

GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO

IN RE: TARIFA PERMANENTE DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CASO NÚM.: NEPR-MI-2020-0001

ASUNTO: Ajuste Acelerado de la Cláusula de Compra de Energía; Actualización de los Factores Trimestrales para el periodo del 1 de agosto de 2025 al 30 de septiembre de 2025.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. **Trasfondo Procesal**

Como parte del proceso de implementación de la Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”), el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) aprobó varias cláusulas de ajuste (*riders*) diseñadas para recuperar los costos asociados al combustible, compra de energía, Contribución en Lugar de Impuestos (“CELI”) y otros subsidios.¹ Estas cláusulas de ajuste son: (1) Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible (“FCA”, por sus siglas en inglés); (2) Cláusula de Ajuste por Compra de Energía (“PPCA”, por sus siglas en inglés); (3) Cláusula de Subsidio de Combustible (“FOS”, por sus siglas en inglés); (4) Cláusula de Ajuste de Costo de la CELI (“CILTA”, por sus siglas en inglés); (5) Cláusula de Subsidio de Interés Social (“SUBA-HH”, por sus siglas en inglés); (6) Cláusula de Demás Subvenciones (“SUBA-NHH”, por sus siglas en inglés) y (7) Cláusula de Eficiencia Energética (“EE”).

Las cláusulas FCA y PPCA contienen una disposición de ajuste acelerado.² La referida disposición establece que, si luego de culminar un ciclo mensual de facturación se determina que los costos reales de compra de energía y de compra de combustible se desviaron de la facturación de la Autoridad por más de veinte millones de dólares (\$20,000,000), la Autoridad puede solicitar que los factores de las cláusulas FCA y PPCA sean recalculados para el resto del periodo trimestral. Además, el Negociado de Energía, bajo las facultades concedidas en su ley orgánica puede recurrir al mecanismo de ajuste acelerado de los factores FCA y PPCA (“Ajuste Acelerado”) *motu proprio*, en beneficio del interés público, e irrespectivamente del monto de la desviación.

El 30 de junio de 2025, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 30 de junio”), mediante la cual aprobó la reconciliación del trimestre anterior y estableció los factores trimestrales para las cláusulas FCA, PPCA y FOS, a estar vigentes del 1 de julio de 2025 al 30 de septiembre de 2025. De igual forma, se establecieron los factores anuales para las cláusulas CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE que entraron en vigor el 1 de julio de 2025.

Debido a la falta de presentación completa y final de la enmienda propuesta para eliminar la estructura de incentivos existente del contrato (“GOMA”)³, por parte de P3 con Genera, el 7 de julio de 2025, el Negociado de Energía determinó que los \$40 millones ya cobrados a los consumidores a través de la Cláusula FCA en el expediente de epígrafe debían ser devueltos a los consumidores (“Resolución de 7 de julio”). Además, el Negociado de Energía dejó sin efecto la directriz emitida el 30 de junio de 2025, requiriendo a LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (conjuntamente, “LUMA”) recobrar \$10 millones mensuales durante los

¹ Resolución Final y Orden, *In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, 10 de enero de 2017 (“Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017”).

² Véase Libro de Tarifas de la Autoridad.

³ Acuerdo de Operación y Mantenimiento (“GOMA”, por sus siglas en inglés) suscrito entre la Autoridad, Genera PR, LLC y la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico (“P3”) el 24 de enero de 2023.



meses de julio, agosto y septiembre relacionado con la enmienda propuesta, para un total de \$30 millones adicionales. No obstante, el Negociado de Energía determinó que LUMA debía retener la cantidad de \$6,081,703.50 identificada por el Negociado de Energía y bajo las mismas condiciones expresadas en la Resolución de 25 de junio como la cantidad de incentivo eligible por concepto de ahorro de combustible para el año de contrato 2024 de Genera.⁴

A esos fines, el Negociado de Energía ordenó a LUMA implementar un ajuste acelerado en el trimestre actual, manteniendo en reserva la cantidad de \$6,081,703.50 para el propósito identificado anteriormente, así como a realizar la reconciliación correspondiente al mes de junio.

Jm
JAB
El 15 de julio de 2025, LUMA presentó un escrito titulado *Motion Submitting FCA and PPCA Accelerated Reconciliation for June 2025 and Recalculated Factors for August and September 2025* ("Moción de 15 de julio"). En su escrito, LUMA informó que para el mes de junio de 2025 hubo un exceso de recaudos por concepto de compra de combustible por la cantidad de \$848,147.66 y una insuficiencia de recaudos por compra de energía por la suma de \$2,179,655.13. Además, LUMA implementó las directrices del Negociado de Energía esbozadas en la Resolución de 7 de julio. Tomando en cuenta lo anterior, LUMA presentó su propuesta de ajuste acelerado para las Cláusulas FCA y PPCA a estar en vigor durante el periodo de 1 de agosto de 2025 al 30 de septiembre de 2025.

SM
El 16 de julio de 2025, el Negociado de Energía acogió la propuesta de ajuste acelerado presentada por LUMA para los meses de agosto y septiembre de 2025 ("Resolución de 16 de julio").

SM
AM
El 22 de julio de 2025, el Negociado de Energía dejó sin efecto el monto aprobado para los costos de interconexión asociados al desarrollo del Tramo 1 de los proyectos de energía renovable ("Tranche 1") para los meses de agosto y septiembre de 2025, para un total de \$16,477,598.66 y ordenó a LUMA modificar el factor PPCA a tales fines ("Resolución de 22 de julio"). La referida determinación se emitió con el propósito de garantizar la disponibilidad de fondos exclusivamente para los proyectos que están curso. De esta forma, se puede transferir inmediatamente a los clientes de LUMA el monto por tal concepto. El Negociado de Energía subrayó que, cuando los proyectos restantes del Tranche 1 estén en marcha, se autorizará recuperar sus costos de interconexión del consumidor a través de la Cláusula PPCA. El Negociado de Energía concedió a LUMA cinco (5) días para que presentara una nueva propuesta del factor PPCA de conformidad con la Resolución de 22 de julio. De igual forma, se ordenó a LUMA excluir de sus futuras propuestas de factores trimestrales, comenzando con la propuesta de factores a entrar en vigor el 1 de octubre de 2025, cualquier cantidad relacionada a costos de interconexión de estos proyectos, hasta nueva instrucción.

El 24 de julio de 2025, LUMA presentó un escrito titulado *Motion Submitting PPCA Recalculated Factor for August and September 2025* ("Moción de 24 de julio"), mediante la cual LUMA implementó la directriz del Negociado de Energía de acreditar al consumidor la suma de \$16,477,598.66 por concepto de los costos de interconexión asociados al Tranche 1 para los meses de agosto y septiembre de 2025.

II. Análisis de ajuste acelerado presentado por LUMA

De acuerdo con los documentos presentados por LUMA junto a la Moción de 24 de julio, en cumplimiento con la Resolución de 22 de julio, LUMA incorporó la devolución de los \$16,477,598.66 a ser recuperados durante los meses de agosto y septiembre de 2025 por concepto de costos de interconexión del Tranche 1.

A esos fines, el Negociado de Energía **DETERMINA** que es razonable y prudente modificar el factor PPCA para los meses de agosto y septiembre de 2025. De esta manera se puede transferir inmediatamente a los clientes de LUMA la reducción de costos reales por concepto de compra de energía.

⁴ In re: Informe de incentivos y Penalidades de Genera PR LLC año fiscal 2024, caso núm. NEPR-MI-2025-0002, Resolución y Orden, Attachment A, 25 de junio de 2025 ("Resolución de 25 de junio").

El Negociado de Energía **ACOGE** la propuesta de ajuste acelerado presentada por LUMA para los meses de agosto y septiembre de 2025 y aprueba el factor propuesto por LUMA para la Cláusula PPCA, a estar vigente durante el periodo de 1 de agosto de 2025 al 30 de septiembre de 2025.

Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)	Fechas de Efectividad
PPCA	0.041660	1 de agosto de 2025 – 30 de septiembre de 2025

La Tabla 1 contiene una comparación entre los factores del trimestre anterior (abril a junio de 2025) y los factores aprobados de forma acelerada mediante la Resolución de 16 de julio (factor FCA) y mediante la presente Resolución y Orden (factor PPCA). La Tabla 2 contiene el impacto que tienen los factores aprobados en la factura de un cliente residencial no subsidiado con un consumo mensual de 800 kWh, en comparación con los factores aprobados durante el periodo anterior.

Tabla 1. Diferencia entre los factores vigentes y los factores aprobados

Cláusula de Ajuste	Factor Vigente (\$/kWh)	Factor Aprobado (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)
FCA	0.129224	0.102718	-0.026506
PPCA	0.051967	0.041660	-0.010307
		TOTAL	-0.036813

Tabla 2. Impacto en la factura de un cliente residencial no subsidiado con consumo de 800 kWh

Tarifa	Consumo (kWh)	abril 2025 – junio 2025		agosto 2025 – septiembre 2025		Diferencia		
		Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	%
GRS Residencial	800	\$203.92	\$0.25490	\$176.51	0.22064	-27.41	-\$0.03426	-13.4%

III. Conclusión

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA a implementar el factor PPCA antes reseñado, comenzando el 1 de agosto de 2025.

Examinados los argumentos de LUMA esbozados en su Moción de 24 de julio, el Negociado de Energía **CONCEDE** designación y trato confidencial a los archivos en formato Excel presentados de manera confidencial junto a la referida moción. El Negociado de Energía **TOMA CONOCIMIENTO** de que LUMA también presentó una versión pública de los documentos presentados de manera confidencial. La versión pública incluye toda la información y datos contenidos en los documentos confidenciales, sin fórmulas ni referencias.

Según establecido en la Resolución de 30 de junio, LUMA deberá presentar, **en o antes de las 12:00 p.m. del 15 de septiembre de 2025**, los factores trimestrales propuestos para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de octubre de 2025, incluyendo las reconciliaciones correspondientes. Esto incluye los \$10 millones correspondientes al mes de julio relacionados a la enmienda propuesta al GOMA. Dicha cantidad será devuelta a los abonados. De igual forma, deberá presentar, en o antes de las **12:00 p.m. de 31 de mayo de**

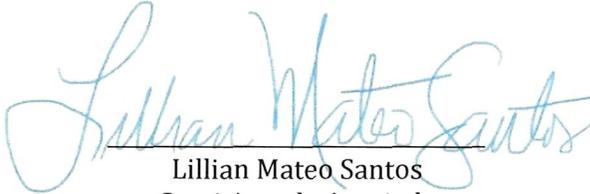


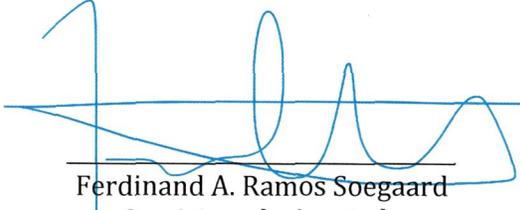
2026, los factores anuales propuestos para las cláusulas CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE que entrarán en vigor el 1 de julio de 2026, incluyendo las reconciliaciones propuestas para el periodo de 1 de mayo de 2025 a 30 de abril de 2026.

El Negociado de Energía **REITERA** que **no se concederán prórrogas** para la presentación de la propuesta de factores debido a la necesidad de este foro de contar con tiempo suficiente para realizar un análisis cuidadoso y exhaustivo de los factores propuestos y emitir una resolución fundamentada. A diferencia de otros procedimientos, en el caso de la aprobación de factores trimestrales, el Negociado de Energía cuenta con un límite de tiempo para evaluar la propuesta de factores y, de ser necesario, cursar requerimientos de información y/o celebrar vistas. Por consiguiente, el Negociado de Energía **EXHORTA** a LUMA y a Genera a trabajar con la mayor **premura y diligencia** para garantizar el cumplimiento de los términos regulatorios establecidos, asegurando que se respete la integridad y eficiencia de los procesos regulatorios bajo la jurisdicción del Negociado de Energía.

El Negociado de Energía **ADVIERTE** a LUMA que el incumplimiento la presente Resolución y Orden se interpretará como una violación a las órdenes del Negociado de Energía y podrá resultar en la imposición de multas administrativas de hasta doscientos cincuenta mil dólares (\$250,000) por violación, así como cualquier otra sanción administrativa que el Negociado de Energía entienda necesaria, de conformidad con el Art. 6.36 de la Ley 57-2014, según enmendada.⁵

Notifíquese y publíquese.


Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada


Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado


Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada


Antonio Torres-Miranda
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico el 31 de julio de 2025. El Presidente Edison Avilés Deliz Disiente con Opinión escrita. Certifico además que el 31 de julio de 2025 he procedido con el archivo en autos de esta Resolución Orden y he enviado copia de la misma a: jmartinez@gmlex.net; arivera@gmlex.net; RegulatoryPREBOrders@lumapr.com; yahaira.delarosa@us.dlapiper.com; margarita.mercado@us.dlapiper.com; hrivera@jrsp.pr.gov; legal@genera-pr.com; regulatory@genera-pr.com; lrn@roman-negron.com.

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 31 de julio de 2025.





Sonia Seda Gaztambide
Secretaria

⁵ Conocida como *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 57-2014").

IN RE: TARIFA PERMANENTE DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO

CASO NÚM.: NEPR-MI-2020-0001

ASUNTO: Ajuste Acelerado de la Cláusula de
Compra de Energía; Actualización de los
Factores Trimestrales para el periodo del 1
de agosto de 2025 al 30 de septiembre de
2025.

DISENSO DEL PRESIDENTE, EDISON AVILÉS DELIZ

DISIENTO EN PARTE de la determinación de ajuste acelerado. Aunque concuerdo con el ajuste aprobado, que redundará en beneficio del consumidor, entiendo que tanto dicho ajuste como la tarifa provisional debieron haberse atendido en una misma resolución, por ser asuntos íntimamente relacionados. Separar ambos procesos puede generar confusión en los consumidores y debilita la claridad y coherencia del mensaje regulatorio.

DISIENTO TOTALMENTE de la tarifa provisional aprobada. La tarifa debió haberse atendido de forma conjunta con el ajuste. Además, no debieron haberse aprobado múltiples partidas cuyo financiamiento aún está bajo evaluación del Departamento de Energía de los Estados Unidos ("DOE", por sus siglas en inglés). Esta determinación impone cargas evitables a los consumidores y representan un uso inadecuado del mecanismo de tarifa provisional. Asimismo considero que excluir a los clientes que están acogidos a la medición neta de la responsabilidad de aportar al pago de pensiones de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad"), constituye una determinación injusta y no equitativa. Todos los consumidores debemos contribuir proporcionalmente a las obligaciones del sistema, particularmente cuando se trata de costos heredados como las pensiones.

Determinación sobre Ajuste Acelerado

Aunque coincido con la determinación de aprobar el ajuste acelerado, hubiera atendido la aprobación del ajuste trimestral y la tarifa provisional de manera conjunta.¹ Esto habría contribuido a una mayor claridad y transparencia para todas las partes interesadas y, en última instancia, beneficiado al interés público.

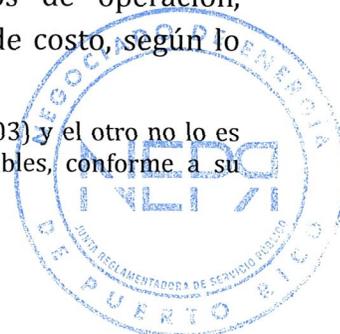
Presento este disenso parcial para reforzar la distinción entre ambos componentes de la tarifa eléctrica y ayudar a aclarar un asunto que puede resultar confuso para el público en general: específicamente, cómo una parte de la tarifa aumentó mientras otra disminuyó, y por qué ocurrió ese resultado.

El lenguaje regulatorio y los mecanismos tarifarios pueden generar confusión entre los consumidores. Es fundamental que nosotros, como reguladores, hagamos un esfuerzo concertado por explicar en términos sencillos cómo se estructuran las tarifas eléctricas, cómo cambian y cuál será su impacto en las facturas de los clientes.

La tarifa base, ya sea provisional o final, refleja los costos a largo plazo asociados con el mantenimiento y la mejora del sistema eléctrico. Por su parte, los factores de ajuste trimestrales (FCA y PPCA) reflejan variaciones en tiempo real en el costo de compra de combustible y energía. Ambos elementos, en conjunto, componen la tarifa total que pagan los consumidores.

Es importante enfatizar que el cargo por servicio eléctrico, ya sea que se denomine como tarifa base provisional o final, representa un componente estructural del marco tarifario. Este cargo está diseñado para recuperar los costos fijos y proyectados de operación, mantenimiento, inversiones de capital y otros elementos permanentes de costo, según lo

¹ Aunque uno de los procedimientos es de naturaleza adjudicativa (NEPR-AP-2023-0003) y el otro no lo es (NEPR-MI-2020-0001), en ambos se salvaguardarían las garantías procesales aplicables, conforme a su naturaleza y alcance respectivos.



establecido en el procedimiento de revisión tarifaria en curso (Caso Núm.: NEPR-AP-2023-0003).

En cambio, los factores de ajuste trimestrales, específicamente el Ajuste por Compra de Combustible ("FCA") y el Ajuste por Compra de Energía ("PPCA"), funcionan como mecanismos dinámicos que reflejan los costos reales de compra de combustible y energía. Estos factores están sujetos a revisión y actualización periódica (Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0001) para garantizar una recuperación de costos precisa, oportuna y alineada con las condiciones reales del mercado. No están diseñados para duplicar o solaparse con la tarifa base, sino para complementarla ajustando la tarifa ante la variabilidad de costos.

En este caso particular, si bien la tarifa base provisional que entrará en vigor el 1 de agosto de 2025 representa un aumento de 3.412 centavos por kilovatio-hora, el Negociado de Energía aprobó simultáneamente una reducción acelerada en los factores de ajuste trimestrales por un total de 3.426 centavos por kilovatio-hora para los meses de agosto y septiembre de 2025. **Esto representa una disminución neta de 0.014 centavos por kilovatio-hora durante ese período, lo cual se traduce en un beneficio económico para el consumidor.** Véase la tabla para referencia.

A primera vista, puede parecer contradictorio que la tarifa haya "aumentado" y "disminuido" al mismo tiempo. Sin embargo, este resultado refleja que la tarifa eléctrica está compuesta por distintos componentes con propósitos diferentes. La tarifa base está diseñada para recuperar costos fijos y a largo plazo como operación, mantenimiento e infraestructura. Los factores de ajuste se actualizan trimestralmente para reflejar los costos reales del combustible y la energía comprada.

Este tipo de resultado puede ser difícil de entender si no hacemos el esfuerzo de desglosarlo claramente. No se trata solo de una responsabilidad regulatoria; es un servicio público. La transparencia y la claridad son esenciales para generar y mantener la confianza del público en nuestras decisiones.

COMPONENTE	MONTO (¢/kWh)	DETALLES
Aumento en Tarifa Base Provisional	+3.412	Compuesto por of 1.919 + 1.493
Reducción por Ajustes Trimestrales	-3.426	Incluye FCA and PPCA para agosto - sept. 2025
Cambio Neto en el Costo al Consumidor	-0.014	Reducción neta en el costo total al consumidor

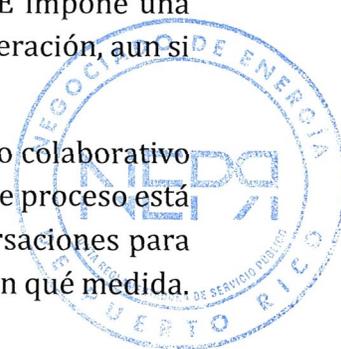
Presento esta opinión para ofrecer mayor contexto y fomentar una mejor comprensión pública de la estructura tarifaria y sus ajustes recientes.

IMPACTO DE LA TARIFA PROVISIONAL Y DEL AJUSTE TRIMESTRAL EN EL COSTO AL CONSUMIDOR – AGOSTO Y SEPTIEMBRE DE 2025

Determinación sobre Tarifa Provisional

Por otro lado, **DISIENTO TOTALMENTE** de la tarifa provisional aprobada. Como mencioné anteriormente, hubiera atendido ambas determinaciones conjuntamente. Por otro lado, considero que autorizar como parte de la tarifa provisional la recuperación de **\$41.55 millones** por concepto de costos que se anticipa serán cubiertos por el DOE impone una carga innecesaria sobre los consumidores y conlleva un riesgo de sobre-recuperación, aun si se contempla una reconciliación futura.

El DOE y el Gobierno de Puerto Rico se encuentran actualmente en un proceso colaborativo para identificar y sufragar los costos asociados a los proyectos priorizados. Este proceso está encaminado y, a mi entender, debió permitirse que culminaran dichas conversaciones para contar con certeza sobre si los costos serían cubiertos con fondos federales y en qué medida.



En momentos en que existen **compromisos concretos de fondos federales para estos fines**, lo prudente hubiese sido excluir dichos costos de la tarifa provisional.

Tampoco hubiese autorizado las partidas de **\$24 millones** y **\$11.70 millones** por concepto de vegetación y mitigación de incendios forestales y refuerzo de infraestructura, respectivamente. Existe una alta probabilidad de que ambas partidas también sean cubiertas por el DOE, por lo que resulta prematuro incluirlas en la tarifa provisional.

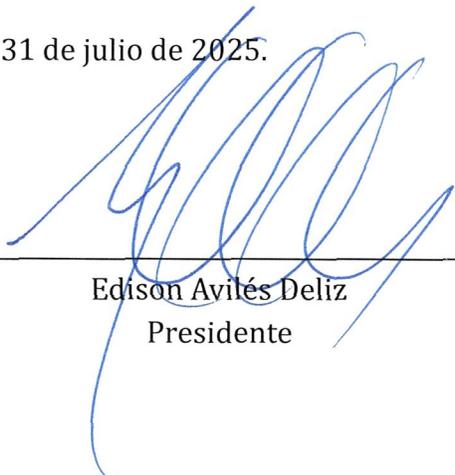
De igual forma, no habría aprobado los **\$28 millones** asignados para gastos necesarios de mantenimiento ("NME", por sus siglas en inglés), ya que su inclusión en la tarifa provisional no está justificada en esta etapa. El criterio adoptado por la mayoría para la aprobación de costos dentro de esta fase del procedimiento tarifario es que se trate de costos y/o proyectos que sean de alta prioridad y no controversiales (*high priority and non-controversial*). Sin embargo, del expediente administrativo no surge una descripción concreta de cuáles son los proyectos específicos de NME ni sus costos específicos, por lo que no se justifica su inclusión en la tarifa provisional.

Por las razones antes expuestas, no hubiese incluido en este momento las cuatro partidas antes reseñadas que ascienden a **\$105.25 millones** como parte de la tarifa provisional aprobada.

Asimismo, disiento de la manera en que se distribuyen los costos relacionados al pago de pensiones de la Autoridad. Lo que sí vislumbró la Asamblea Legislativa fue que no se discriminara en contra de la medición neta.² Cuando la Asamblea Legislativa aprobó la Ley de Medición Neta, no contempló que dicho grupo de consumidores quedaría exento del pago de pensiones ni de la deuda de la Autoridad. En vista de ello, hubiese sido más adecuado identificar un mecanismo que permitiera que **todos los consumidores**, incluyendo aquellos acogidos a la medición neta, contribuyeran de forma **proporcional** al pago de pensiones, de acuerdo a su nivel de consumo.

El pago de pensiones constituye una **obligación histórica que recae sobre todos los consumidores**, ya que todos nos beneficiamos en algún momento de los servicios prestados por los empleados de la Autoridad.

En San Juan, Puerto Rico, hoy 31 de julio de 2025.



Edison Avilés Deliz
Presidente



² Véase, entre otras, la discusión que obra en la Orden de Reestructuración, Caso Núm.: CEPR-AP-2016-0001, *In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE*, y en el Informe Positivo de la Cámara de Representantes del P. del S. 1121.

DISSENTING OPINION OF CHAIRMAN EDISON AVILÉS DELIZ

I **PARTIALLY DISSENT** from the determination regarding the accelerated adjustment. While I agree with the approved adjustment, which benefits consumers, I believe that both the adjustment and the provisional rate should have been addressed in a single resolution, as they are closely related matters. Treating these processes separately can create confusion among consumers and weakens the clarity and coherence of the regulatory message.

I **TOTALLY DISSENT** from the provisional rate that has been approved. The rate should have been addressed jointly with the adjustment. Moreover, multiple items whose funding is still under evaluation by the U.S. Department of Energy (“DOE”) should not have been approved. This determination imposes avoidable burdens on consumers and represents an improper use of the provisional rate mechanism. I also believe that excluding customers under the net metering program from contributing to the payment of pensions of the Puerto Rico Electric Power Authority (“PREPA”) is both unfair and inequitable. All consumers should contribute proportionally to the system’s obligations, particularly when it comes to legacy costs such as pensions.

Determination on the Accelerated Adjustment

While I concur with the decision to approve the accelerated adjustment, I would have addressed the quarterly adjustment and the provisional rate together in a single resolution.¹ Doing so would have enhanced clarity and transparency for all stakeholders and ultimately served the public interest.

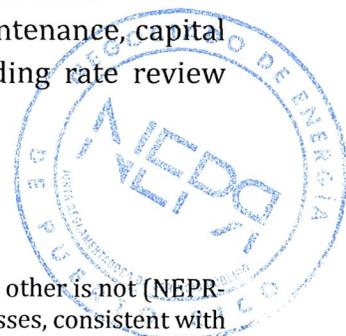
I submit this partial dissent to reinforce the distinction between the different components of the electric rate and to help clarify an issue that may be confusing to the general public: specifically, how one portion of the rate increased while another decreased, and why that outcome occurred.

Regulatory language and rate mechanisms can be difficult for consumers to understand. It is essential that we, as regulators, make a concerted effort to explain in plain terms how electricity rates are structured, how they change, and what the impact on customers’ bills will be.

The base rate, whether provisional or final, reflects long-term costs associated with maintaining and improving the electric system. In contrast, quarterly adjustment factors (FCA and PPCA) reflect real-time variations in the cost of fuel and purchased energy. Together, these elements make up the total rate paid by consumers.

It is important to emphasize that the electric service charge, whether referred to as the provisional or final base rate, represents a structural component of the rate framework. This charge is designed to recover fixed and projected costs of operations, maintenance, capital investments, and other ongoing cost elements, as set forth in the pending rate review proceeding (Case No.: NEPR-AP-2023-0003).

¹ Although one of the proceedings is adjudicative in nature (NEPR-AP-2023-0003) and the other is not (NEPR-MI-2020-0001), the applicable procedural guarantees would be safeguarded in both processes, consistent with their respective character and scope.



Meanwhile, the quarterly adjustment factors, specifically, the Fuel Cost Adjustment (“FCA”) and the Purchased Power Cost Adjustment (“PPCA”), function as dynamic mechanisms that reflect actual fuel and energy purchase costs. These factors are subject to regular review and updating (Case No.: NEPR-MI-2020-0001) to ensure timely and accurate cost recovery aligned with real market conditions. They are not intended to duplicate or overlap with the base rate but rather to complement it by adjusting for cost variability.

In this particular case, while the provisional base rate taking effect on August 1, 2025, represents an increase of 3.412 cents per kilowatt-hour, the Energy Bureau simultaneously approved an accelerated reduction in the quarterly adjustment factors totaling 3.426 cents per kilowatt-hour for the months of August and September 2025. **This results in a net reduction of 0.014 cents per kilowatt-hour during that period, which translates into an economic benefit for the consumer.** See the table for reference.

At first glance, it may seem contradictory that the rate both “increased” and “decreased” at the same time. However, this outcome reflects that the electric rate is composed of different components with distinct purposes. The base rate is designed to recover fixed, long-term costs such as operations, maintenance, and infrastructure, while the adjustment factors are updated quarterly to reflect actual fuel and purchased energy costs.

This type of outcome may be difficult to understand unless we make the effort to explain it clearly. This is not only a regulatory responsibility; it is public service. Transparency and clarity are essential to building and maintaining public trust in our decisions.

I submit this opinion to provide additional context and to promote a better public

COMPONENT	AMOUNT (¢/kWh)	DETAILS
Provisional Base Rate Increase	+3.412	Composed of 1.919 + 1.493
Quarterly Adjustment Reduction	-3.426	Includes FCA and PPCA for Aug.-Sept. 2025
Net Change in Consumer Cost	-0.014	Net decrease in total cost to consumer

understanding of the rate structure and the recent adjustments.

IMPACT OF PROVISIONAL RATE & QUARTERLY ADJUSTMENT ON CONSUMER COSTS – AUGUST & SEPTEMBER 2025

Determination on the Provisional Rate

On the other hand, **I TOTALLY DISSENT** from the approved provisional rate. As I previously stated, I would have addressed both determinations together. Moreover, I believe that authorizing the recovery of **\$41.55 million** through the provisional rate for costs that are expected to be covered by the DOE places an unnecessary burden on consumers and creates a risk of over-recovery, even if a future reconciliation is contemplated.

The DOE and the Government of Puerto Rico are currently engaged in a collaborative process to identify and fund the costs associated with the prioritized projects. That process is underway, and in my opinion, those discussions should have been allowed to conclude in order to determine with certainty whether, and to what extent, those costs would be covered by federal funds. Given the **concrete federal commitments already made**, the prudent course would have been to exclude those costs from the provisional rate.

I also would not have authorized the **\$24 million** and **\$11.70 million** allocations for vegetation management and wildfire mitigation and infrastructure hardening, respectively. There is a high likelihood that both items will also be covered by the DOE, which makes their inclusion in the provisional rate premature.



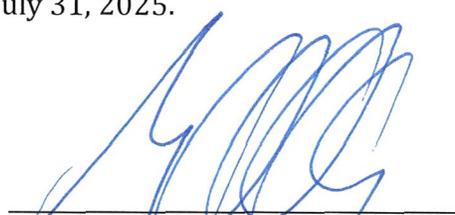
Nor would I have approved the **\$28 million** allocated for necessary maintenance expenses (“NME”), as their inclusion in the provisional rate is not justified at this stage. The criterion adopted by the majority for the approval of costs during this phase of the rate proceeding is that the costs and/or projects must be high priority and non-controversial. However, the administrative record does not contain a concrete description of the specific NME projects or their individual costs, and thus their inclusion in the provisional rate is not warranted.

For the reasons stated above, I would not have included at this time the four items previously outlined, totaling **\$105.25 million**, as part of the approved provisional rate.

Furthermore, I dissent from the manner in which PREPA’s pension-related costs are being distributed. When the Puerto Rico Legislature enacted the Net Metering Act, it did not contemplate that this group of customers would be exempt from contributing to pension obligations or PREPA’s debt. What the legislature did foresee was that no discrimination would be made against net metering.² Accordingly, it would have been more appropriate to identify a mechanism ensuring that **all customers**, including net metering participants, contribute **proportionally** to the pension obligation based on their level of consumption.

The payment of pensions constitutes a **historical obligation that falls on all consumers**, since we have all benefited at some point from the services provided by PREPA’s employees.

In San Juan, Puerto Rico, on July 31, 2025.



Edison Avilés Deliz
Chairman



² See, among others, the discussion included in the Restructuring Order, Case No.: CEPR-AP-2016-0001, *In Re: Order Request for the Restructuring of the Corporation for the Revitalization of the AEE*, and in the Positive Report of the House of Representatives of P. of S. 1121.