

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: Determinación sobre los Factores
de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el
periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio
de 2025.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción y Tracto 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").²

El 20 de diciembre de 2024, el Negociado de Energía estableció los factores de las Cláusulas FCA, PPCA y FOS que entraron en vigor el 1 de enero de 2025 y realizó las reconciliaciones para el periodo del 1 de junio de 2024 al 30 de noviembre de 2024 ("Resolución de 20 de diciembre"). Además, se ordenó a LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (conjuntamente, "LUMA") presentar, en o antes de las 12:00 p.m. del 17 de marzo de 2025, su propuesta de factores para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS a entrar en vigor el 1 de abril de 2025, así como las reconciliaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2024 y enero y febrero de 2025.

El 17 de marzo de 2025, LUMA presentó un escrito titulado *Motion Submitting FCA and PPCA Reconciliations for December 2024 Through February 2025, Submission of FCA, PPCA, and FOS Calculated Factors, and Request for Confidential Treatment* ("Moción de 17 de marzo"). Mediante la Moción de 17 de marzo, LUMA presentó la reconciliación de las Cláusulas FCA y PPCA, correspondiente a los meses de diciembre de 2024 y enero y febrero de 2025, y la propuesta de factores trimestrales para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS a estar en vigor durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025.

Como se detalla más adelante, la presente reconciliación incluye costos asociados al Programa Acelerado de Adición de Almacenamiento ("ASAP", por sus siglas en inglés), iniciativa de LUMA destinada a acelerar la integración de sistemas de almacenamiento de energía en baterías ("BESS", por su siglas en inglés) en las instalaciones existentes de productores de energía independientes en Puerto Rico, a ser recuperados a través de la Cláusula PPCA. También se recuperarán, a través de la Cláusula PPCA los costos asociados a

¹ Véase, 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.

² Las Cláusulas de Ajuste de FCA, PPCA y FOS son calculadas sobre bases trimestrales, en cambio, las Cláusulas de Ajuste SUBA-HH, SUBA-NHH, CILTA y EE son calculadas anualmente.



estudios de interconexión para el despliegue de barcazas, a los fines de mitigar la actual deficiencia en generación que enfrenta nuestro país.

Asimismo, la presente reconciliación toma en consideración una partida a ser recuperada a través de la Cláusula FCA, la cual no había sido recobrada del consumidor, sino que fue diferida y/o dejada en suspenso en lo que, fruto de las investigaciones de rigor, se determinaba la existencia, o no, de negligencia, de parte de LUMA. De igual forma, a través de la Cláusula FCA se crea una reserva para retener una porción del pago asociado a la enmienda propuesta al GOMA³ suscrito entre la Autoridad, la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas ("P3") y Genera PR, LLC ("Genera").

ASAP

El programa ASAP es una iniciativa de LUMA destinada a acelerar la integración de sistemas de almacenamiento de energía en baterías en las instalaciones existentes de productores de energía independientes en Puerto Rico. Este enfoque busca reducir significativamente los costos de desarrollo y construcción al aprovechar puntos de interconexión y terrenos ya impactados, facilitando una incorporación más eficiente de estos sistemas al sistema eléctrico de la isla.

ASAP tiene como objetivo añadir aproximadamente 360MW de capacidad de almacenamiento en instalaciones existentes, implementándose en dos fases. La primera fase, de 185MW, está lista para comenzar de inmediato, ya que no requiere actualizaciones de red ni costos de interconexión. La segunda fase, de 175MW, necesitará trabajos menores de interconexión y seguirá poco después de la primera.

La rápida instalación de estas baterías no solo representa una alternativa más ágil en comparación con los complejos procesos de permisos y construcción de las plantas de respuesta rápida ("peakers"), sino que también conlleva beneficios ambientales significativos. Las baterías pueden liberar energía instantáneamente, cubriendo las deficiencias de generación sin los impactos ambientales adversos asociados con los métodos tradicionales.

En fin, el programa ASAP de LUMA es una estrategia clave para mejorar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico de Puerto Rico mediante la integración acelerada de sistemas de almacenamiento de energía en baterías en las instalaciones de generación existentes.

El 8 de mayo de 2024, el Negociado de Energía aprobó el concepto de ASAP. Hasta la fecha, el Negociado de Energía ha aprobado cuatro (4) proyectos correspondientes a la Fase 1. La capacidad de estos proyectos aprobados asciende a 110MW.

De igual forma, el Negociado de Energía autorizó a LUMA recuperar determinados costos asociados al ASAP a través de la Cláusula PPCA, los cuales LUMA estimó en \$15 millones como máximo (\$1.7 millones incurridos hasta febrero de 2025 y \$13.3 millones que estimó como gastos futuros entre marzo y diciembre de 2025), con un **Caso Optimista de \$8 millones**. LUMA propuso recuperar dichos costos trimestralmente mediante la Cláusula PPCA, sujeto a reconciliación a base de los gastos reales. La primera solicitud de recuperación se incluyó en la Moción 17 de marzo. Mediante Resolución y Orden emitida 5 de marzo de 2025,⁴ el Negociado de Energía subrayó que solo **se aprobarán gastos futuros basados en el Caso Optimista, y que LUMA debía justificar cada gasto en sus reconciliaciones trimestrales**. Además, cualquier cambio en el plan o costos deberá ser aprobado previamente por el Negociado de Energía, quien mantendrá una estricta supervisión del programa para asegurar que los fondos se utilicen adecuadamente.

³ Puerto Rico Thermal Generation Facilities Operation and Maintenance Agreement ("GOMA", por sus siglas en inglés), suscrito el 24 de enero de 2023.

⁴ Resolución y Orden, *In Re: LUMA's Accelerated Storage Addition Program*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0002, 5 de marzo de 2025.



Particularmente, los gastos cubiertos bajo la Cláusula PPCA incluyen los costos asociados a la implementación del ASAP y las mejoras necesarias en la infraestructura de interconexión para la Fase 2 del programa. Esto abarca los costos asociados a la interconexión de los sistemas de almacenamiento a la red eléctrica, así como los gastos generales de implementación, que incluyen actividades como apoyo legal para la negociación de acuerdos y el análisis financiero realizado por expertos externos. También se cubren los costos de evaluación y consultoría, los cuales comprenden los servicios técnicos y legales necesarios para preparar los acuerdos de compra de energía y evaluar las cláusulas contractuales. Adicionalmente, se incluyen gastos operativos no relacionados con el personal de LUMA, es decir, costos directos asociados con la ejecución del programa que no involucran a los empleados internos de LUMA. Todos estos gastos serán recuperados a través de la Cláusula PPCA conforme al procedimiento de recopilación, reporte y recuperación de gastos establecido en el Plan de Implementación del Programa ASAP.

Por consiguiente, resulta necesario recuperar del consumidor la partida por concepto del costos incurridos en el ASAP hasta febrero de 2025 por la suma de **\$1,560,361.25** a través de la Cláusula PPCA en la presente reconciliación. De igual forma, se recuperan los costos proyectados para el periodo de abril a junio de 2025 que ascienden a **\$1,889,000.00**. Las referidas partidas se descuentan en la Sección III.2. de la presente Resolución y Orden.

Reserva relacionada a la enmienda propuesta al GOMA

El 15 de enero de 2023, el Negociado de Energía certificó que el contrato preliminar entre la Autoridad, P3 y Genera cumplía con la política pública energética de Puerto Rico.

El 24 de enero de 2023, la Autoridad, P3 y Genera firmaron el GOMA, al amparo del cual Genera recibiría un pago fijo e incentivos basados en su desempeño si cumplía con ciertos parámetros de ahorro y eficiencia. Uno de los objetivos es que la mitad de los ahorros de combustible generados por estas eficiencias serían transferidos directamente a los consumidores, buscando reducir los costos eléctricos para los puertorriqueños.

El 1 de julio de 2023, Genera asumió la operación de los activos de generación térmica.

El 27 de febrero de 2025, la Autoridad y Genera solicitaron al Negociado de Energía la aprobación preliminar de una enmienda al GOMA. La enmienda propone eliminar retroactivamente todos los incentivos por desempeño, manteniendo las penalidades existentes. A cambio, se reconoce a Genera un pago de \$110 millones, de los cuales \$15.42 millones corresponden a incentivos ya generados en el año fiscal 2024. Este pago se realizaría en once plazos mensuales de \$10 millones, comenzando en marzo de 2025, sujeto **a la aprobación final de las Juntas de la Autoridad y P3, el Negociado de Energía y la Junta de Supervisión Fiscal, en ese orden.**

Luego de la evaluación de rigor, el 28 de febrero de 2025,⁵ el Negociado de Energía otorgó la aprobación preliminar a la enmienda, condicionada a que la Autoridad y Genera debían, entre otras cosas, detallar el origen y efecto presupuestario del pago de \$110 millones. El Negociado de Energía validó que el pago de \$110 millones representa un ahorro sustancial si se compara con el valor presente neto de los incentivos futuros. De igual forma, se hizo hincapié en que esta enmienda genera certidumbre financiera y ahorros a largo plazo al eliminar pagos variables por desempeño y asegurar que todo ahorro futuro beneficie directamente a los consumidores. Se proyectan ahorros potenciales de hasta \$805 millones durante los próximos nueve años.

El 21 de marzo de 2025, la Autoridad presentó un escrito ante el Negociado de Energía mediante el cual informó que aún restaba la aprobación de la enmienda propuesta por parte de las Juntas de la Autoridad y P3 y propuso recuperar los costos asociados al referido pago de \$110 millones del consumidor a través de la Cláusula FCA, comenzando en la presente reconciliación trimestral. **Cabe resaltar que, según la moción de referencia, se mantiene**

⁵ Resolución y Orden, *In Re: Request for Certification Genera PR, LLC*, Caso Núm.: NEPR-CT-2023-0001, 28 de febrero de 2025.

la misma estructura del contrato previo a la enmienda, en la cual el costo se recupera de la tarifa, en específico del factor de compra de combustible (Cláusula FCA).

Una vez la enmienda final sea aprobada por las Juntas de la Autoridad y P3, deberá ser presentada ante nuestra consideración para la correspondiente evaluación y, de ser aprobada, la expedición de la certificación de cumplimiento con la política pública energética. Luego de nuestra evaluación, restaría la aprobación de la Junta de Supervisión Fiscal. Por consiguiente, toda vez que el proceso de aprobación de la enmienda final aún se encuentra en curso, en lugar de recobrar la partida correspondiente mediante la presente reconciliación, el Negociado de Energía **DETERMINA** crear una reserva a través de la Cláusula FCA para retener la porción del pago asociada a la referida enmienda para el periodo en cuestión. La reserva será por la suma de **\$40 millones** y corresponde al periodo de marzo a junio de 2025, a razón de \$10 millones mensuales. La referida partida se descuenta en la Sección III.1. de la presente Resolución y Orden. Se **ADVIERTE** que dicha suma no podrá desembolsarse hasta tanto el Negociado de Energía evalúe la enmienda propuesta y emita el correspondiente certificado enmendado sobre cumplimiento con nuestra política pública energética y la Junta de Supervisión Fiscal imparta su aprobación.

El total a recaudar por concepto de la enmienda propuesta es de \$110 millones, por lo que restarán \$70 millones por recuperar a través de la Cláusula FCA, los cuales serán incluidos en las próximas reconciliaciones trimestrales. Por tanto, se **ORDENA** a LUMA incluir en sus próximas propuestas de factores la correspondiente partida de reserva asociada a la referida enmienda, a **razón de \$10 millones mensuales**, hasta recuperar los restantes \$70 millones.

Cabe destacar que no es la primera vez que se implementa una reserva. Mediante Resolución y Orden emitida el 21 de diciembre de 2023, el Negociado de Energía creó una reserva para atender la tercera enmienda al contrato entre la Autoridad y AES, empresa que opera la planta generadora a base de carbón en Guayama. La referida enmienda fue suscrita para abordar mayores costos operativos de AES debido a cambios en las leyes ambientales locales. Se estimó que, de no haberse aprobado la enmienda, los abonados habrían asumido \$900 millones en gastos adicionales por la necesidad de utilizar combustibles más costosos. Sin embargo, con la enmienda, el incremento proyectado fue de \$185 millones durante los siguientes cuatro (4) años.

Gastos de interconexión relacionados a nueva generación temporera

El 26 de febrero de 2025, Genera presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Solicitud de Aprobación Acelerada de Soluciones de Capacidad de Generación de Emergencia* ("Solicitud").⁶ Genera describió una situación crítica en el sistema eléctrico ante la falta de generación que ha aumentado debido a la falla catastrófica de la Unidad 1 de la termoeléctrica de Aguirre. En aras de atenuar dicha falta de generación, Genera propuso (a) instalar aproximadamente 800 megavatios ("MW") de capacidad de generadores móviles temporeros durante dieciocho (18) meses; (b) sustituir las unidades dañadas por unidades de generación usadas pero funcionales y (c) desplegar barcasas de generación para suplementar el suministro de energía y mitigar la actual deficiencia en generación que enfrenta el país.

Toda vez que bajo el *Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement* otorgado por la Autoridad, P3 y LUMA le corresponde a LUMA, entre otras responsabilidades, el analizar la adecuacidad de recursos de generación, el 27 de febrero de 2025, el Negociado de Energía, mediante Resolución y Orden, determinó que era LUMA quien debía preparar y presentar cualquier solicitud de generación adicional dentro del marco de adecuacidad de recursos. A esos fines, el Negociado de Energía concedió a LUMA hasta el 6 de marzo de 2025 para presentar su postura respecto a la Solicitud, en específico la necesidad de generación temporera adicional, y la capacidad de ésta, si alguna, a la luz de los hallazgos del Reporte de Adecuacidad de Recursos.

⁶ In Re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005.



El 6 de marzo de 2025, LUMA presentó un escrito titulado *Moción Sometiendo Posición de LUMA respecto a Solicitud de Genera para la Aprobación Acelerada de Soluciones de Capacidad de Generación de Emergencia* ("Moción de 6 de marzo"). Mediante la Moción de 6 de marzo, LUMA manifestó su respaldo a la propuesta, reconociendo el déficit actual de generación, estimado entre 700 y 850 MW. No obstante, LUMA señaló que aún no había realizado un análisis técnico detallado sobre los retos y el cronograma necesario para la instalación de la capacidad propuesta. También subrayó la importancia de evaluar a fondo la propuesta, incluyendo la identificación de ubicaciones prioritarias, el análisis de condiciones de los sitios y el desarrollo de modelos de impacto en el sistema eléctrico. LUMA destacó que en 2024 se registraron 115 eventos de relevos de carga, lo cual es significativo comparado con el estándar de las utilidades eléctricas en Norte América, que es un (1) evento cada diez (10) años.

El 12 de marzo de 2025, el Negociado de Energía ordenó, entre otras cosas, a LUMA, Genera y a la Autoridad presentar dentro del término de diez (10) días un informe detallado sobre todos los proyectos de generación adjudicados y bajo su responsabilidad en aras de poder realizar una evaluación responsable de la solicitud de adquisición de nueva generación.

Sin embargo, debido a la situación de emergencia que enfrentamos, el 19 de marzo de 2025, el Negociado de Energía adjudicó la solicitud de adquisición de generación temporera antes de la fecha de vencimiento de los informes requeridos. El Negociado de Energía aprobó toda aquella iniciativa necesaria con carácter urgente y temporero para atender la insuficiencia de generación, prestando especial atención a la disponibilidad, capacidad, tiempo de instalación y los costos relacionados con la generación temporera adquirida. De igual forma, se ordenó a la Autoridad a, dentro de tres (3) días, acudir ante P3 e iniciar el proceso de la Oficina de Compras de Terceros Independiente ("3PPO", por sus siglas en inglés), dado que Genera es una parte restringida según dispuesto por P3.⁷

El 21 de marzo de 2025, la Autoridad solicitó a P3 formalmente la coordinación de las acciones necesarias para iniciar el proceso para la adquisición de nueva generación temporera, en cumplimiento con la referida orden.

El 24 de marzo de 2025, LUMA informó que la propuesta para el despliegue de barcasas de generación requiere un estudio de viabilidad y un estudio de impacto al sistema como parte del proceso de interconexión, gastos estimados en \$400,000.00, los cuales deben recuperarse a través de la Cláusula PPCA. La referida partida de **\$400,000.00** se descuenta en la Sección III.2. de la presente Resolución y Orden.

Costo de combustible por concepto de los apagones de junio de 2024

El 30 de septiembre de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden, mediante la cual mantuvo inalterados y vigentes los factores de las Cláusulas FCA, PPCA y FOS correspondientes al trimestre anterior, dado que LUMA no puso al Negociado de Energía en posición de evaluar si se implementó el orden de despacho más económico durante los apagones masivos registrados durante el mes de junio de 2024. Como resultado, el Negociado de Energía cursó múltiples requerimientos de información a LUMA, a los fines de poder establecer los costos asociados a los apagones. A su vez, el Negociado de Energía apercibió a LUMA en las Resoluciones de 6 y 11 de diciembre, que la referida partida sería **diferida** hasta tanto se determinara la existencia, o no, de negligencia, según las investigaciones correspondientes.⁸

⁷ In re: *Certificate of Energy Compliance*, Case No.: NEPR-AP-2024-0003, *Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority's Request for Issuance of Energy Compliance Certificate and Request for Confidential Treatment of Documents*, Exhibit II, p. 80 presentada por P3 el 22 de noviembre de 2024 (presentada bajo confidencialidad).

⁸ Resolución y Orden, In re: *Interrupción de Servicio Eléctrico en Subestación Santa Isabel Afectando Municipios de Santa Isabel, Coamo y Aibonito*, Caso Núm.: NEPR-IN-2024-0002, 14 de junio de 2024; Resolución y Orden, In re: *Interrupción de Servicio Eléctrico a Gran Escala Ocurre el 12 de junio de 2024*, Caso Núm.: NEPR-IN-2024-0003, 14 de junio de 2024.



Como resultado, durante la pasada reconciliación trimestral, el Negociado de Energía difirió la suma de **\$617,744.32** por concepto del costo de combustible asociado a los apagones de junio de 2024 en lo que concluían las investigaciones de referencia.

El Negociado de Energía designó al Instituto de Investigación de Energía Eléctrica ("EPRI", por sus siglas en inglés) y al Lcdo. Gerardo Flores para que realizaran una investigación abarcadora sobre las interrupciones de servicio en cuestión. El 14 de febrero de 2025, EPRI rindió su Informe, en el cual esbozó los hallazgos, conclusiones y recomendaciones de rigor.

Luego de la investigación realizada, en el informe rendido por EPRI no se identificaron determinaciones de negligencia por parte de LUMA. Por ello, procede recuperar del consumidor la partida diferida de **\$617,744.32** por concepto del costo incurrido de combustible a través de la Cláusula FCA en la presente reconciliación. La referida partida se descuenta en la Sección III.1. de la presente Resolución y Orden.

II. Determinación sobre la reconciliación de Compra de Combustible y Compra de Energía para el periodo del 1 diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025

1. Reconciliación de Compra de Combustible

a. Costo de Combustible para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 17 de marzo, los costos por concepto de compra de combustible para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 ascendieron a \$378,834,843.81.⁹ También hubo un gasto de \$57,648,560.33¹⁰ por concepto de la transferencia de combustible a EcoEléctrica y el ajuste del periodo anterior igual a \$76,756,314.55.¹¹ Por ende, el costo de combustible fue de $\$378,834,843.81 + \$57,648,560.33 + \$76,756,314.55 = \$513,239,718.69$.¹²

b. Determinación respecto al Ajuste del Periodo Anterior de la Cláusula FCA

El ingreso por concepto de la Cláusula FCA para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 fue \$501,830,456.58¹³ y los costos antes reseñados fueron \$513,239,718.69. También hubo un crédito de (\$2,178,002.09).¹⁴

En este caso, en el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 los ingresos fueron menores que los costos a ser recuperados. Por lo tanto, LUMA solicitó recuperar la diferencia de los consumidores durante el próximo periodo trimestral. A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de $\$513,239,718.69 + (\$501,830,456.58) + (\$2,178,002.09) = \$9,231,260.02$ ¹⁵ como reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025.

⁹ Moción de 17 de marzo, Archivo "FAC-PPAC Reconciliation Dec24-Jan25-Feb25.xlsx", Tab "Quarterly Summary FAC-PPAC", Celda F13.

¹⁰ *Id.*, Celda F14.

¹¹ *Id.*, Celda F15.

¹² *Id.*, Celda F16.

¹³ *Id.*, Celda F17.

¹⁴ *Id.*, Celda F18.

¹⁵ *Id.*, Celda F19.



2. Reconciliación de Compra de Energía

a. *Costo de Compra de Energía para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2024*

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 17 de marzo, los costos por concepto de compra de energía para el periodo del 1 diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 ascendieron a \$172,960,917.38.¹⁶ El Ajuste del Periodo Anterior es igual a (\$1,382,850.88).¹⁷ Por ende, el costo de la compra de energía fue de \$172,960,917.38 + (\$1,382,850.88) = \$171,578,066.49.¹⁸

b. *Determinación respecto al Ajuste del Periodo Anterior de la Cláusula PPCA*

El ingreso por concepto de la Cláusula PPCA para el periodo de 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 fue \$160,400,270.06.¹⁹ En este caso, los ingresos fueron menores que los costos a ser recuperados. Por lo tanto, LUMA solicitó recuperar la diferencia de los consumidores durante el próximo periodo trimestral. A esos fines, LUMA solicitó al Negociado de Energía que aprobara un ajuste por la cantidad de \$172,960,917.38 + (\$160,400,270.06) = \$11,177,796.43²⁰ como reconciliación de costos por concepto de compra de energía para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025.

III. **Determinación de factores trimestrales para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025**

Para el cómputo de los costos estimados de compra de combustible y compra de energía LUMA utilizó un modelo de producción (*PROMOD*) para simular el despacho de las unidades generatrices, incluyendo los productores de energía renovable a gran escala, para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025. Las entradas principales de la referida simulación son: el precio estimado de cada tipo de combustible, por unidad generatriz; las características de cada unidad; la generación esperada durante el periodo; y los mantenimientos programados. El resultado de dicha simulación se incluyó como parte de los documentos de apoyo contenidos en la Moción de 17 de marzo.

1. *FCA*

De acuerdo con la información provista en la Moción de 17 de marzo, el costo estimado de compra de combustible para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es \$147,544,049.19; \$177,648,371.42 y \$176,605,231.41, respectivamente.²¹ Por lo tanto, el costo total estimado de compra de combustible para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es \$147,544,049.19 + \$177,648,371.42 + \$176,605,231.41 = \$501,797,652.03.²²

El ajuste por concepto de reconciliación de costos relacionados a la compra de combustible para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 antes reseñado es igual a \$9,231,260.02. Además, debemos recobrar del consumidor la partida diferida antes reseñada, asociada a los apagones que asciende a \$617,744.32²³ por concepto de ajuste del periodo anterior.

¹⁶ Moción de 17 de marzo, Archivo "FAC-PPAC Reconciliation Dec24-Jan25-Feb25.xlsx", Tab "Quarterly Summary FAC-PPAC", Celda N20.

¹⁷ *Id.*, Celda N21.

¹⁸ *Id.*, Celda N22.

¹⁹ *Id.*, Celda N23.

²⁰ *Id.*, Celda N25.

²¹ *Id.*, Archivo "April_June 2025 Proposed Factors.xlsx", Tab "Attachment 1", Celdas C8 – C10.

²² *Id.*, C21.

²³ *Id.*, Celda C15.



Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la Cláusula FCA durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025, es igual a \$501,797,652.03 + \$9,231,260.02 + \$617,744.32= \$511,646,656.37. A estos \$511,646,656.37 debemos añadir los \$40 millones para crear la reserva antes discutida relacionada a la enmienda propuesta al GOMA, correspondiente al periodo de marzo a junio de 2025, a razón de \$10 millones mensuales, para un total de \$551,646,656.37.

El estimado de ventas, en kWh, para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es 1,315,479,327; 1,434,084,036 y 1,519,353,343, respectivamente.²⁴ Por lo tanto, el estimado total de ventas, en kWh, para este periodo es igual a 1,315,479,327 + 1,434,084,036 + 1,519,353,343 = 4,268,916,706kWh.²⁵

El factor de la Cláusula FCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$551,646,656.37, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,268,916,706. Por lo tanto, el factor de la Cláusula FCA a entrar en vigor durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es igual a \$551,646,656.37/4,268,916,706kWh = \$0.129224/kWh. El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FCA igual a \$0.129224/kWh²⁶ para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025.

$$\text{Cláusula de Ajuste FCA} = \frac{\$551,646,656.37}{4,268,916,706\text{kWh}}$$

$$\text{Cláusula de Ajuste FCA} = \$0.129224\text{kWh}$$

2. PPCA

De acuerdo con la información provista en la Moción de 17 de marzo, el costo estimado de compra de energía para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es \$57,475,486.37; \$59,013,419.40 y \$59,053,864.19, respectivamente.²⁷ El costo estimado asociado al “Customer Battery Energy Sharing Program” (“CBES Program”) para los meses de abril, mayo y junio de 2025 ascendió a \$6,557,032.00.²⁸ Los costos asociados a interconexión del Tranche 1 para los meses de abril, mayo y junio de 2025 ascienden a \$24,716,398.00.²⁹ Por su parte, el costo estimado de ASAP para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es \$1,889,000.00.

Por lo tanto, el costo total estimado de compra de energía para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es \$57,475,486.37 + \$59,013,419.40 + \$59,053,864.19 + \$6,557,032.00 + \$24,716,398.00 + \$1,889,000.00 = \$208,705,199.97.³⁰

El ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de energía para el periodo del 1 de diciembre de 2024 al 28 de febrero de 2025 antes reseñado es igual a \$11,177,796.43. Según reseñamos previamente, también debe recuperarse el monto de \$1,560,361.25³¹ asociado a los gastos incurridos en el ASAP hasta febrero de 2025 y los gastos asociados a los estudios de interconexión para el despliegue de barcasas y otra generación temporera por la suma de \$400,000.00. Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada a través de la Cláusula PPCA durante el periodo del 1 de abril de 2025 al

²⁴ *Id.*, Celdas C17– C19.

²⁵ *Id.*, Celda C23.

²⁶ *Id.*, Celda C25.

²⁷ *Id.*, Tab “Attachment 2”, Celdas C8 – C10.

²⁸ *Id.*, Celda C11.

²⁹ *Id.*, Celda C12.

³⁰ *Id.*, Celda C20.

³¹ *Id.*, Celda C18.



30 de junio de 2025, es igual a \$208,705,199.97 + \$11,177,796.43 + \$1,560,361.25 + \$400,000.00 = \$221,843,357.66.

El estimado de ventas total, en kWh, para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es 4,268,916,706kWh.³²

El factor de la Cláusula PPCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$221,843,357.66 por el estimado total de ventas, en kWh, 4,268,916,706. Por lo tanto, el factor de la Cláusula PPCA a entrar en vigor durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es $\$221,843,357.66 / 4,268,916,706 \text{ kWh} = \$0.051967/\text{kWh}$. El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula PPCA igual a \$0.051967/kWh³³ para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025.

$$\text{Cláusula Ajuste PPCA} = \frac{\$221,843,357.66}{4,268,916,706 \text{ kWh}}$$

$$\text{Cláusula Ajuste PPCA} = \$0.051967 \text{ kWh}$$

3. FOS

La Cláusula FOS provee un subsidio a ciertos clientes por los primeros \$30 por barril de combustible, excluyendo gas natural, aplicado a los primeros 500 kW de consumo.³⁴ El factor correspondiente a la Cláusula FOS se calcula multiplicando el número estimado de barriles por \$30 y dividiendo dicho producto por el estimado total de ventas, en kWh, para el correspondiente periodo.

De acuerdo con los documentos de apoyo contenidos en la Moción de 17 de marzo, el número total de barriles equivalentes proyectados para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es 6,556,858.³⁵ Esto incluye los barriles equivalentes de gas natural proyectados para las centrales Costa Sur, San Juan y EcoEléctrica. Las proyecciones de consumo de gas natural, en barriles equivalentes, en las centrales Costa Sur, San Juan y EcoEléctrica para el mismo periodo son 916,574; 734,809 y 1,140,138, respectivamente,³⁶ para un total de 2,791,521 barriles equivalentes. A esto deben añadirse los 1,171,011³⁷ barriles equivalentes asociados a las unidades de generación temporera, previamente operadas por el Cuerpo de Ingenieros de los Estados Unidos y recientemente adquiridas por la Autoridad, para un total de 3,962,532.

El número estimado de barriles, excluyendo el gas natural, para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es $6,556,858 - 3,962,532 = 2,594,325$.³⁸ El estimado de ventas total, en kWh, para los meses de abril, mayo y junio de 2025 es 4,268,916,706kWh.³⁹ Por lo tanto, el factor de la Cláusula FOS a entrar en vigor durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025 es 0.018232. El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a \$0.018232/kWh,⁴⁰ para el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025.

³² *Id.*, Celda C22.

³³ *Id.*, Celda C24.

³⁴ Véase Libro de Tarifas de la Autoridad.

³⁵ Moción de 17 de marzo, Archivo "April_June 2025 Proposed Factors.xlsx", Tab "Attachment 3", Celda E101.

³⁶ *Id.*, Celdas L76; L84 y D60.

³⁷ *Id.*, Celda D68.

³⁸ *Id.*, Tab "Attachment 1", Celda C27.

³⁹ *Id.*, Celda C23.

⁴⁰ *Id.*, Celda C28.



$$\text{Cláusula de Ajuste FOS} = \frac{-\$30/\text{BBL} \times 2,594,325\text{BBL}}{4,268,916,706\text{kWh}}$$

$$\text{Cláusula de Ajuste FOS} = \$0.018232/\text{kWh}$$

IV. Resumen de las Cláusulas de Ajuste

Luego de evaluar los documentos presentados por LUMA, el Negociado de Energía **APRUEBA** los siguientes factores a ser implementados como parte de la Tarifa Permanente de la Autoridad a partir del 1 de abril de 2025.

Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)	Fechas de Efectividad
FCA	0.129224	1 de abril de 2025 – 30 de junio de 2025
PPCA	0.051967	1 de abril de 2025 – 30 de junio de 2025
FOS	0.018232	1 de abril de 2025 – 30 de junio de 2025

Estos factores estarán vigentes durante el periodo del 1 de abril de 2025 al 30 de junio de 2025, o hasta tanto el Negociado de Energía los modifique. Los Anejos identificados como **Anejo 1**, **Anejo 2** y **Anejo 3** que forman parte de la presente Resolución y Orden describen la metodología e incluyen el cálculo de cada factor y contienen referencias a la documentación de apoyo.

La Tabla 1 contiene una comparación entre los factores vigentes y los factores aprobados mediante la presente Resolución y Orden. La Tabla 2 contiene el impacto que tienen los factores aprobados mediante la presente Resolución y Orden en la factura de un cliente residencial no subsidiado con un consumo mensual de 800 kWh, en comparación con los factores vigentes 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	0.139482	0.129224	-0.010258
PPCA	0.047173	0.051967	+0.004794
		TOTAL	-\$0.005464

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

		enero 2025 – marzo 2025		abril 2025 – junio 2025		Diferencia		
Tarifa	Consumo (kWh)	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	%
GRS Residencial	800	\$208.30	\$0.26038	\$203.92	0.25490	-\$4.38	-\$0.00548	-2.1%

V. Conclusión

Examinados los argumentos esbozados en la Moción de 17 de marzo, 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** que LUMA presentó una versión pública de los documentos presentados de manera confidencial, según requerido por el Negociado de Energía. La versión pública incluye toda la información y datos contenidos en los documentos confidenciales, sin las fórmulas y referencias.



El Negociado de Energía también **TOMA CONOCIMIENTO** del Informe de Presupuesto de Combustible presentado por Genera el 17 de marzo de 2025, en cumplimiento con la Sección 7.3(f) del GOMA e imparte su aprobación al mismo.

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar los factores de las cláusulas de ajuste, según detallados en la presente Resolución y Orden.

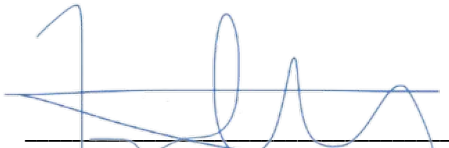
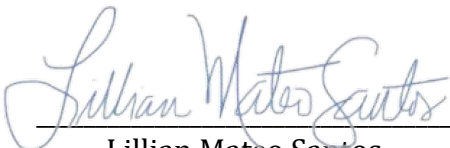
El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, **en o antes de las 12:00 p.m. del lunes, 16 de junio de 2025**, los factores trimestrales propuestos para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de julio de 2025, incluyendo las reconciliaciones para los meses de marzo, abril y mayo de 2025. Se **ORDENA** a LUMA incluir en sus próximas propuestas de factores la correspondiente partida asociada a la enmienda propuesta al GOMA, a razón de \$10 millones mensuales.

Se **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, se **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 y a Genera que el incumplimiento con las órdenes reseñadas en 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 ciento veinticinco mil dólares (\$125,000) diarios por cada violación y, hasta un máximo de doscientos cincuenta mil dólares (\$250,000) diarios por cada violación si la persona o compañía de energía regulada persiste en la violación, así como cualquier otra sanción administrativa que el Negociado de Energía entienda necesaria, de conformidad con el Art. 6.36 de la Ley 57-2014.⁴¹

Se **ADVIERTE** a LUMA y a Genera, además, que el pago de cualquier multa deberá ser satisfecho utilizando el dinero que recibe como pago (*i.e.*, fee) bajo su contrato; dicho pago no deberá bajo ningún concepto considerarse, interpretarse o tratarse como un costo atribuible a los consumidores o *pass thru*.

Notifíquese y publíquese.

 Edison Avilés Deliz Presidente	 Ferdinand A. Ramos Soegaard Comisionado Asociado
 Lillian Mateo Santos Comisionada Asociada	 Sylvia B. Ugarte Araujo Comisionada Asociada
	 Antonio Torres Miranda Comisionado Asociado

⁴¹ Conocida como “Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico”, según enmendada (“Ley 57-2014”).



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 28 de marzo de 2025. Certifico, además, que el 28 de marzo de 2025 he procedido con el archivo en autos de esta Resolución y Orden; y que la misma fue notificada mediante correo electrónico 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, 28 de marzo de 2025.



Sonia Seda Gaztambide
Secretaria



ANEJO 1

Negociado de Energía

Cláusula de ajuste por compra de combustible

Meses abril a junio 2025

Línea Núm.	Descripción	Cantidad	Referencia
1	Cálculo del factor de ajuste del cargo por combustible para los meses de abril a junio 2025		
2	Estimado de costo total de combustible		
3	abril 2025	\$ 147,544,049.19	Attachment 3 D98
4	mayo 2025	\$ 177,648,371.42	Attachment 3 D99
5	junio 2025	\$ 176,605,231.41	Attachment 3 D100
6	Enmienda contrato Genera - Incentivos	\$ 40,000,000.00	
7	Reconciliación de periodos anteriores		
8	diciembre 2024	\$ 582,728.55	Attachment 4 C19
9	enero 2025	\$ 12,329,950.56	Attachment 4 D19
10	febrero 2025	\$ (3,681,419.09)	Attachment 4 E19
11	Costos incrementales estimados (December 11, 2024 R&O)	\$ 617,744.32	Estimados Evento de Junio 2024 Q13
12	Estimación de ventas minoristas de kWh		
13	abril 2025	1,315,479,327	Attachment 6 M10 x 1000000
14	mayo 2025	1,434,084,036	Attachment 6 N10 x 1000000
15	junio 2025	1,519,353,343	Attachment 6 O10 x 1000000
16	Totales		
17	Estimado de costo total de combustible	\$ 541,797,652.03	Suma Líneas 3 a 6
18	Conciliación de periodos anteriores	\$ 9,849,004.34	Suma Líneas 8 a 11
19	Estimación de ventas minoristas de kWh	4,268,916,706	Suma Líneas 13 a 15
20	Cálculo del factor de ajuste de la carga de combustible		
21	Cláusula de ajuste por compra de combustible, meses de abril a junio 2025	\$ <u>0.129224</u>	(Línea 17 + Línea 18) / Línea 19
22	Factor de subsidio al combustible		
23	Estimado del factor de subsidio del combustible para barriles totales de petroleo	2,594,325	Attachment 3 E105
24	Factor de subsidio del combustible de \$30/barril (\$/kWh)	\$ <u>0.018232</u>	(30 * Línea 23) /Línea 19



Anejo 2
Negociado de Energía
Factor de ajuste del cargo por la compra de energía para los meses de abril a junio 2025

Linea Núm.	Descripción	Cantidad	Referencia
1	Cálculo del factor de ajuste del cargo por compra de energía para los meses de abril a junio 2025		
2	Costo total estimado de la compra de energía		
3	abril 2025	\$ 57,475,486.37	Attachment 3 (a) D34
4	mayo 2025	\$ 59,013,419.40	Attachment 3 (a) D35
5	junio 2025	\$ 59,053,864.19	Attachment 3 (a) D36
6	Costos totales estimados del programa CBES para los meses de abril a junio 2025	\$ 6,557,032.00	CBES Program Costs & Forecasts D21
7	Costo totales estimados de Interconexión del Tramo 1 para los meses de abril a junio 2025	\$ 24,716,398.00	Interconnection Costs G16+G17+G18
8	Costos totales estimados de ASAP para los meses de abril a junio 2025 (Por R&O de 5 de marzo)	\$ 1,889,000.00	ASAP Program G8
9	Costos estudios interconeccción para barcazas	\$ 400,000.00	
10	Reconciliación de la compra de energía del periodo anterior		
11	diciembre 2024	\$ 9,627,264.67	Attachment 4 N48
12	enero 2025	\$ 361,270.29	Attachment 4 N72
13	febrero 2025	\$ 1,189,261.47	Attachment 4 N96
14	ASAP actuales facturados hasta febrero 2025	\$ 1,560,361.25	ASAP Program G9
15	Totales		
16	Costo total estimado de la compra de energía	\$ 209,105,199.97	Suma Línea 3 a 9
17	Conciliación de periodos anteriores	\$ 12,738,157.68	Suma Línea 11 a 14
18	Estimación de ventas minoristas de kWh aplicables	4,268,916,706	Attachment 1 C23
19	Cálculo del factor de ajuste de la compre de energía		
20	Factor de ajuste del cargo por la compra de energía para los meses de abril a junio 2025	<u>\$ 0.051967</u>	(Línea 16 + Línea 17) / Línea 18



Anejo 3

Negociado de Energía

Impacto en las facturas para los meses de abril a junio 2025

Nivel de voltaje	enero a marzo 2025			abril a junio 2025		
	Cláusula ajuste de combustible	Factores de ajuste de compra de energía	Total	Cláusula ajuste de combustible	Factores de ajuste de compra de energía	Total
	\$/kWh			\$/kWh		
Distribución secundaria	0.139482	0.047173	0.186655	0.129224	0.051967	0.181191
Distribucion primaria	0.139482	0.047173	0.186655	0.129224	0.051967	0.181191
Transmisión	0.139482	0.047173	0.186655	0.129224	0.051967	0.181191
Bus Bar	0.139482	0.047173	0.186655	0.129224	0.051967	0.181191

RIDERS

CILT-Municipios			0.003755			0.003755
Subsidios interés social			0.010847			0.010847
Cláusulas demás subvenciones			0.000916			0.000916
Cláusula de eficiencia energética			0.000853			0.000853



		enero a marzo 2025		abril a junio 2025		Variance		
Tarifa y nivel de voltaje	Consumo de energía (kWh)	\$	\$/kWh	\$	\$/kWh	Bill (\$)	\$/kWh	%
GRS - Residencial	800	\$208.30	\$0.2604	\$203.92	\$0.25490	-\$4.38	-\$0.00548	-2.1%
GSS -Secundaria pequeño comercial, industrial Small Commercial, Industrial	1,200	\$350.03	\$0.2917	\$343.47	\$0.28623	-\$6.56	-\$0.00547	-1.9%
GSP - Primaria comercial mediano industrial 250kVA	91,800	\$24,947.54	\$0.2718	\$24,445.96	\$0.26630	-\$501.58	-\$0.00546	-2.0%
GST - Transmisión Comercial grande, Industrial 1,500 kVA	550,800	\$143,258.08	\$0.2601	\$140,248.60	\$0.25463	-\$3,009.48	-\$0.00546	-2.1%