.A. consideran aquellos relativos a la prestación del servicio para los usuarios de alumbrado público, por lo que sí corresponde que se les aplique los factores definidos en el punto “3.2.3 Factores Semestrales – Indicadores Globales”

Asimismo, es dable destacar que los factores definidos en el punto “3.2.3 Factores Semestrales – Indicadores globales” en el caso de sobre cumplir el sendero objetivo, se reduce la sanción a la distribuidora, y en caso contrario, se incrementa la bonificación a cada usuario acreedor, incluidos los usuarios de Alumbrado Público.

En cuanto a la observación que realiza EDESUR S.A. respecto a considerar la Energía del Acuerdo Marco para el cálculo de la remuneración anual aprobada, como fue antes mencionado, los costos de explotación aprobados para la distribuidora consideran aquellos costos relativos a la prestación del servicio para los usuarios dentro de la categoría Villas.

Respecto a la solicitud de la distribuidora sobre detallar la tabla con cantidades físicas para el seguimiento de inversiones, efectivamente en el Negocio “TMB”, la unidad física con la cual se dará seguimiento al cumplimiento de los planes de inversión, es la cantidad de CTs, debiéndose corregir lo indicado en página 26 del Anexo IF-2025-42925309-APN-ARYEE#ENRE, con la tabla siguiente, en la cual también se incorpora la cantidad de puntos de telemando:

Negocio	Sub negocio	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
AT	AT/AT	MVA AT/AT	-	-	300.0	-	-
AT	LAAT	km LAAT	-	0.1	-	-	-
AT	CAAT	km CAAT	-	5.0	24.5	20.2	50.0
TAM	AT/MT	MVA AT/MT	-	-	120.0	205.0	80.0
MT	LAMT	km LAMT	36.7	88.8	78.5	72.8	68.0
MT	CAMT	km CAMT	78.3	189.0	167.0	155.0	145.0
MT	Telemandos	# puntos	72.0	85.0	106.0	222.0	194.0
TMB	MT/BT	# CTs	292.0	325.0	400.0	348.0	345.0
BT	LABT	km LABT	42.0	59.0	79.0	63.0	64.0
BT	CABT	km CABT	27.0	37.0	49.0	39.0	40.0
COM	Medidores	# medidores	80,509	65,384	67,962	74,794	83,839
COM	Activo no eléctrico y otros	MM de ARS	3,706	4,050	3,807	3,807	3,807
ADM y SCL	Activo no eléctrico y otros	MM de ARS	13,919	16,031	18,562	20,433	18,286

Por último, respecto al punto 3.2.2 INDICADORES GLOBALES, en relación al Subanexo 4 aprobado por la Resolución ENRE N° 303/2025 de fecha 29 de abril de 2025, por un error material, se ha detectado una inconsistencia en el SENDERO del INDICADOR GLOBAL SAIDI de la COMUNA 4 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de acuerdo a lo establecido en el Punto 3.2.2 del citado Subanexo del Contrato de Concesión, corresponde rectificar el INDICADOR GLOBAL SAIDI para la COMUNA 4 a 2,980 para cada uno de los semestres que componen la RQT 2025-2030 (Semestre 58 al 67), de acuerdo a la metodología implementada para el sendero del indicador global SAIFI del partido de la COMUNA 2.

### III. CONCLUSIÓN

En función de lo expuesto, se remite proyecto de resolución: i) rechazando el recurso de reconsideración interpuesto por EDESUR S.A. contra la Resolución ENRE N° 303/2025; ii) reemplazar la Tabla que figura en la página 26 del punto “D) APLICACIÓN DEL FACTOR DE ESTÍMULO” del SUBANEXO II “EDESUR S.A. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO” aprobado por la Resolución N° 303/2025, de fecha 29 de abril de 2025 por la que figura en el Anexo identificado IF-2025-84728038-APN-ARYEE#ENRE; ii) rectificar el INDICADOR GLOBAL SAIDI para la COMUNA 4 con el valor de 2,980 (DOS COMA NOVECIENTOS OCHENTA) para cada uno de los semestres que componen la RQT 2025-2030 (Semestre 58 al 67), de acuerdo a la metodología implementada para el sendero del indicador global SAIFI del partido de la COMUNA 2.

El ENRE es competente y el Interventor se encuentra facultado para el dictado de este acto, en virtud de lo dispuesto en el artículo 161 de la Ley N° 27.742, en el artículo 55 incisos a), d), j) y s) de la Ley N° 24.065 (T.O. 2025), y 19 del Decreto N° 452 de fecha 4 de julio de 2025, en los artículos 4 y 6 del Decreto N° 55 de fecha 16 de diciembre de 2023, en los artículos 5 y 6 del Decreto N° 1023 de fecha 19 de noviembre de 2024, en el artículo 2 del Decreto N° 370 de fecha 30 de mayo de 2025 y en los artículos 2, 3 y 4 de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) N° 330 de fecha 29 de julio de 2025.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Informe gráfico firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** EX-2024-46720628- -APN-SD#ENRE - Informe técnico Respuesta Recurso de reconsideración con  
alzada en subsidio contra Resol-2025-303-APN-ENRE#MEC.

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 28 pagina/s.